

UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E SUDESTE DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS E ENGENHARIAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE

RAMON FELIPE FARIAS PACHECO

Marabá-PA

2023

RAMON FELIPE FARIAS PACHECO

**DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
CONECTADO À REDE**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará, como parte dos requisitos necessários para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Marabá: 18 de Julho de 2023

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. José Carlos da Silva
(Prof. Orientador - Presidente da Banca Examinadora
Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará)

Prof. Dr. Pedro Baptista Fernandes
(Examinador da Banca - UFMA)

Prof. Esp. Gerlon Pompeu Paes
(Examinador da Banca - SENAI/DR-PA)

Marabá-PA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará
Biblioteca Setorial II da UNIFESSPA

P116d Pacheco, Ramon Felipe Farias
Dimensionamnto de um sistema solar fotovoltaico conectado
à rede / Ramon Felipe Farias Pacheco. — 2023.
104 f.: il., (algumas color).

Orientador (a): José Carlos da Silva
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade
Federal do Sul e Sudeste do Pará, Instituto de Geociências e
Engenharias, Faculdade de Computação e Engenharia Elétrica,
Curso de Engenharia Elétrica, Marabá, 2023.

1. Geração de energia fotovoltaica. 2. Energia solar. 3.
Energia - fontes alternativas. 4. Energias renováveis. I.
Silva, José Carlos da, orient. II. Título.

CDD: 22. ed.: 621.312

Elaborado por Marcelo da Silva Gomes – CRB-2/1208

Ignore the noise, focus on your work.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus.

Agradeço imensamente aos meus pais por sempre apoiarem as minhas decisões e sempre prestarem suporte nos momentos de dificuldade. Tudo que sou hoje é devido aos seus ensinamentos e dedico essa conquista a vocês.

Gostaria de agradecer a todos os professores que tive durante a graduação que contribuíram para a formação da base teórica que possuo. Um agradecimento especial ao professor Pedro Baptista e ao professor José Carlos da Silva por terem me orientado durante o desenvolvimento deste trabalho.

A jornada foi longa, porém muito divertida, principalmente devido aos membros da tripulação. Um agradecimento especial aos meus amigos: Jefferson Fagundes, Jair Júnior, José Vinícius, Elias Júnior, Wesley Oliveira, Jean Charles, Jozivan Oliveira e a todos os outros que não foram citados.

RESUMO

Este Projeto de Graduação consiste em prover uma base teórica e técnica para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede, que visa produzir energia por meio de módulos fotovoltaicos e injetar essa energia na rede para compensar a fatura de energia dos consumidores participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, podendo ser enquadrado como Microgeração ou Minigeração conforme a Resolução Normativa ANEEL N^o 1.059 e a Lei 14.300. O local escolhido para o projeto foi a minha residência, localizada na cidade de Marabá, no estado do Pará, onde este projeto servirá como estudo de caso para aplicação da metodologia de dimensionamento apresentada nesta monografia. O projeto conterá as informações sobre dados de irradiação local, análise de sombreamento para implementação do sistema, assim como o dimensionamento dos equipamentos principais do sistema, condutores dos circuitos de corrente contínua e corrente alterada e dos dispositivos de proteção. Além do diagrama elétrico unifilar, arranjo fotovoltaico com a disposição dos módulos no telhado e comparação da geração prevista com a geração real do sistema no período de um ano.

Palavras-chave: Sistema solar fotovoltaico, energias renováveis, dimensionamento, geração de energia.

ABSTRACT

This Undergraduate Project consists of providing a theoretical and technical basis for the design of a photovoltaic solar system connected to the grid, which aims to produce energy through photovoltaic modules and inject this energy into the network to offset the energy bill of consumers participating in the Electric Energy Compensation System, which can be framed as Microgeneration or Minigeneration according to ANEEL Normative Resolution No. 1,059 and Law 14,300. The place chosen for the project was my residence, located in the city of Marabá, in the state of Pará, where this project will serve as a case study for the application of the sizing methodology presented in this monograph. The project will contain information on local irradiation data, shading analysis for system implementation, as well as the sizing of the system's main equipment, conductors of direct current and altered current circuits and protective devices. In addition to providing the single-line electrical diagram, drawing of the floor plan with the arrangement of the modules on the roof and the comparison of the expected generation with the actual generation of the system in the period of one year.

Keywords: Photovoltaic solar system, renewable energy, dimensioning, power generation.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Crescimento anual da Capacidade de Geração de Energia Renovável, total e por tecnologia, 2013-2019.	18
Figura 2 – Estimativa de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em relação à geração global de energia elétrica, final de 2019.	20
Figura 3 – Capacidade mundial de geração de energia solar fotovoltaica e adições anuais, 2009-2019.	21
Figura 4 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.	22
Figura 5 – Matriz Energética Brasileira.	22
Figura 6 – A geometria Sol-Terra determina as estações e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre a linha dos trópicos de Câncer e de Capricórnio nos dias de solstício e sobre o Equador nos equinócios.	24
Figura 7 – Amplitude de valores do ângulo de declinação.	25
Figura 8 – Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação a um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.	25
Figura 9 – Componentes da radiação solar.	26
Figura 10 – Perfil de irradiância solar ao longo de um dia.	27
Figura 11 – Orientação correta do módulo fotovoltaico, com sua face voltada para o norte geográfico.	28
Figura 12 – Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares.	29
Figura 13 – Efeito fotovoltaico.	31
Figura 14 – Curva característica $I - V$ de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.	33
Figura 15 – Curva característica $P - V$ de potência e tensão de um módulo fotovoltaico.	33
Figura 16 – Efeito da radiação solar nas características elétricas de um painel fotovoltaico.	34
Figura 17 – Efeito da temperatura nas características elétricas de um painel fotovoltaico.	34
Figura 18 – Até mesmo esse pequeno sombreamento pode reduzir a quantidade de energia que um módulo fotovoltaico produz - uma pequena área sombreada pode, sobre certas circunstâncias, reduzir a potência de saída do módulo em 80% a 90%.	36
Figura 19 – A célula descolorida desse arranjo foi causada por um ponto quente (<i>hotspot</i>).	37
Figura 20 – Modos de ligação de arranjos fotovoltaicos de módulos em série e paralelo.	38
Figura 21 – Esquemático dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.	40
Figura 22 – Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo.	41

Figura 23 – Central geradora fotovoltaica.	42
Figura 24 – Componentes típicos de um quadro de proteção de corrente contínua.	48
Figura 25 – Exemplo de um quadro de proteção de corrente alternada (CA) de uma instalação fotovoltaica.	49
Figura 26 – Sistema de tarifação <i>net metering</i> com um medidor bidirecional	53
Figura 27 – Valores de HSP para a localização informada.	57
Figura 28 – Geração do sistema fotovoltaico com 13,88kWp.	60
Figura 29 – Verificação do critério de potência.	63
Figura 30 – Verificação do critério de tensão.	67
Figura 31 – Verificação do critério da corrente.	68
Figura 32 – Limites de queda de tensão.	79
Figura 33 – Consumo mensal da residência.	85
Figura 34 – Medidas do telhado.	86
Figura 35 – Disposição dos módulos.	87
Figura 36 – Comparação entre a geração prevista e a geração do sistema no período analisado	95

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Capacidade total de geração de energia através de fontes renováveis a partir do final de 2019.	19
Quadro 2 – Características mecânicas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4	43
Quadro 3 – Requisitos mínimos em função da potência instalada em corrente alternada.	54
Quadro 4 – Cálculo da tensão mínima e máxima do módulo de acordo com a temperatura ambiente	65
Quadro 5 – Cálculo da quantidade mínima e máxima de módulos por <i>string</i> que o inversor Growatt MIN 10000TL-X suporta.	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo	30
Tabela 2 – Características elétricas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4	44
Tabela 3 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo 8000TL-X(E).	47
Tabela 4 – Variáveis utilizadas no cálculo da geração do sistema fotovoltaico.	60
Tabela 5 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo MIN 10000TL-X	62
Tabela 6 – Características elétricas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4 necessárias para o dimensionamento das <i>strings</i>	63
Tabela 7 – Seção reduzida do condutor neutro.	74
Tabela 8 – Seção reduzida do condutor de proteção	75
Tabela 9 – Temperaturas características dos condutores.	76
Tabela 10 – Número de condutores carregados a ser considerado em função do tipo de circuito.	77
Tabela 11 – Limites de queda de tensão	78
Tabela 12 – Valores de K para condutores com isolamento de PVC, EPR ou XLPE	81
Tabela 13 – Correntes de curto-circuito presumidas no secundário de transformadores trifásicos.	82
Tabela 14 – Fator de potência aproximado.	83
Tabela 15 – Irradiação solar diária média mensal.	87
Tabela 16 – Geração mensal estimada para um sistema de 8,1kWp de potência localizado na cidade de Marabá.	88
Tabela 17 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo 8000TL-X(E).	89
Tabela 18 – Geração prevista X geração real do sistema	94

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	MOTIVAÇÃO - ENQUADRAMENTO	14
1.2	OBJETIVO GERAL	16
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS NO BRASIL E NO MUNDO.	18
2.2	RADIAÇÃO SOLAR	23
2.3	ÂNGULOS SOLARES	23
2.4	TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR	24
2.4.1	Insolação	26
2.5	ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.5.1	Escolha do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico	28
2.6	CÉLULA FOTOVOLTAICA	29
2.6.1	Tipos de Células Fotovoltaicas	31
2.7	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31
2.7.1	Curvas Características dos Módulos Fotovoltaicos	32
2.7.2	Influência da Temperatura e da Radiação Solar	33
2.7.3	Influência do sombreamento	36
2.7.4	Conjuntos ou arranjos fotovoltaicos	37
3	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	39
3.1	Categorias de sistemas fotovoltaicos conectados à rede	39
3.1.1	Microgeração distribuída	40
3.1.2	Minigeração distribuída	41
3.1.3	Central geradora fotovoltaica	41
3.2	Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede.	41

3.2.1	Módulos fotovoltaicos comerciais	42
3.2.2	Inversores comerciais	44
3.2.3	Quadro de proteção de corrente contínua (CC)	47
3.2.4	Quadro de proteção de corrente alternada (CA)	48
3.3	Fatores que influenciam a eficiência de um sistema fotovoltaico.	49
3.3.1	Temperatura de operação do módulo fotovoltaico	50
3.3.2	Poeira e sujeira	50
3.3.3	Tolerância na variação de potência do módulo	51
3.3.4	Sombreamento	51
3.3.5	Orientação e ângulo de inclinação	51
3.3.6	Queda de tensão	51
3.3.7	Eficiência do inversor	52
3.4	Sistemas de tarifação	52
3.4.1	Tarifação <i>net metering</i>	52
3.4.2	Tarifação <i>feed in</i>	53
3.5	Requisitos de conexão	53
3.6	Normas brasileiras para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.	54
4	DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	56
4.1	Levantamento do consumo de energia elétrica.	56
4.1.1	Avaliação do local de instalação.	56
4.1.2	Avaliação do potencial energético solar.	56
4.1.3	Estimativa de geração do sistema fotovoltaico.	57
4.1.4	Exemplo de aplicação	58
4.2	Módulos fotovoltaicos	61
4.3	Inversor	61
4.4	Dimensionamento do arranjo fotovoltaico e validação dos requisitos de potência, tensão e corrente.	62
4.4.1	Verificação do critério de potência	62
4.4.2	Verificação do critério de tensão	62

4.4.3	Verificação do critério de corrente	66
4.5	Dimensionamento dos componentes de corrente contínua	68
4.5.1	Dimensionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas.	69
4.5.2	Dimensionamento dos cabos no lado de corrente contínua	70
4.5.3	Dispositivo de manobra, chave seccionadora lado CC	72
4.5.4	Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS) para circuitos em corrente contínua e corrente alternada	72
4.6	Dimensionamento dos componentes de corrente alternada	73
4.6.1	Dimensionamento dos condutores de corrente alternada	74
4.6.1.1	Critério da seção mínima	74
4.6.1.2	Critério da capacidade de condução	75
4.6.1.3	Critério da queda de tensão.	77
4.6.2	Dispositivo de proteção contra sobrecorrente em corrente alternada	79
4.6.3	Proteção contra corrente de curto-circuito	80
4.7	Aterramento e equipotencialização.	83
4.8	Softwares para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	84
5	ESTUDO DE CASO: SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE 8KW DE POTÊNCIA.	85
5.1	Levantamento de dados e cálculo estimado da geração.	85
5.2	Dimensionamento do arranjo fotovoltaico e validação dos requisitos de potência, tensão e corrente.	88
5.3	Dimensionamento dos componentes de corrente contínua	89
5.4	Dimensionamento dos dispositivos de proteção do circuito de corrente alternada.	90
5.4.1	Dimensionamento dos condutores de corrente alternada.	91
5.4.2	Dimensionamento dos dispositivos de proteção do quadro de distribuição	92
5.4.2.1	Dimensionamento do disjuntor	92
5.4.2.2	Dimensionamento do dispositivo de proteção contra surtos (DPS)	93
5.4.2.3	Aterramento e equipotencialização.	93
5.5	Diagrama unifilar e diagrama de blocos	93

5.6	Homologação e aprovação do projeto.	93
5.7	Análise de geração do sistema.	94
6	CONCLUSÃO	96
	REFERÊNCIAS	97
	APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR DO PROJETO DO ESTUDO DE CASO	100
	APÊNDICE B – ARRANJO FOTOVOLTAICO, PLANTA BAIXA COM A DIS- POSIÇÃO DOS MÓDULOS NO TELHADO.	101
	ANEXO A – FOLHETO DE DADOS DO INVERSOR	102
	ANEXO B – FOLHETO DE DADOS DO MÓDULO	103

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO - ENQUADRAMENTO

O desenvolvimento da sociedade moderna está atrelado à energia elétrica. Para que a sociedade se desenvolva em todos os âmbitos é um fator primordial que a energia elétrica seja disponibilizada ao consumidor a qualquer momento desejado.

A matriz energética do país deve ser composta por diversas fontes de modo a suprir a demanda crescente por eletricidade. Algumas fontes de geração de energia são sazonais. A energia hidrelétrica, por exemplo, depende dos níveis dos reservatórios para a geração de eletricidade, logo devem existir outras fontes de geração de energia para suprir essa demanda quando os reservatórios das hidrelétricas não estiverem em plena capacidade (GOMES, 2013).

Quando comparado com outros países, o Brasil já emprega bastante as fontes de energia renováveis, pois no Brasil a energia elétrica é obtida predominantemente via usinas hidrelétricas. Por causa disto, o processo de aumento do percentual da participação das outras fontes renováveis na matriz energética, dentre elas a energia solar fotovoltaica, não é um processo tão acelerado como no resto do mundo.(VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Apesar disso o mercado de energia solar fotovoltaica vem tendo um crescimento exponencial no Brasil durante os últimos anos. Isto devido à redução dos custos de produção dos painéis fotovoltaicos e a criação de resoluções e incentivos fiscais que possibilita o acesso a esta tecnologia por uma maior parcela da população (VILLALVA, 2019).

Os sistemas fotovoltaicos convertem a energia do sol diretamente em eletricidade usando materiais semicondutores. Esses podem ser classificados como isolados, quando são a única fonte fornecedora de energia elétrica para a carga, ou como sistemas conectados à rede, quando existem duas fontes provedoras de eletricidade para a carga, a concessionária e o sistema fotovoltaico. (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Embora esses sistemas possuam muitas vantagens, sua eficiência é afetada por fatores climáticos que variam com a localidade onde esses serão instalados. O desempenho de um sistema fotovoltaico depende do nível de radiação solar, temperatura ambiente, local de instalação, posicionamento dos módulos fotovoltaicos e eficiência dos módulos (BALFOUR; SHAW; JAROSEK, 2013)

A partir disto é possível notar a importância da realização de estudos mais específicos com o intuito de prever a eficiência na geração de eletricidade de um sistema fotovoltaico com mais fidelidade e considerando os fatores climáticos intrínsecos da região aonde esse sistema será instalado. Outro fator importante a ser considerado é o dimensionamento elétrico dos circuitos de corrente contínua e de corrente alternada que compõem o sistema fotovoltaico. O correto dimensionamento dos condutores elétricos é de suma importância

para a eficiência, segurança e a durabilidade de qualquer instalação elétrica. Tendo em vista que o erro no dimensionamento dos condutores pode ocasionar sérios acidentes, desde danos a elementos de proteção ou podendo ocasionar incêndios que resultam na perda total dos equipamentos, além de pôr em risco a vida das pessoas.

Devido ao fato do mercado de energia solar fotovoltaica estar em crescente expansão em um ritmo muito acelerado no Brasil, surgem empresas e profissionais sem o devido treinamento e conhecimento técnico tentando adentrar nesse ramo (SANTOS, 2020). Muitos não se atentam às prescrições estabelecidas pelas normas técnicas brasileiras e internacionais que ditam os requisitos mínimos a serem seguidos no momento do dimensionamento, escolha dos materiais e instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Em virtude da escassez de materiais gratuitos de qualidade que ensinem a realizar o correto dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, esse trabalho apresentará as metodologias para o desenvolvimento de um projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de baixa tensão, desde a escolha dos equipamentos até o dimensionamento dos circuitos de corrente contínua, dos circuitos de corrente alternada e dos elementos de proteção desses circuitos.

1.2 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um manual sobre como dimensionar um sistema fotovoltaico corretamente seguindo os requisitos mínimos estabelecidos nas normas técnicas da ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desenvolver um passo a passo para elaboração de um projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de distribuição.
- Pesquisar sobre as novas tecnologias que surgiram no setor de energia solar.
- Analisar parâmetros que afetam a segurança, eficiência e durabilidade de um sistema fotovoltaico.
- Realizar um estudo de um caso de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho será dividido em 5 capítulos que são enumerados e divididos da seguinte forma:

- Capítulo 1: serão apresentados a motivação para o desenvolvimento deste trabalho e os principais objetivos do mesmo.
- Capítulo 2: será feita uma pequena abordagem sobre a geração de energia solar no Brasil e no mundo, serão apresentadas as células fotovoltaicas e os principais tipos, assim como também, os módulos, suas curvas características de operação e formas de associação;
- Capítulo 3: neste capítulo serão apresentados os tipos de sistemas fotovoltaicos que são divididos em sistemas *off-grid* (desconectados da rede), sistemas *on-grid* (conectados à rede) e sistemas híbridos, as formas de tarifação ou compensação, os componentes dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede e os fatores que afetam a sua eficiência, assim como as principais resoluções e normas técnicas que regem o setor solar fotovoltaico no Brasil.
- Capítulo 4: neste capítulo é apresentado o passo-a-passo para a realização do dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede.
- Capítulo 5: neste capítulo é apresentado um estudo de caso de um sistema fotovoltaico instalado em minha residência, situada na Rua Folha 29, bairro Nova Marabá, Marabá - PA, que foi idealizado como projeto para servir como base na aplicação dos métodos

apresentados o capítulo 4, além disso, serão mostrados todos os passos e cálculos utilizados para o dimensionamento dos componentes do sistema, além de comparar a geração presumida com a geração real do sistema, após meses de operação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

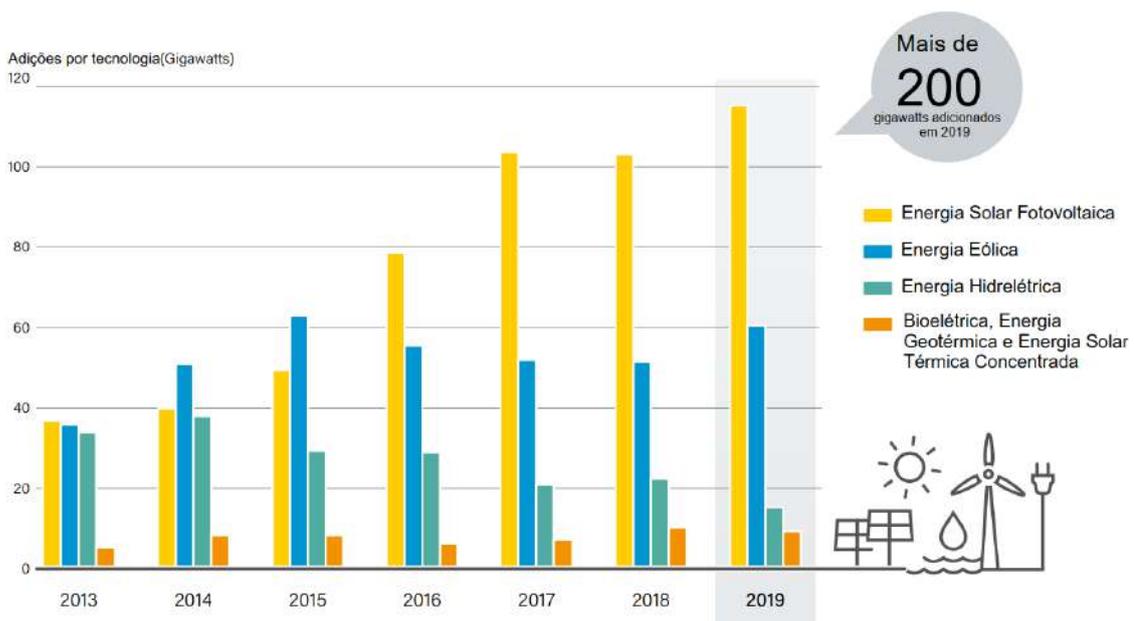
2.1 PANORAMA ENERGÉTICO DAS FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS NO BRASIL E NO MUNDO.

As Energias Renováveis (ER) já são fontes de energia reconhecidas no mercado energético mundial. A criação de novas políticas de incentivo, o contínuo financiamento, a crescente melhoria da relação custo-benefício, a sua segurança e o crescimento das necessidades energéticas globais são responsáveis pelo rápido crescimento das tecnologias renováveis (BERTAGLIO, 2017).

Mais de 200 GW de capacidade de geração de energia renovável foram instalados em 2019, elevando a capacidade global para 2.588GW. A capacidade de geração instalada ficou bem acima dos níveis do ano de 2018, como demonstrado na Figura 1 mantendo a taxa média de crescimento de mais de 8% de capacidade instalada de energia renovável nos últimos cinco anos (REN21.2020, 2020).

Cerca de 115GW de energia solar fotovoltaica foram adicionados em todo o mundo em 2019, consolidando o *status* da tecnologia como a líder mundial em crescimento da capacidade de geração de eletricidade entre as fontes de energia renovável. Durante o ano de 2019, 57% da capacidade adicionada de geração de energia renovável foram provenientes da energia solar fotovoltaica, seguida pela geração eólica (60GW, cerca de 30%) e energia

Figura 1 – Crescimento anual da Capacidade de Geração de Energia Renovável, total e por tecnologia, 2013-2019.



Fonte: Adaptado de (REN21.2020, 2020).

hidrelétrica (16GW, cerca de 8%). Os 5% restantes de incremento na capacidade de geração de energia renovável são oriundos da bioenergia, energia geotérmica e da energia solar térmica concentrada (heliotérmica). Pelo quinto ano consecutivo, o aumento da capacidade de geração de energia renovável claramente ultrapassou o crescimento combinado da geração de energia através das fontes de combustíveis fósseis e de energia nuclear (REN21.2020, 2020).

Considerando a capacidade acumulada de energia renovável, a China permaneceu líder global (789 GW) no final do ano, seguida pelos Estados Unidos (282 GW), Brasil (144 GW), Índia (137 GW) e Alemanha (124 GW) (Ver quadro 1). A China também liderou o mundo em capacidade adicionada durante o ano em 67 GW, seguida pelos Estados Unidos (22 GW), Índia (13 GW) e Brasil/Japão, cada um com cerca de 8 GW. Apesar de seus mercados globais serem muito pequenos para entrar na lista dos cinco primeiros, Argentina, Austrália, Israel, México, Turquia e Vietnã tiveram um crescimento significativo na capacidade operacional total de pelo menos duas tecnologias de energia renovável (REN21.2020, 2020).

No final do ano de 2019, pelo menos 32 países possuíam uma capacidade instalada de energia renovável maior do que 10GW em operação (incluindo as hidrelétricas), contra apenas 19 países em 2009. A mudança ainda é mais impressionante quando excluímos as hidrelétricas, os mercados para a energia solar fotovoltaica e a energia eólica tem crescido drasticamente nos últimos anos. No final de 2019, pelos menos 17 países possuíam uma capacidade instalada de energia renovável maior do que 10GW (sem considerar as hidrelétricas), contra apenas 5 países em 2009 (REN21.2020, 2020).

Quadro 1 – Capacidade total de geração de energia através de fontes renováveis a partir do final de 2019.

	1	2	3	4	5
Capacidade total de geração de energia renovável (incluindo a energia hidrelétrica)	China	Estados Unidos	Brasil	Índia	Alemanha
Capacidade total de geração de energia renovável (não incluindo a energia hidrelétrica)	China	Estados Unidos	Alemanha	Índia	Japão
Bioenergia	China	Estados Unidos	Brasil	Índia	Alemanha
Energia Geotérmica	Estados Unidos	Indonésia	Filipinas	Túrcia	Nova Zelândia
Energia Hidrelétrica	China	Brasil	Canadá	Estados Unidos	Rússia
Energia Solar Fotovoltaica	China	Estados Unidos	Japão	Alemanha	Índia
Energia Solar Térmica Concentrada (heliotérmica)	Espanha	Estados Unidos	Marrocos	África do Sul	China
Energia Térmica Solar	China	Estados Unidos	Alemanha	Índia	Espanha

Fonte: Adaptado de (REN21.2020, 2020)

No geral, a capacidade instalada de energia renovável foi suficiente para fornecer cerca de 27,3% da geração global de eletricidade no final de 2019. A energia hidrelétrica ainda compõem a maioria (58%) dessa parcela de geração estimada, seguida pela energia eólica (22%), solar fotovoltaica (10%) e bioenergia (8%), ver Figura 2. (REN21.2020, 2020)

Apesar desses avanços, a eletricidade renovável continua a enfrentar desafios

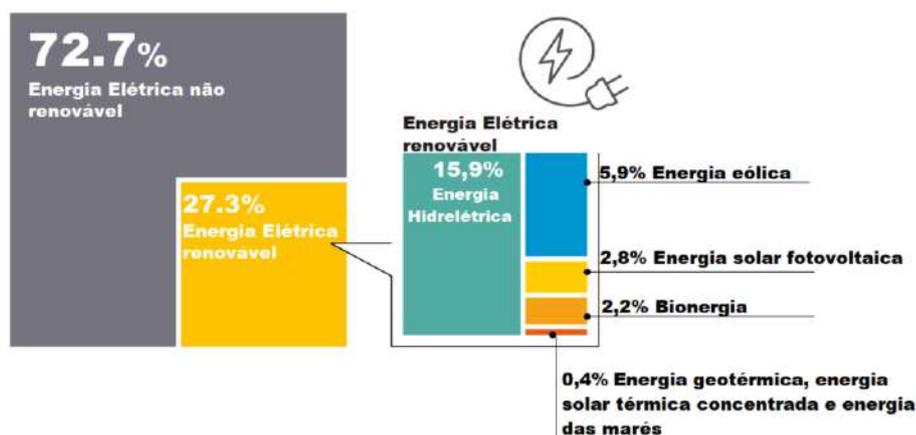
para alcançar uma maior parcela da geração global de eletricidade, devido, em parte, ao investimento persistente em fontes de energia de fósil (e nuclear). Como em anos anteriores, o desenvolvimento do setor de energia renovável continuou a ser influenciado pesadamente pelas políticas do governo e marcos regulatórios (REN21.2020, 2020).

Como citado anteriormente, o aumento global na capacidade de geração de energia solar fotovoltaica (FV) foi estável ou mesmo contraído ligeiramente, em 2019, o mercado de energia solar FV aumentou cerca de 12%, aproximadamente 115 GW. A década terminou com forte demanda na Europa, Estados Unidos e mercados emergentes em todo o mundo, mais do que compensar um declínio substancial na China, o maior mercado único. Sem incluir a China, o mercado global para energia solar fotovoltaica cresceu cerca de 44% em 2019. Ao fim de 2019, a capacidade global de geração de energia FV alcançou a potência de 627 GW, que inclui a capacidade on e off-grid, contra apenas 23 GW comparado há 10 anos, ver Figura 3. (DETOLLENAERE et al., 2020)

A demanda por energia solar está se espalhando e se expandindo à medida que se torna a opção mais competitiva para a geração de energia elétrica em um número crescente de países, para aplicações residenciais e comerciais e cada vez mais para projetos de grande porte, mesmo sem contabilizar os custos externos dos combustíveis fósseis. Em 2019, estima-se que 18 países adicionaram pelo menos 1 GW de nova capacidade, acima de 11 países em 2018, e todos os continentes contribuíram significativamente para o crescimento global. Até o final de 2019, pelo menos 39 países tinham uma capacidade acumulada de 1 GW ou mais, contra apenas 31 países em 2018. (DETOLLENAERE et al., 2020)

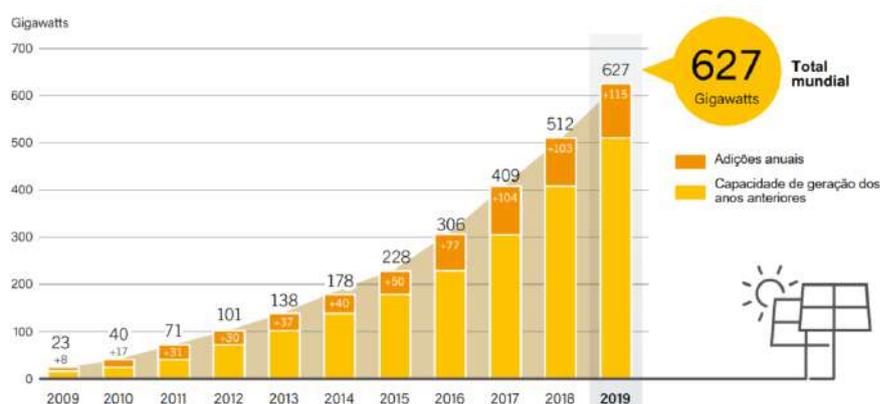
Em vários países, a energia solar fotovoltaica já desempenha um papel significativo na geração de eletricidade. Até o final de 2019, 22 países tinham capacidade suficiente em operação para atender pelo menos 3% de sua demanda de eletricidade com energia solar

Figura 2 – Estimativa de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis em relação à geração global de energia elétrica, final de 2019.



Fonte: Adaptado de (REN21.2020, 2020).

Figura 3 – Capacidade mundial de geração de energia solar fotovoltaica e adições anuais, 2009-2019.



Fonte: Adaptado de (REN21.2020, 2020).

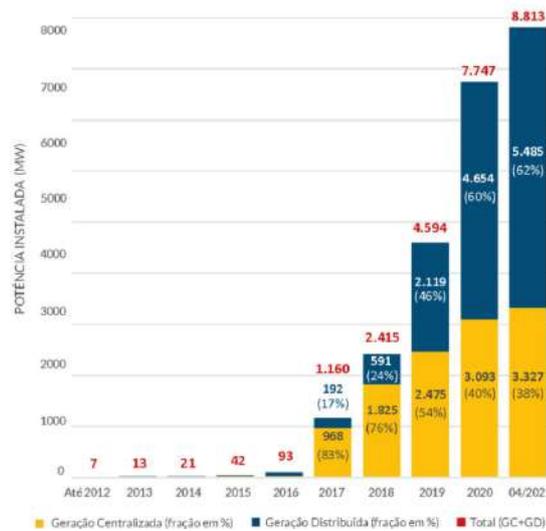
fotovoltaica, e 12 países tinham o suficiente para atender pelo menos 5%. No ano inteiro, a energia solar fotovoltaica representou cerca de 10,7% da geração total em Honduras e parcelas substanciais também na Itália (8,6%), Grécia (8,3%), Alemanha (8,2%), Chile (8,1%), Austrália (7,8%) e Japão (7,4%), entre outros. Até o final de 2019 a energia solar fotovoltaica foi responsável por gerar 2,8% da geração global de eletricidade (REN21.2020, 2020).

O Brasil adicionou mais de 2 GW em 2019 e terminou o ano com quase 4,5 GW. Estima-se que as usinas fotovoltaicas de grande porte foram responsáveis por adicionar um total de 650 MW de potência instalada em 2019, incluindo a primeira usina solar fotovoltaica da América Latina a ser construída com uma subestação digital. Até o final do ano, cerca de 5,7 GW de projetos adicionais de energia solar fotovoltaica estavam em estágios avançados de desenvolvimento, e havia um crescente interesse em novas oportunidades para PPA'S (*Power Purchase Agreement* — contratos de compra e venda de energia) no Mercado Livre de Energia. O segmento de energia solar distribuída do Brasil (definido como <5 MW) foi o que mais cresceu em 2019 em termos de capacidade adicionada (1,4 GW), investimentos e empregos, impulsionados pelo aumento dos preços das tarifas de energia. O segmento era liderado por sistemas residenciais, mas está havendo um crescimento considerável na quantidade de sistemas comerciais e rurais (ABSOLAR, 2021). Um fator que impulsionou o aumento das instalações de sistemas de geração distribuída no final do ano foram as mudanças políticas e regulatórias propostas, incluindo um debate em curso sobre a revisão da Resolução de número 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Mesmo com a crise mundial devido ao vírus do Covid-19 a energia solar fotovoltaica distribuída e centralizada continuou a crescer no Brasil durante o ano de 2020, como

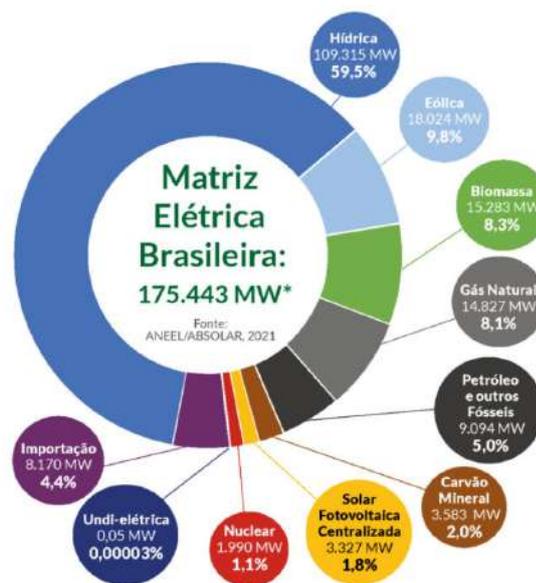
demonstrado na Figura 4. A potência instalada de geração distribuída fotovoltaica mais do que duplicou no decorrer do ano de 2020. A potência instalada de Energia Solar Fotovoltaica centralizada composta por usinas de grande porte (>5 MW), já representa cerca de 1,8% (3.327 MW) da matriz energética brasileira como demonstrado na Figura 5 (ABSOLAR, 2021).

Figura 4 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2021).

Figura 5 – Matriz Energética Brasileira.



*A potência total da matriz não inclui a importação.

Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2021).

2.2 RADIAÇÃO SOLAR

A radiação solar é uma fonte universal de energia fornecida pela luz do sol para toda a vida na Terra. A radiação é o processo de irradiar ou refletir partículas de energia, ou ondas. A energia do sol é gerada em seu núcleo através da fusão de átomos de hidrogênio em hélio e essa energia irradia do sol na forma de ondas de calor e luz (BALFOUR; SHAW; JAROSEK, 2013).

Apenas cerca de dois milionésimos da radiação solar chegam à Terra. Isso se deve à enorme distância entre a Sol e à Terra. O Sol e à Terra estão a aproximadamente 150 milhões de quilômetros de distância no seu ponto mais próximo. A quantidade de energia que a Terra recebe é cerca de 10.000 vezes maior do que o consumo energético mundial. Seria necessário capturar apenas 0,01% da radiação que chega à Terra para atender às necessidades energéticas de todo o mundo (BALFOUR; SHAW; JAROSEK, 2013).

Em um dia claro, a radiação solar tem o menor impedimento em sua viagem para atingir uma superfície na Terra e fornece a quantidade máxima de radiação. Essa intensidade é variável nos dias em que a atmosfera da Terra é mais densa e absorve, reflete e dispersa a radiação. A camada de ar que os raios solares percorrem através da atmosfera até incidirem numa determinada superfície é chamada massa de ar (AM). A radiação deve viajar através da massa de ar antes de atingir a superfície da Terra (BALFOUR; SHAW; JAROSEK, 2013).

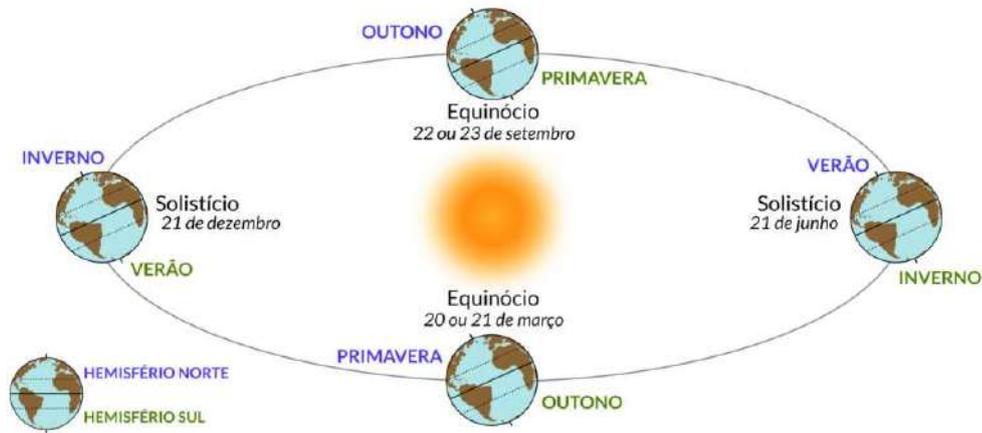
2.3 ÂNGULOS SOLARES

A Terra realiza uma rotação ao redor do seu próprio eixo a cada 24 horas e completa um ciclo ao redor do sol num período de aproximadamente 365 dias. Esse movimento de rotação afeta a quantidade de energia solar incidente em um ponto qualquer da superfície terrestre. O ciclo anual ocorre devido à inclinação de 23,45 graus do eixo axial da Terra em relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol. A duração dos dias está relacionada com as estações do ano. (PEREIRA et al., 2017)

As estações do ano são determinadas pelos equinócios, instante em que o Sol, em sua órbita aparente cruza o Equador terrestre, e os solstícios, momento em que o sol apresenta a maior declinação em latitude medida a partir do Equador. O inverno no hemisfério Sul ocorre quando o polo Sul está voltado para a direção oposta à do Sol (vide Figura 6). O verão ocorre quando o polo Sul está direcionado para o Sol. Nos equinócios a radiação solar incide com a mesma intensidade nos hemisférios Norte e Sul. (PEREIRA et al., 2017)

O movimento de rotação da Terra em torno do próprio eixo está ligado diretamente ao ciclo diário da variação de quantidade de radiação oriunda do Sol (PEREIRA et al., 2017). Para descrever essa variação de radiação são utilizados conceitos importantes

Figura 6 – A geometria Sol-Terra determina as estações e a duração do dia. O Sol está posicionado sobre a linha dos trópicos de Câncer e de Capricórnio nos dias de solstício e sobre o Equador nos equinócios.



Fonte: Adaptado de (PEREIRA et al., 2017).

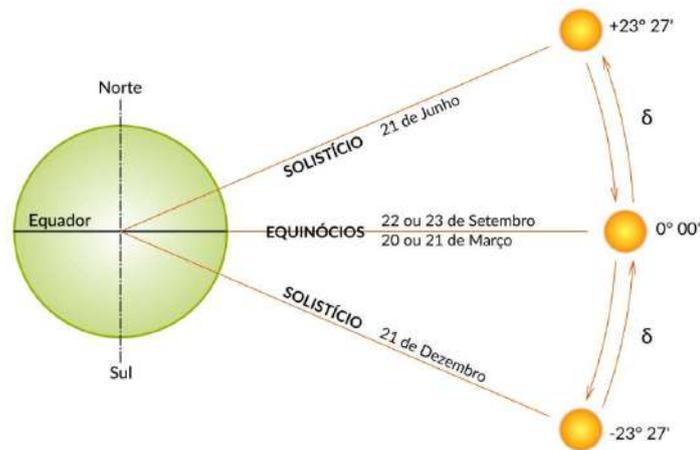
definidos como os ângulos solares apresentados na Figura 8 e definidos a seguir:

- A declinação solar (δ), é o ângulo entre os raios do Sol e a linha do Equador. Essa que apresenta variação entre $-23^{\circ} 27'$ e $+23^{\circ} 27'$ ao longo do período de um ano. A Figura 7 apresenta a amplitude de valores da declinação ao longo do ano.
- O ângulo horário solar (ω) representa o movimento angular do Sol e varia entre -180° e $+180^{\circ}$. Cada 15° de deslocamento corresponde a uma hora. Por convenção, assume valores positivos durante o período da manhã, valores negativos durante o período da tarde e, ao meio-dia assume o valor zero.
- O ângulo zenital solar (θ_z) é o ângulo formado entre a linha vertical que aponta para o Sol e a linha vertical (zênite) no local de observação. Ao nascer do Sol e no pôr do Sol o ângulo zenital é igual a 90° .
- O ângulo azimutal do Sol refere-se ao ângulo formado entre a linha de projeção da direção dos raios solares no plano horizontal e a direção Norte-Sul.
- O ângulo solar, ou ângulo da altura solar, presente na Figura 8 é definido como o ângulo de inclinação da trajetória do Sol com o plano horizontal;

2.4 TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR

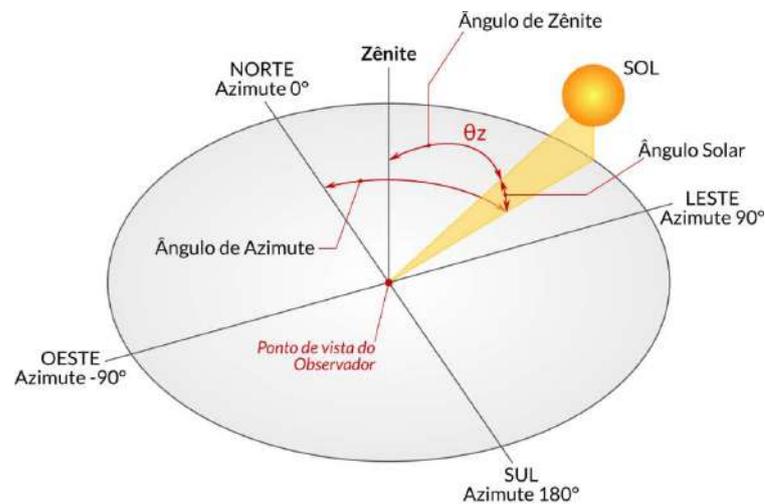
A radiação solar pode ser medida pela quantidade de energia solar que incide em 1m^2 de área, essa grandeza é denominada irradiância, e sua unidade é W/m^2 . Durante a

Figura 7 – Amplitude de valores do ângulo de declinação.



Fonte: Adaptado de (PEREIRA et al., 2017).

Figura 8 – Ângulos notáveis em solarimetria. A compreensão geométrica e espacial destas variáveis permite descrever a posição do Sol em relação a um ponto na superfície terrestre e descrever numericamente a variabilidade diária e sazonal do Sol.



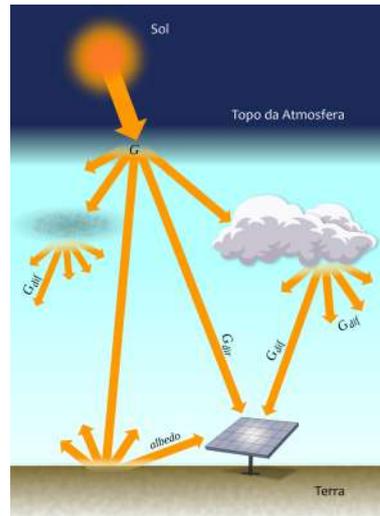
Fonte: Adaptado de (PEREIRA et al., 2017).

trajetória da radiação solar pela atmosfera ela pode se decompor em duas componentes denominadas: irradiância direta (G_{dir}) e irradiância difusa (G_{dif}) (PEREIRA et al., 2017), conforme demonstrado na Figura 9 .

A irradiância direta é a parcela da radiação solar recebida diretamente em uma determinada superfície sem haver refração, ou reflexão pela atmosfera, ou pelo solo. A irradiância difusa é a parcela da radiação solar refletida ou refratada por obstáculos presentes na atmosfera, como as partículas e nuvens presentes no ar. O albedo é a radiação

refletida na superfície. Para sistemas fotovoltaicos é importante conhecer outro conceito que é a irradiância no plano inclinado (G_i), a qual corresponde à taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra (PEREIRA et al., 2017).

Figura 9 – Componentes da radiação solar.



Fonte: Adaptado de (PEREIRA et al., 2017).

A indústria fotovoltaica adota o valor de irradiância de 1000 W/m^2 como padrão para a especificação e avaliação de células e módulos fotovoltaicos. Esse dado é disponibilizado em praticamente todas as folhas de dados técnicos de fabricantes de dispositivos fotovoltaicos.

Os valores de irradiância solar variam constantemente ao longo do dia devido a fatores climáticos, sendo que tipicamente os maiores valores medidos ocorrem ao meio-dia solar. A Figura 10 apresenta um gráfico típico de irradiância ao longo de um dia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

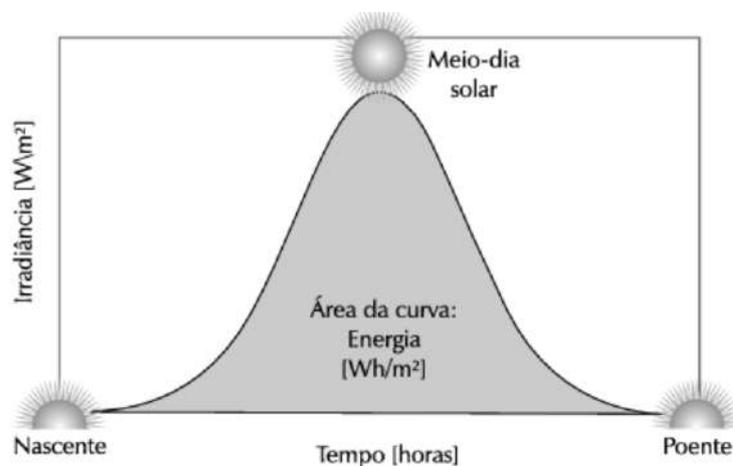
2.4.1 Insolação

A insolação é a grandeza utilizada para expressar a quantidade de energia solar que incide em uma superfície plana qualquer ao longo de um intervalo de tempo específico. Sua unidade é o Wh/m^2 (watt-hora por metro quadrado).

O valor da insolação é útil para o cálculo da estimativa de geração de um sistema fotovoltaico. Os valores de insolação estão disponíveis em mapas de insolação, tabelas e ferramentas computacionais que fornecem os valores diários expressos em $\text{Wh/m}^2/\text{dia}$.

A irradiação diária é comumente referida como HSP (horas de sol pleno). O número de HSP para um dia qualquer é o número de horas de radiação solar, com uma taxa fixa de 1kW/m^2 , que seria equivalente à quantidade total de energia para aquele dia.

Figura 10 – Perfil de irradiância solar ao longo de um dia.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Como a irradiação ao longo do dia não é constante o número de HSP sempre será menor que a quantidade de horas de recurso solar disponível diariamente.

Algumas das fontes onde é possível encontrar essas informações são:

- Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2017, publicado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (PEREIRA et al., 2017);
- Programa SunData para cálculo de irradiação solar diária mensal do CEPEL (Centro de Pesquisa de Energia Elétrica) disponível no site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) (CRESESB, 2022);
- Dados de satélites meteorológicos do site SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) (SWERA, 2022);
- Estações Automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) (INMET, 2022);
- Estações Solarimétricas do SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) (SONDA, 2022);

Na prática a fonte de dados mais utilizada é o SunData, pois é possível acessar os dados utilizando os valores de latitude e longitude do local de instalação do sistema fotovoltaico.

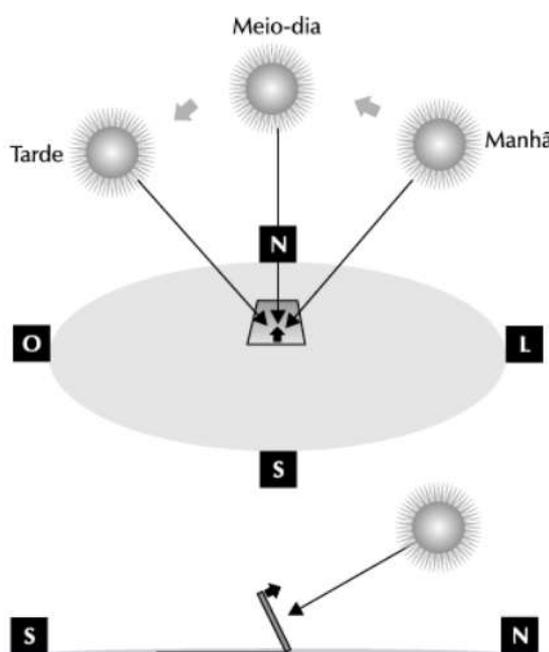
2.5 ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Como citado anteriormente, a radiação solar divide-se em duas componentes: a radiação direta e a radiação difusa. Para projetar um sistema fotovoltaico eficiente deve-se

posicionar as faces dos módulos de tal forma que a captação da radiação direta seja maximizada, já que não se pode fazer nada para melhorar a captação da radiação difusa devido a sua característica randômica.

O posicionamento de um módulo fotovoltaico deve considerar o movimento do sol no decorrer do dia. No hemisfério sul, o nascente do sol ocorre na direção leste e o poente na direção oeste. A face do módulo fotovoltaico deve ser direcionada de forma que realize a captação da maior quantidade de radiação direta possível. Logo, para que isso aconteça a face do módulo deve estar direcionada para o norte geográfico conforme Figura 11. Para um sistema instalado no hemisfério norte, em cidade localizada acima da linha do equador a face deverá ser direcionada para o sul geográfico (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 11 – Orientação correta do módulo fotovoltaico, com sua face voltada para o norte geográfico.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.5.1 Escolha do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico

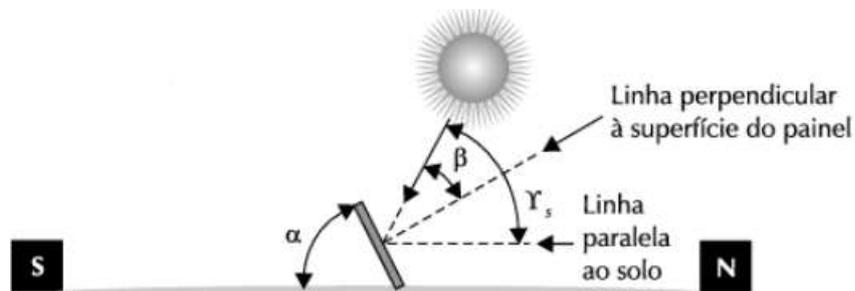
Outro ponto importante a ser determinado é o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. A escolha errada deste ângulo pode comprometer a captação dos raios solares e reduzir a geração de energia elétrica do módulo.

A captação de raios solares por um módulo fotovoltaico é maximizada quando a face do módulo está perpendicular aos raios solares incidentes. A maneira como os raios solares incidem em um determinada superfície dependem da posição do sol.

A Figura 11 ilustra a maneira que os raios solares incidem em um módulo. Os ângulos contidos na imagem são:

- α - ângulo de inclinação do painel: é o ângulo de inclinação do módulo em relação ao solo;
- β - ângulo de incidência do raio solar: é o ângulo que os raios solares incidem no módulo em relação à reta perpendicular à face do módulo;
- Υ_s - altura solar: é o ângulo de inclinação da trajetória do solo com o plano horizontal;

Figura 12 – Ângulo de inclinação do módulo e ângulo de incidência dos raios solares.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Para que a face do módulo esteja perpendicular aos raios solares o valor do ângulo β tem que ser 0. Como o valor do ângulo Υ_s varia ao longo do dia seria necessário que o ângulo de inclinação α seja ajustado ao longo do dia para que os raios solares continuem a incidir perpendicularmente na superfície do módulo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Na prática, a maioria dos sistemas fotovoltaicos são instalados com um ângulo de inclinação fixo. Como não é possível maximizar a captação diariamente ou em todos meses do ano, deve-se determinar um ângulo que garanta uma boa produção de energia ao longo do ano.

Não existe um consenso sobre a melhor maneira de escolher o ângulo de instalação do módulo. Contudo, é possível definir um ângulo de inclinação dada uma latitude geográfica de forma que possibilite uma boa geração média ao longo do ano (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A Tabela 1 apresenta o ângulo de instalação indicado para várias faixas de latitude geográfica. A informação da latitude de uma determinada localidade pode ser encontrada em um atlas com mapas do Brasil, na ferramenta de mapas do Google (*maps.google.com*) (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.6 CÉLULA FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico é o fenômeno físico que permite converter a radiação eletromagnética, luz solar, em eletricidade. Esse fenômeno ocorre quando a luz solar incide sobre um material semicondutor com propriedades específicas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Tabela 1 – Escolha do ângulo de inclinação do módulo

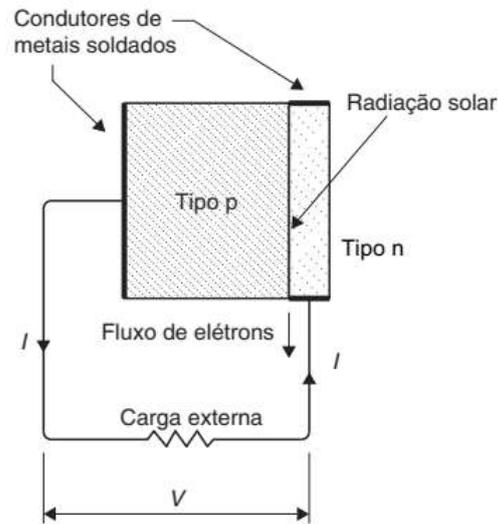
Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012)

Quando a luz solar, mais precisamente um fóton, incide em um material fotovoltaico, ele pode ser refletido, absorvido ou transmitido. Quando este fóton é absorvido por um elétron de valência de um átomo, a energia do elétron é aumentada pela quantidade de energia do fóton. Se, agora, a energia do fóton for maior que a energia de gap do semicondutor, o elétron, com excesso de energia, saltará para a faixa de condução, onde ele pode se mover livremente. Portanto, quando o fóton é absorvido, um elétron é solto do átomo. O elétron pode ser removido por um campo elétrico através da parte dianteira e traseira do material fotovoltaico, e isso é alcançado com a ajuda de uma junção p-n. Na ausência de um campo, o elétron se recombina com o átomo; enquanto quando há um campo, ele flui através, criando assim uma corrente. Se a energia dos fótons for menor que a energia do gap, o elétron não terá energia suficiente para saltar para a faixa de condução, e o excesso de energia é convertido em energia cinética dos elétrons, o que leva ao aumento da temperatura. Deve-se notar que, independentemente da intensidade da energia do fóton em relação à energia da lacuna de banda, apenas um elétron pode ser liberado. Esta é a razão para a baixa eficiência das células fotovoltaicas (KALOGIROU, 2014).

O funcionamento de uma célula fotovoltaica é demonstrado na Figura 13. Essas células fotovoltaicas contêm uma junção de material semicondutor do tipo p e do tipo n, uma junção p-n. Até certo ponto, elétrons e lacunas se difundem através do limite desta junção, configurando um campo elétrico através dela. Os elétrons livres são gerados na camada n pela ação dos fótons. Quando os fótons de radiação solar atingem a superfície de uma célula solar e são absorvidos pelo semicondutor, alguns deles criam pares de elétrons e lacunas. Se esses pares estão suficientemente perto da junção p-n, seu campo elétrico causa a separação das cargas, elétrons movendo-se para o lado do tipo n e lacunas para o lado do tipo p. Se os dois lados da célula solar estiverem agora conectados através de uma carga, uma corrente elétrica fluirá enquanto a luz solar atingir a célula (KALOGIROU, 2014).

Figura 13 – Efeito fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (KALOGIROU, 2014).

2.6.1 Tipos de Células Fotovoltaicas

O tipo de material mais utilizado para produção de células fotovoltaicas é o silício, mas também existem outros materiais utilizados, conforme descritos a seguir:

- Silício monocristalino (mono-Si): as células de silício monocristalino são as mais eficientes produzidas em larga escala e disponíveis comercialmente, podendo alcançar eficiências de até 23%. A coloração de uma célula monocristalina é normalmente azulado escuro ou preto, podendo variar conforme o tipo de tratamento antirreflexivo que receber. (REKIOUA; MATAGNE, 2012).
- Silício policristalino (poli-Si): o processo de fabricação do silício policristalino é mais barato do que o empregado na produção do silício monocristalino. Estas células têm uma eficiência de conversão ligeiramente menor em comparação com as células monocristalinas (REKIOUA; MATAGNE, 2012).
- Células de Filme Fino (Thin-Film): um grupo de tecnologias existentes que são definidas pelo nome filme fino, como o silício amorfo (aSi), o silício microcristalino (μ Si), a tecnologia de telureto de cádmio (CdTe) e a tecnologia CIGS (cobre-índio-gálio-selênio). (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

2.7 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Devido ao seu minúsculo tamanho as células fotovoltaicas produzem apenas uma pequena quantidade de tensão. Logo, são necessárias que diversas células fotovoltaicas

sejam conectadas eletricamente para ser possível a geração de energia em escala comercial (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Esse agrupamento de células solares é denominado módulo solar. Os módulos são compostos por células fotovoltaicas que são geralmente conectadas em série para gerar uma potência desejada. Os termos painel, módulo ou placa solar possuem o mesmo significado que é o de definir um conjunto de células fotovoltaicas (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.7.1 Curvas Características dos Módulos Fotovoltaicos

Um módulo fotovoltaico não apresenta uma corrente e tensão de saída constantes em seus terminais. A corrente elétrica depende de sua tensão e vice-versa. Essa variação de corrente e tensão do painel fotovoltaico ocorre devido a diversos fatores, dentre eles: a irradiação solar, a temperatura e até mesmo o tipo de carga que está sendo alimentada eletricamente pelo mesmo.

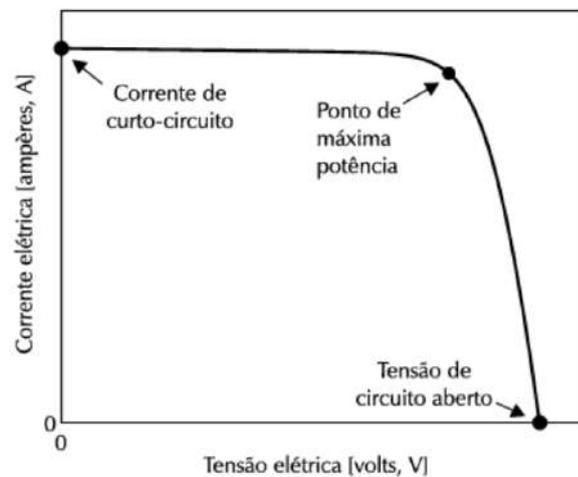
As características elétricas dos módulos fotovoltaicos são geralmente representadas em dois tipos de curvas, a curva que relaciona a tensão e a corrente, a curva $I-V$, e a curva que mostra a variação da potência em função da tensão, curva $P-V$. A Figura 14 é referente a curva $I-V$ de um módulo fotovoltaico e a Figura 15 é referente a curva $P-V$ de um módulo fotovoltaico (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Na Figura 15 pode-se notar três pontos importantes que caracterizam o painel fotovoltaico, os quais são: o ponto de corrente de curto-circuito, o ponto de máxima potência e o ponto de tensão de circuito aberto (VILLALVA; GAZOLI, 2012), cada ponto é descrito a seguir:

- Ponto de Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}): é a máxima corrente produzida pelo módulo quando os terminais do módulo são colocados em curto-circuito. Observe que nesta situação a tensão elétrica é nula e a corrente do módulo alcança o seu valor máximo.
- Ponto de Máxima Potência (P_{max}): este é o ponto onde o módulo fornece a potência máxima.
- Ponto de Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}): é a tensão máxima que o módulo pode fornecer e ela é medida quando os terminais do módulo estão abertos, sem nada ligado a eles.

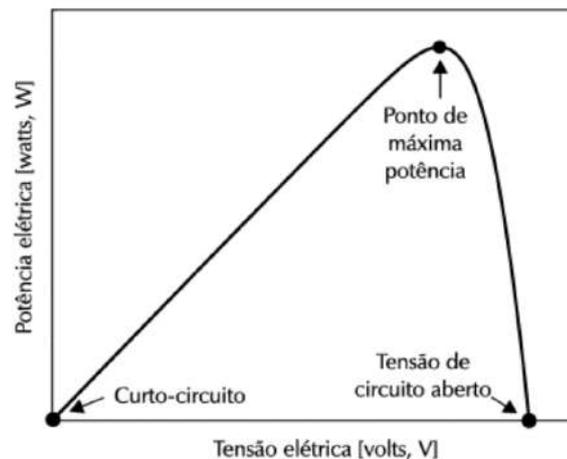
A priori pode parecer que a tensão de circuito aberto e a corrente de curto-circuito não possuem muita importância, já que não faz sentido deixar os terminais do módulo em aberto, sem conexão, ou em curto-circuito, mas estes parâmetros são importantes para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos. Pois, os equipamentos e dispositivos

Figura 14 – Curva característica $I - V$ de corrente e tensão de um módulo fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 15 – Curva característica $P - V$ de potência e tensão de um módulo fotovoltaico.



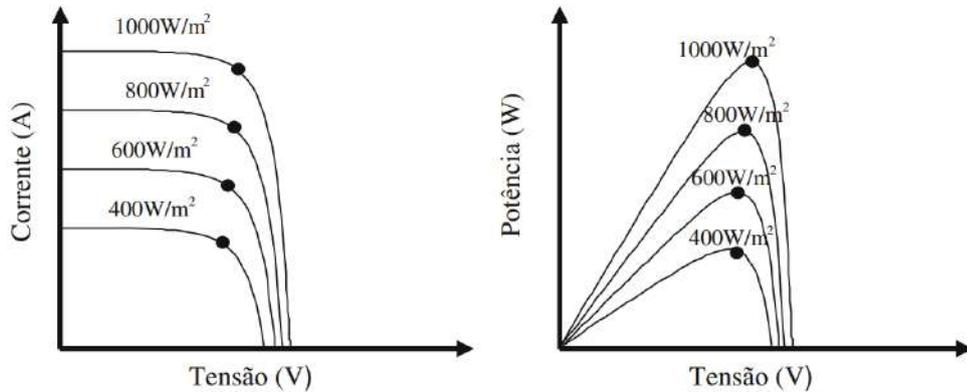
Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

elétricos que compõem o sistema devem atender aos requisitos de corrente e tensão máximos (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.7.2 Influência da Temperatura e da Radiação Solar

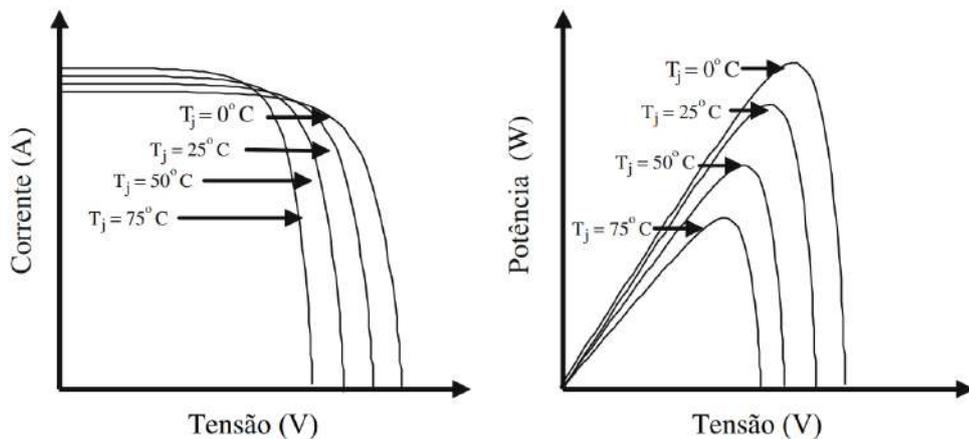
A Figura 16 mostra o comportamento das curvas $I - V$ e $P - V$ para diferentes níveis de radiação. Notamos que a corrente de curto-circuito (I_{sc}) aumenta quase linearmente com a radiação solar e que a tensão de circuito aberto (V_{oc}) aumenta ligeiramente. Em seguida, temos que o ponto máximo de potência (P_{max}) aumenta mais rapidamente que a radiação solar, ou seja, a eficiência é melhor para uma alta irradiação. A irradiação solar de referência para os testes em laboratório é 1000 W/m^2 (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

Figura 16 – Efeito da radiação solar nas características elétricas de um painel fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

Figura 17 – Efeito da temperatura nas características elétricas de um painel fotovoltaico.



Fonte: Adaptado de (REKIOUA; MATAGNE, 2012).

A Figura 17 mostra o comportamento das curvas I - V e P - V para diferentes níveis de temperatura. Quando a temperatura interna T_j da célula aumenta, a corrente de curto-circuito (I_{sc}) aumenta ligeiramente, mas a tensão de circuito aberto (V_{oc}) diminui fortemente com a temperatura. Temos que o ponto máximo de potência elétrica também diminui com o aumento temperatura.

A temperatura interna T_j da célula de referência para os testes em laboratório é de 25°C (REKIOUA; MATAGNE, 2012). A temperatura de operação do módulo é geralmente maior que a temperatura padrão de teste, logo a eficiência do módulo diminui.

É possível fazer o cálculo da corrente, tensão e potência máxima do módulo fotovoltaico dada uma temperatura interna T_X do módulo e os coeficientes de temperatura fornecidos pelos fabricantes de módulos fotovoltaicos. A temperatura T_X pode ser

encontrada a partir da seguinte aproximação (STAPLETON; NEILL, 2012):

$$T_X = T_{amb} + 25 \text{ }^\circ\text{C} \quad (1)$$

Onde:

- T_X : temperatura interna da célula para um valor x de temperatura ambiente em $^\circ\text{C}$;
- T_{amb} : temperatura ambiente do local de instalação do módulo em $^\circ\text{C}$;

Segundo (REKIOUA; MATAGNE, 2012) a corrente de curto-circuito I_{sc} pode ser calculada dada uma temperatura T_X através da seguinte equação:

$$I_{sc-TX} = I_{sc-STC} \cdot [1 + \alpha_{sc} \cdot (T_X - T_{j-STC})] \quad (2)$$

Onde:

- I_{sc-STC} : corrente de curto-circuito nas condições padrão de teste (STC) ;
- α_{sc} : coeficiente de temperatura de corrente de curto-circuito;

Segundo (REKIOUA; MATAGNE, 2012) a tensão de circuito aberto V_{oc} pode ser calculada dada uma temperatura T_X através da seguinte equação:

$$V_{oc-TX} = V_{oc-STC} \cdot [1 + \beta_{oc} \cdot (T_X - T_{j-STC})] \quad (3)$$

Onde:

- V_{oc-STC} : corrente de curto-circuito nas condições padrão de teste (STC);
- β_{sc} : coeficiente de temperatura de tensão;

Segundo (REKIOUA; MATAGNE, 2012) a potência máxima P_{max} pode ser calculada dada uma temperatura T_X através da seguinte equação:

$$P_{max-TX} = P_{max-STC} \cdot [1 + \gamma_{mpp} \cdot (T_X - T_{j-STC})] \quad (4)$$

Onde:

- $P_{max-STC}$: potência máxima nas condições padrão de teste (STC) ;
- γ_{mpp} : coeficiente de temperatura de potência;

2.7.3 Influência do sombreamento

Células fotovoltaicas necessitam de luz solar para produzir eletricidade. Uma célula não produzirá energia se a luz solar for bloqueada por algum objeto, ocasionando assim, um sombreamento na célula (até mesmo se uma pequena área da célula estiver sombreada pode resultar em uma grande redução de potência de saída), conforme Figura 18. As células fotovoltaicas são normalmente conectadas em série, então, quando uma ou diversas células são sombreadas, a corrente de saída do módulo será reduzida. Se o módulo for parte de um arranjo, a corrente de saída do arranjo será afetada da mesma forma. Similarmente isso irá ocorrer quando uma célula estiver danificada e incapacitada de produzir energia (STAPLETON; NEILL, 2012).

Figura 18 – Até mesmo esse pequeno sombreamento pode reduzir a quantidade de energia que um módulo fotovoltaico produz - uma pequena área sombreada pode, sobre certas circunstâncias, reduzir a potência de saída do módulo em 80% a 90%.



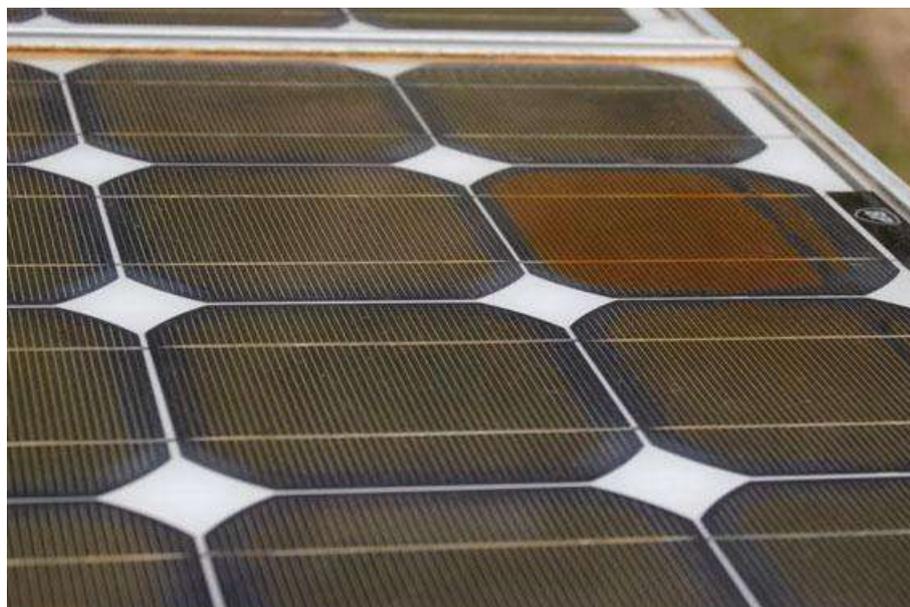
Fonte: Adaptado de (STAPLETON; NEILL, 2012).

O sombreamento de um arranjo pode levar a danos irreversíveis. Pontos quentes (*hotspots*) ocorrem quando uma célula é sombreada de tal forma que a potência de saída é reduzida e grande parte da corrente sendo produzida pelas outras células, não sombreadas, é forçada através daquela célula fazendo com que ela esquente. Isso geralmente ocasiona danos às células (STAPLETON; NEILL, 2012).

É difícil prever o sombreamento. Entretanto, diodos podem ser utilizados para mitigar sombreamentos temporários. Quando uma célula é sombreada ou danificada, um diodo pode prover outro caminho para a corrente da célula percorrer. A corrente irá desprezar completamente a célula danificada ou sombreada resultando em um impacto mínimo na potência de saída do arranjo. Esse tipo de diodo é conhecido como diodo de

bypass, ou diodo de passagem, e os fabricantes tipicamente instalam um, dois ou três diodos de passagem por módulo. A Figura 19 mostra um módulo com células danificadas devido a um ponto quente (STAPLETON; NEILL, 2012).

Figura 19 – A célula descolorida desse arranjo foi causada por um ponto quente (*hotspot*).



Fonte: Adaptado de (STAPLETON; NEILL, 2012).

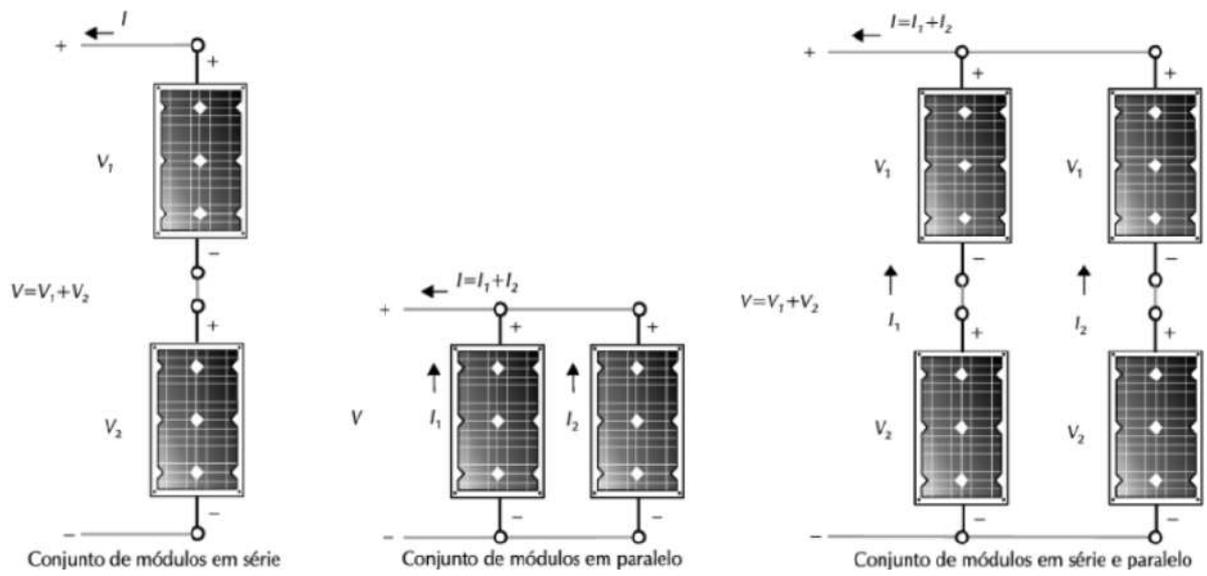
2.7.4 Conjuntos ou arranjos fotovoltaicos

Para ser possível que um sistema fotovoltaico gere uma certa quantidade de energia elétrica é necessário empregar diversos módulos conectados em série ou em paralelo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Um grupo de módulos é denominado arranjo ou conjunto fotovoltaico. Um conjunto de módulos conectados em série é chamado *string*. Em grandes sistemas é necessário conectar duas ou mais *strings* em paralelo para gerar uma potência mais elevada (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Na ligação em série dos módulos temos que a tensão do arranjo fotovoltaico é igual à somatória da tensão de cada módulo do arranjo e a corrente permanece a mesma. Na ligação em paralelo temos que a tensão permanece a mesma e a corrente é igual à somatória da corrente das *strings* conectadas em paralelo. Na Figura 20 temos o exemplo de módulos conectados em série e em paralelo, e por fim a representação de duas *strings* conectadas em paralelo (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 20 – Modos de ligação de arranjos fotovoltaicos de módulos em série e paralelo.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em três classes, descritas a seguir:

- Sistema Fotovoltaico Desconectado da Rede (*off-grid*): O sistema fotovoltaico *off-grid*, ou sistema isolado, é utilizado em locais e aplicações em que não há o fornecimento de energia elétrica pela rede de distribuição da concessionária local. Uma parte da energia gerada pelo sistema é consumida instantaneamente equipamentos elétricos e a energia excedente gerada pelo sistema é armazenada em baterias (VILLALVA; GAZOLI, 2012).
- Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (*on-grid*): O sistema fotovoltaico *on-grid* opera em paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica. Ao contrário do sistema isolado, o sistema conectado à rede é empregado somente em locais que já possuem acesso à energia elétrica. Uma parte da energia gerada é consumida instantaneamente pelo consumidor e o excedente é injetado na rede pública de distribuição (VILLALVA; GAZOLI, 2012).
- Sistema Fotovoltaico Híbrido: É um sistema fotovoltaico que pode operar em paralelismo com a rede de distribuição de energia elétrica ou de forma isolada quando ocorre a interrupção do fornecimento de energia da concessionária (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.1 Categorias de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Os sistemas fotovoltaicos podem ser micro e minissistemas descentralizados de geração distribuída instalados em qualquer categoria de consumidor, e centrais geradoras fotovoltaicas, constituindo usinas de geração de energia elétrica. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica os sistemas fotovoltaicos conectados à rede em três categorias, de acordo com sua potência instalada, em corrente alternada (VILLALVA; GAZOLI, 2012). São elas:

- Microgeração distribuída: potência instalada menor ou igual a 75 kW.
- Minigeração distribuída: potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW.
- Central geradora fotovoltaica: potência instalada acima de 3 MW.

A publicação da antiga Resolução nº 482 da ANEEL em 17 de abril de 2012, substituída pela Resolução de nº 1.059 de 7 de fevereiro de 2023, se tornou um marco para o setor de energias renováveis no Brasil, por possibilitar que usuários residenciais e

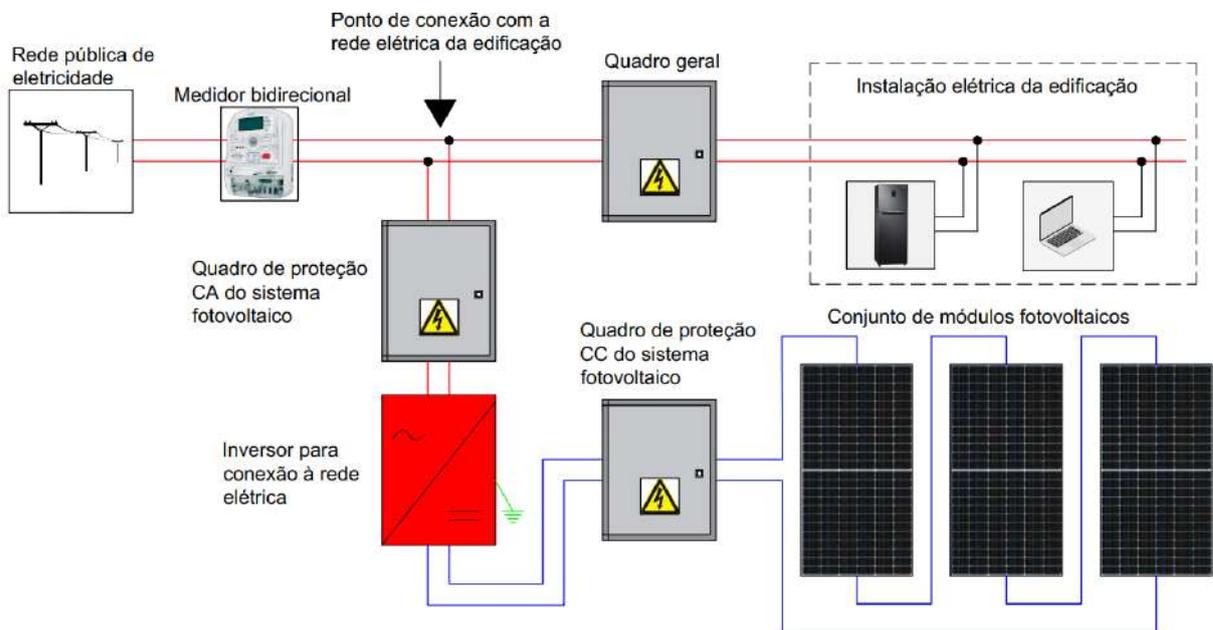
empresas possam produzir energia elétrica para consumo próprio através de microgeradores e minigeradores de eletricidade baseados em fontes de energia renováveis (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A resolução citada não trata das centrais geradoras fotovoltaicas, pois para essa categoria de empreendimento deve-se seguir as regras existentes na Resolução Normativa de nº 876 da ANEEL.

3.1.1 Microgeração distribuída

A microgeração distribuída é constituída de sistemas fotovoltaicos com potência instalada, em corrente alternada, até 75 kW (BRASIL, 2022). A principal característica desses sistemas é que são instalados em residências e pequenos comércios podendo suprir toda, ou grande parte, da demanda por eletricidade desses consumidores (ABSOLAR, 2022).

A Figura 21 demonstra os componentes típicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica de uma residência, o qual é composto de um conjunto de módulos fotovoltaicos, um inversor solar que realiza a conversão da corrente contínua (CC), gerada pelos módulos, em corrente alternada (CA) para ser possível a conexão do sistema fotovoltaico à rede elétrica da edificação, quadros elétricos para proteção dos circuitos de CC e CA e um medidor de energia bidirecional (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Figura 21 – Esquemático dos componentes de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.



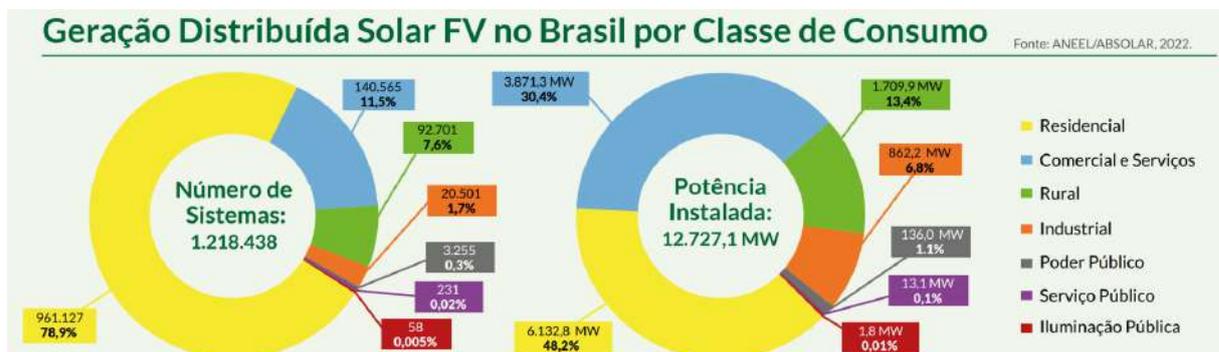
Fonte: Próprio autor.

Uma parte da energia gerada pelo sistema é consumida pelos equipamentos elétricos em operação na residência, e o excedente, quando houver, é injetado na rede da concessionária, o qual gera créditos que podem ser utilizados posteriormente na conta de

energia elétrica. A medição desse fluxo de energia consumida da rede e a energia injetada pelo sistema fotovoltaico na rede é realizada pelo medidor bidirecional.

Os sistemas fotovoltaicos instalados em residências equivalem a cerca de 78,90% do total de sistemas de geração distribuída solar fotovoltaica em operação no Brasil (ABSOLAR, 2022). A Figura 22 mostra a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados por classe de consumo.

Figura 22 – Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil por Classe de Consumo.



Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2022).

3.1.2 Minigeração distribuída

Os sistemas fotovoltaicos de minigeração distribuída são aqueles com potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW (BRASIL, 2022). São instalados em consumidores comerciais e industriais visando suprir em parte ou integralmente as suas demandas por eletricidade (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

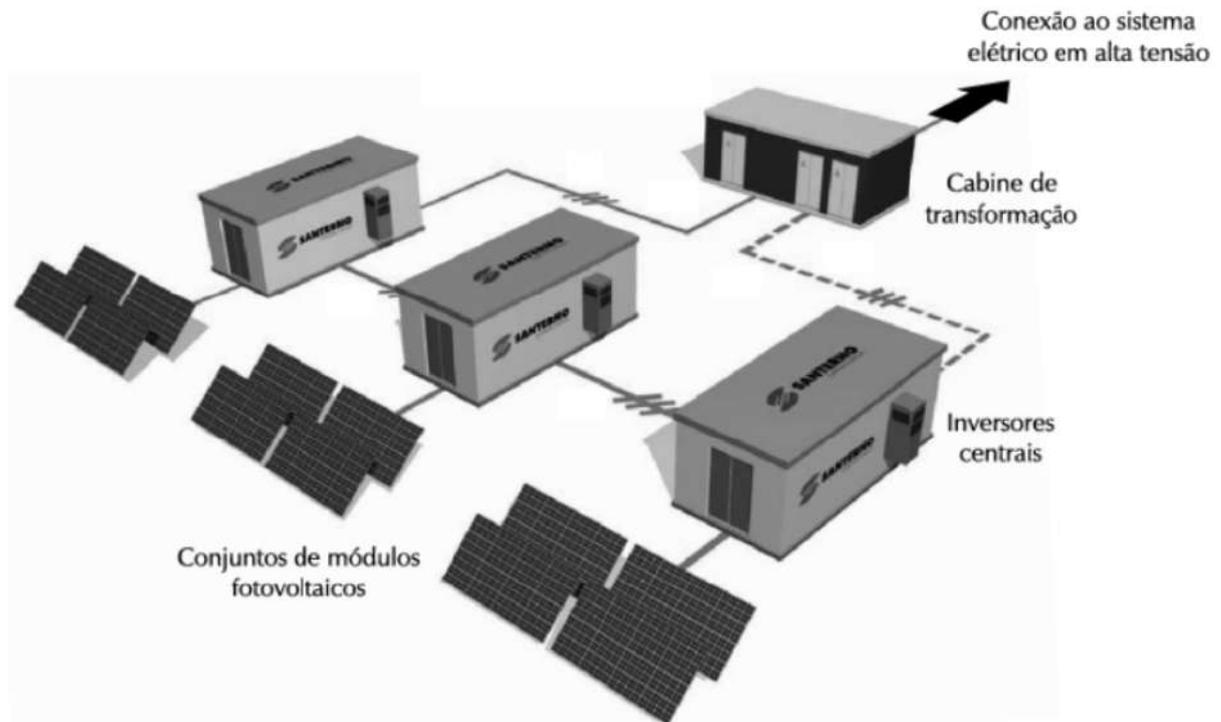
3.1.3 Central geradora fotovoltaica

As usinas fotovoltaicas de grande porte funcionam similarmente aos sistemas de pequeno porte, porém numa escala muito maior e a energia gerada é injetada na rede de alta tensão através de inversores centrais, cabines de transformação e linhas de transmissão. A Figura 23 mostra o esquemático básico de uma usina fotovoltaica de grande porte (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2 Componentes de um Sistema Fotovoltaico Conectado à rede.

Um sistema fotovoltaico residencial é usualmente composto pelos seguintes elementos: módulos fotovoltaicos, inversores para conexão à rede elétrica, quadro de proteções de corrente contínua (CC), quadro de proteções de corrente alternada (CA).

Figura 23 – Central geradora fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2.1 Módulos fotovoltaicos comerciais

Os fabricantes de módulos comerciais disponibilizam as características elétricas e mecânicas dos módulos em folhas de dados (*datasheet*). O conhecimento dessas características é de extrema importância para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Como exemplo será analisado o módulo monofacial Tiger Pro de modelo JKM 450M-60HL4 da fabricante Jinko Solar.

Os fabricantes geralmente fornecem os dados elétricos para duas condições de teste padronizadas, sendo:

- Condições padronizadas de teste - STC: nessas condições é considerado uma taxa de radiação solar de 1000 W/m^2 e a temperatura da célula solar de 25°C (STAPLETON; NEILL, 2012);
- Condições de teste para a temperatura normal de operação da célula - NOCT: nessas condições é considerado uma taxa de radiação de 800 W/m^2 e uma temperatura ambiente de 20°C que resulta numa temperatura de operação da célula de aproximadamente 50°C (STAPLETON; NEILL, 2012);

O quadro 2 apresenta as características mecânicas desse módulo fotovoltaico. Os principais dados mecânicos utilizados para fins de projeto são as dimensões e o peso do

painel. O quadro 2 apresenta as características elétricas desse módulo. Os parâmetros contidos nessas tabelas estão descritos abaixo:

Quadro 2 – Características mecânicas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4

Tipo de célula	Tipo P monocristalino
Número de células	120 (6x20)
Dimensões	1903x1134x30mm
Peso	24,2 kg
Vidro frontal	3,2mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Estrutura	Alumínio anodizado
Caixa de junção	Classificação IP68
Cabos de saída	TUV 1 × 4,0 mm ² (+):290 mm, (-): 145 mm ou comprimento personalizado

Fonte: Adaptado da folha de dados do módulo JKM 450M-60HL4 (JINKOSOLAR, 2022)

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é o valor de tensão medido quando os terminais do módulo estão abertos;
- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): é a corrente que o módulo consegue fornecer quando seus terminais estão em curto-circuito;
- Tensão de máxima potência (V_{mp}): é o valor de tensão medido no módulo quando esse fornece a sua potência máxima na condição padronizada de teste (STC);
- Corrente de máxima potência (I_{mp}): é o valor máximo de corrente medida no módulo quando esse fornece a sua potência máxima na condição padronizada de teste (STC);
- Potência de pico (W_p) ou máxima potência (P_{max}): é a potência máxima que o módulo fornece apenas na condição padronizada de teste (STC), a unidade utilizada é W_p (watt-pico);
- Eficiência do módulo: Esse dado é referente ao quanto dos 1000 W/m^2 em STC o módulo consegue converter em energia elétrica. A eficiência de um módulo também pode ser encontrada a partir desta equação:

$$\eta_p = \frac{P_{max}}{A_p * 1000} \quad (5)$$

Em que P_{max} é potência máxima do módulo (W) em STC e A_p é a área do módulo (m^2) calculada a partir das dimensões fornecidas na folha de dados. O número 1000 da equação representa a taxa de radiação solar utilizada em STC, que é 1000 W/m^2 .

- Classificação máxima do fusível em série: é a resistência à corrente reversa que o módulo pode suportar. Em condições normais de operação o módulo atua como um fornecedor de energia, logo, o sentido normal da corrente é saindo do terminal

positivo para o terminal negativo. O fluxo de corrente reversa pode ocorrer ao ter diversos conjuntos de módulos conectados em paralelo, se tivermos um desses conjuntos recebendo uma radiação solar menor, será formada uma diferença de potencial (DDP) e a somatória das correntes dos conjuntos de módulos conectados em paralelo irá fluir por essa *string* com menos radiação (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

- Coeficiente de temperatura P_{max} : esse coeficiente corresponde a redução da potência (em porcentagem) para cada grau de aumento de temperatura;
- Coeficiente de temperatura V_{oc} : esse coeficiente corresponde a redução da tensão de saída do módulo (em porcentagem) para cada grau de aumento de temperatura;
- Coeficiente de temperatura de corrente I_{sc} : esse coeficiente corresponde ao aumento da corrente (em percentual) para cada grau de aumento de temperatura;

Tabela 2 – Características elétricas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4

Descrição	STC	NOCT
Potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	450 Wp	335 Wp
Tensão de máxima potência (I_{mp})	33,91 V	31,73 V
Corrente de máxima potência (V_{mp})	13,27 A	10,55 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	41,18 V	38,87 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	13,85 A	11,19 A
Eficiência do módulo em STC (%)	20,85%	
Classificação máxima do fusível em série	25 A	
Coeficientes de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$	-0,35%/°C	
Coeficientes de temperatura de V_{oc}	-0,28%/°C	
Coeficientes de temperatura de I_{sc}	0,048%/°C	

Fonte: Adaptado da folha de dados do módulo JKM 450M-60HL4 (JINKOSOLAR, 2022)

3.2.2 Inversores comerciais

Os inversores para sistemas fotovoltaicos são responsáveis por converter a corrente contínua proveniente dos módulos fotovoltaicos em corrente alternada. Esses inversores não possuem a capacidade de gerar tensão para os consumidores, logo, funcionam apenas quando estão conectados à rede de distribuição da concessionária (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Quando ocorre uma falha ou ausência no fornecimento de energia elétrica da concessionária o inversor desconecta-se automaticamente da rede. Isso acontece por duas razões: o inversor não foi projetado para operar sem a rede elétrica e não deve continuar conectado à instalação elétrica, para a segurança de pessoas que estejam realizando a

manutenção da rede elétrica ou de equipamentos conectados a ela (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Os inversores possuem uma série de funções necessárias para poderem ser conectados à rede de distribuição. Essas estão descritas abaixo:

- Chave de desconexão de corrente contínua: essa chave manual, acessível na parte inferior do equipamento, é usada para realizar a desconectar internamente as *strings* do circuito do inversor. É necessária para que o usuário possa realizar a manutenção do sistema tendo certeza que os módulos fotovoltaicos não estão alimentando o inversor;
- Proteção contra fuga de corrente: o inversor possui um sistema eletrônico que monitora a fuga de corrente para a terra, desconectando-o da rede se alguma fuga de corrente for detectada;
- Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT): o MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), ou rastreamento de ponto de máxima potência, tem por objetivo garantir que os módulos sempre operem no seu ponto de máxima potência, qualquer que seja, independentemente das condições de operação;
- Detecção de ilhamento e reconexão automática: essa função é obrigatória para inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Esse recurso é responsável por desligar o inversor, quando ocorre uma falha ou interrupção da eletricidade fornecida pela concessionária, e religá-lo quando ocorre o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica;
- Tensão de operação: o inversor conectado à rede realiza apenas o controle da corrente fornecida, não exerce nenhum controle sobre a tensão da rede. O inversor deve operar enquanto os valores de tensão estiverem entre 80% a 110% da tensão nominal no ponto de conexão, esses parâmetros de tensões mínimas e máximas que os inversores devem operar são fornecidos pela NBR 16149, quando estes valores são excedidos o inversor deve desconectar-se da rede;
- Frequência de operação: a faixa de operação de frequência do inversor é fornecida pela NBR 16149. O valor de frequência de operação da rede elétrica no Brasil é 60 Hz, portanto, o inversor deve suportar operar em tal frequência;
- Distorção harmônica de corrente admissível (DHT ou THD, *Total Harmonic Distortion*): a NBR 16149 define que os valores de DHT devem ser inferiores a 5%;

As características mecânicas e elétricas dos inversores comerciais são disponibilizadas pelos fabricantes através das folhas de dados (*datasheet*). Para exemplificar, a tabela

3 apresenta os principais dados referentes ao inversor da marca Growatt modelo MIN 8000TL-X(E). As principais informações contidas na tabela 3 estão descritas a seguir:

- Potência máxima FV recomendada: essa informação é referente a potência pico máxima (W_p), em corrente contínua (em STC), que o inversor suporta;
- Tensão máxima de entrada CC: é a tensão máxima, em corrente contínua, suportada pelo inversor e está relacionada com a V_{oc} (tensão de circuito aberto);
- Tensão de *start*: é o valor mínimo de V_{oc} da *string* para o inversor entrar em operação;
- Faixa de tensão da MPPT: essa é faixa de tensão onde o MPPT (rastreador de máxima potência) consegue maximizar a energia dos módulos. Se o valor da V_{mp} (tensão de máxima potência) da *string* estiver fora dessa faixa o sistema fotovoltaico irá perder eficiência;
- Número de MPPT: é o número de entradas independentes com MPPT. Inversores com mais de uma entrada MPPT podem otimizar a produção de energia independentemente para múltiplos conjuntos de módulos fotovoltaicos;
- Número de *strings* FV por MPPT: é referente a quantidade máxima de *strings* conectadas em paralelo que cada entrada MPPT do inversor suporta;
- Corrente máxima de entrada por MPPT: essa informação é referente a I_{mp} (corrente máxima de operação) máxima que cada entrada MPPT suporta;
- Corrente máxima de curto-circuito por MPPT: essa informação é referente a I_{sc} (corrente de curto-circuito) máxima que cada entrada MPPT suporta;
- Máxima potência nominal CA: é a potência máxima que o inversor pode injetar na rede elétrica;
- Tensão nominal: o fabricante fornece a tensão nominal de operação e a faixa de tensão de operação do inversor;
- Frequência da rede CA: o fabricante fornece a frequência de operação e a faixa de frequência de operação;
- Corrente máxima de saída: corrente CA máxima que o inversor pode injetar na rede elétrica;
- Fator de potência ajustável: faixa de valores ajustáveis do fator de potência, idealmente os inversores operam com fator de potência 1, não geram energia reativa;
- Distorção harmônica total da corrente (THDI): é o valor de distorção harmônica que o inversor gera;

- Tipo de conexão de rede CA: indica se o inversor é monofásico ou trifásico;
- Eficiência do inversor: indica o aproveitamento da energia extraída pelos módulos;
- Dispositivos de proteção: alguns inversores possuem proteções extras que já vem com o inversor, como, por exemplo: proteção de polaridade reversa CC e proteção contra sobretensão CC/CA (dispositivos de proteção contra surtos - DPS);

Tabela 3 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo 8000TL-X(E).

Dados de entrada (CC)		Dados de saída (CA)	
Potência máxima FV recomendada (em STC)	11200W	Máxima potência nominal CA	8000W
Tensão máxima CC	600V	Tensão nominal CA	220V / 160-300V
Tensão de start	100V	Frequência da rede CA	60Hz (54-65Hz)
Faixa de tensão MPPT	60 - 550 V	Corrente de saída máxima	38,3 A
Número de MPPT	2	Fator de potência ajustável	0,8i - 0,8c
Número der <i>strings</i> por MPPT	MPPT1: 1 / MPPT2: 2	THDI	< 3%
Corrente máxima de entrada por MPPT	MPPT1: 13,5A / MPPT2: 27A	Tipo de conexão	Monofásica
Corrente máxima de curto circuito por entrada por MPPT	MPPT1: 16,9A / MPPT2: 33,8A	Eficiência máxima	98,10%
Dispositivos de proteção			
Proteção de polaridade reversa CC	Sim	Monitoramento de falha da rede	Sim
Chave seccionadora CC	Sim	Monitoramento da rede	Sim
Proteção contra sobretensão CC/CA	Tipo II / Tipo II	Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção de curto circuito CA	Sim	Monitoramento de corrente residual	Sim

Fonte: Adaptado da folha de dados do inversor Growatt MIN 8000TL-X(E) (GROWATT, 2022)

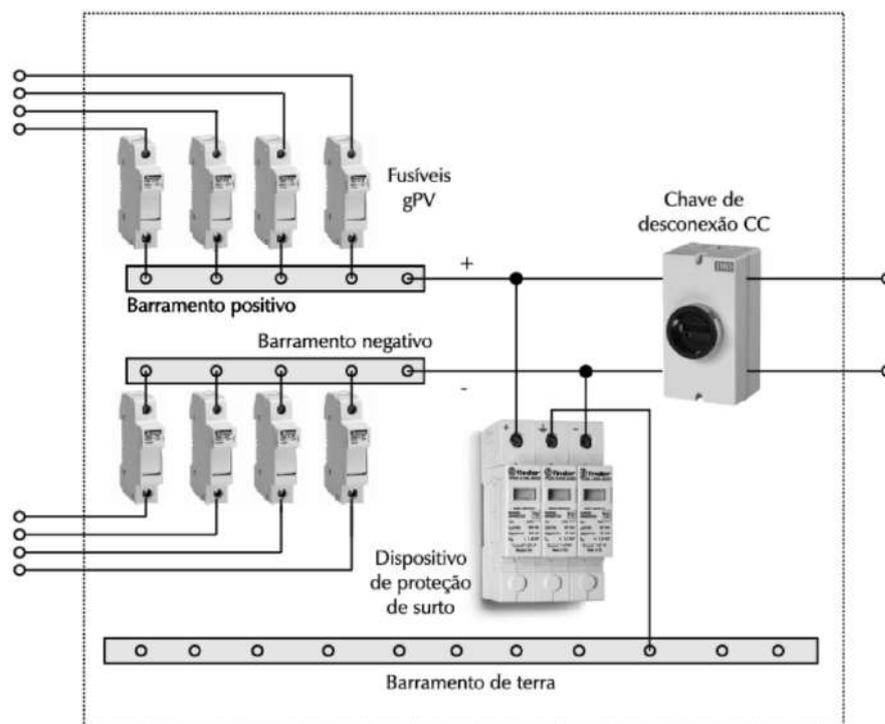
3.2.3 Quadro de proteção de corrente contínua (CC)

O quadro de proteção de corrente contínua ou *string box* CC, mostrado na Figura 24, é um quadro com as proteções necessárias para as *strings* do sistema fotovoltaico. Esse quadro deve conter os fusíveis gPV (um tipo de fusível específico para sistemas fotovoltaicos) para proteção das *strings* contra corrente reversa, uma chave de desconexão CC, dispositivo de proteção contra surto (DPS) e um barramento de aterramento para realizar equipotencialização das partes metálicas das estruturas de fixação e dos módulos (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Uma breve explicação sobre esses componentes é feita a seguir:

- Segundo a NBR 16690 a utilização de fusíveis gPV para proteção de *strings* contra corrente reversa é obrigatória ao ter a partir de três *strings* conectadas em paralelo (VILLALVA, 2021);

- A chave de desconexão CC é necessária para a manutenção dos sistemas fotovoltaicos e garantir a segurança enquanto são realizadas manutenções nas instalações e nos inversores.
- O DPS é utilizado para proteger o sistema fotovoltaico contra sobretensões provocadas por descargas atmosféricas, devem ser utilizados dispositivos específicos para operar em circuitos de corrente contínua;
- Segundo a NBR 5410 toda instalação elétrica deve contar com um sistema de aterramento e todas as massas metálicas de uma instalação devem ser conectadas, equipotencializadas, ao sistema de aterramento através de um barramento de aterramento para proteção contra choque elétrico, contra descargas eletrostáticas e garantir o bom funcionamento das proteções contra curtos-circuitos e sobretensões (VINTURINI, 2021);

Figura 24 – Componentes típicos de um quadro de proteção de corrente contínua.



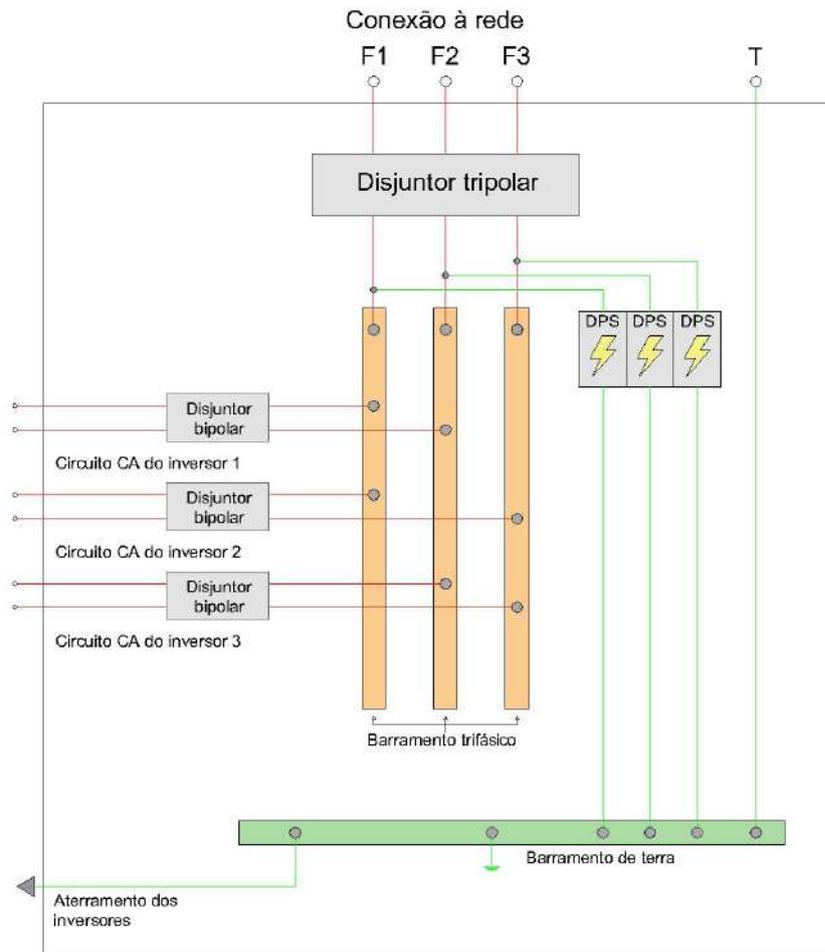
Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.2.4 Quadro de proteção de corrente alternada (CA)

O quadro de proteções CA ou *string box* CA, é responsável por realizar a conexão segura entre os circuitos de corrente alternada dos inversores do sistema fotovoltaico e a rede elétrica. A *string box* CA geralmente comporta os dispositivos de proteção contra surtos (DPS), o disjuntor CA para proteção dos condutores e o barramento de aterramento.

A Figura 25 exemplifica um quadro de proteções CA para um sistema fotovoltaico com três inversores, nos quais os circuitos de corrente alternada dos inversores são conectados às fases do sistema e o neutro não é utilizado, pois, os inversores neste exemplo são todos monofásicos com tensão nominal de 220V e estão conectados a uma rede trifásica 220/127V onde a tensão entre as fases é 220V.

Figura 25 – Exemplo de um quadro de proteção de corrente alternada (CA) de uma instalação fotovoltaica.



Fonte: Próprio autor.

3.3 Fatores que influenciam a eficiência de um sistema fotovoltaico.

Existem um grande número de fatores que afetam a eficiência de sistemas fotovoltaicos, impedindo que estes operem com sua máxima eficiência. Para uma estimativa mais precisa de geração de um sistema fotovoltaico deve-se considerar esses fatores na hora do cálculo. Os principais fatores que afetam a eficiência de um sistema fotovoltaico são: temperatura de operação do módulo, perdas devido à poeira e sujeira, margem de variação de potência do módulo, sombreamento, orientação e ângulo de inclinação do módulo, queda

de tensão e perdas na conversão de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA) (STAPLETON; NEILL, 2012).

3.3.1 Temperatura de operação do módulo fotovoltaico

A temperatura de operação do módulo tem um grande impacto na sua potência de saída e altas temperaturas de operação ocasionam perdas de potência. O efeito da temperatura varia de módulo para módulo e segundo (STAPLETON; NEILL, 2012) a eficiência do módulo em relação à potência máxima de saída em STC e considerando as perdas por temperatura, pode ser calculada a partir da seguinte equação:

$$\eta_{temp} = 1 + \left[\frac{\gamma_{mpp}}{100} * (T_X - 25^\circ\text{C}) \right] \quad (6)$$

Onde:

- η_{temp} : fator de correção da potência de saída do módulo dada uma certa temperatura interna T_X ;
- T_X : temperatura interna da célula para um valor x de temperatura ambiente em $^\circ\text{C}$;
- T_{amb} : temperatura ambiente do local de instalação do módulo em $^\circ\text{C}$;

O valor de T_X pode ser encontrado a partir da equação 1. A divisão por 100 na equação é usada para converter o valor do coeficiente de potência γ_{mpp} em um número decimal, pois o mesmo é geralmente fornecido em $\%/^\circ\text{C}$ na folha de dados do painel fotovoltaico (STAPLETON; NEILL, 2012).

É importante notar que sistemas fotovoltaicos instalados em locais com baixas temperaturas não necessariamente terão uma potência de saída maior, pois locais com climas frios tendem a ter dias menores e uma irradiância diária menor do que locais com climas quentes (STAPLETON; NEILL, 2012).

3.3.2 Poeira e sujeira

O acúmulo de poeira e sujeira na superfície dos módulos pode ocasionar sombreamento e redução da potência de saída. A redução da potência de saída dependerá principalmente do local de instalação e dos fatores que colaboram para a concentração de sujeira e poeira. Os principais são: os níveis de poeira no local e o ângulo de instalação do painel. Uma prática muito é comum utilizar valores de perdas de 10% para locais muito sujos e 5% para locais em que chove regularmente e são relativamente limpos (STAPLETON; NEILL, 2012).

3.3.3 Tolerância na variação de potência do módulo

As pequenas variações de potência de saída entre módulos produzidos por um mesmo fabricante são geralmente fornecidas em % na folha de dados do painel fotovoltaico (STAPLETON; NEILL, 2012). Essa incompatibilidade (*mismatch*) de potência de saída entre os módulos provoca redução da eficiência do sistema.

3.3.4 Sombreamento

O sombreamento pode ser um grande contribuidor para a perda de eficiência do sistema, por dois motivos:

- Sombreamento provoca queda de tensão e se uma grande parte do arranjo fotovoltaico for sombreada a tensão pode cair a um valor abaixo do valor mínimo de operação do inversor, o que ocasionará no desligamento do inversor;
- Quando um arranjo tem múltiplas *strings* conectadas em paralelo, o sombreamento de uma única *string* pode impactar todo o arranjo fotovoltaico. Isso ocorre porque a potência e a tensão são diretamente afetadas pela quantidade de irradiação que o painel recebe, já que o módulo recebe uma quantidade pequena de irradiância quando está sombreado;

Uma *string* com sombreamento irá gerar uma tensão menor do que as outras *strings* não sombreadas. Isso ocasionará uma queda de tensão gerada pelas *strings* não sombreadas e conectadas em paralelo de tal forma que a tensão seja a mesma em todas as *strings*. Uma maneira de evitar isso é utilizar inversores com múltiplas entradas MPPT para que as *strings* do arranjo operem independentemente. Entretanto, a melhor forma para evitar esses problemas é instalar os módulos num local livre de sombreamento (STAPLETON; NEILL, 2012). As perdas por sombreamento podem ser calculadas com o auxílio de *softwares* específicos para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, como: PVsyst, Solergo, PVSOL, entre outros.

3.3.5 Orientação e ângulo de inclinação

A estimativa das perdas devido à orientação e ângulo de inclinação dos módulos são usualmente realizadas com o auxílio de programas computacionais e tabelas (STAPLETON; NEILL, 2012).

3.3.6 Queda de tensão

As perdas por queda de tensão ocorrem devido à resistência interna do condutor. A NBR 16690 no item 4.3.10 recomenda que a queda de tensão nos circuitos de corrente

contínua (CC), sob condições de carga máxima, não ultrapasse 3% da tensão do arranjo fotovoltaico em STC.

3.3.7 Eficiência do inversor

As perdas de potência ocorrem internamente no inversor devido à conversão de corrente contínua em corrente alternada. Inversores que não possuem transformadores internos possuem maior eficiência.

A eficiência do inversor é informada pelo fabricante na folha de dados do equipamento. O inversor da Growatt de 8kW modelo 8000TL-X(E) citado na Tabela 3 tem eficiência máxima de 98,10%, ou seja, o inversor possui perdas de 1,9%.

3.4 Sistemas de tarifação

A energia gerada através de uma central geradora fotovoltaica conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é vendida no mercado de comercialização, mercado livre, e aplicam-se as tarifas e as exigências técnicas para esse tipo de conexão (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

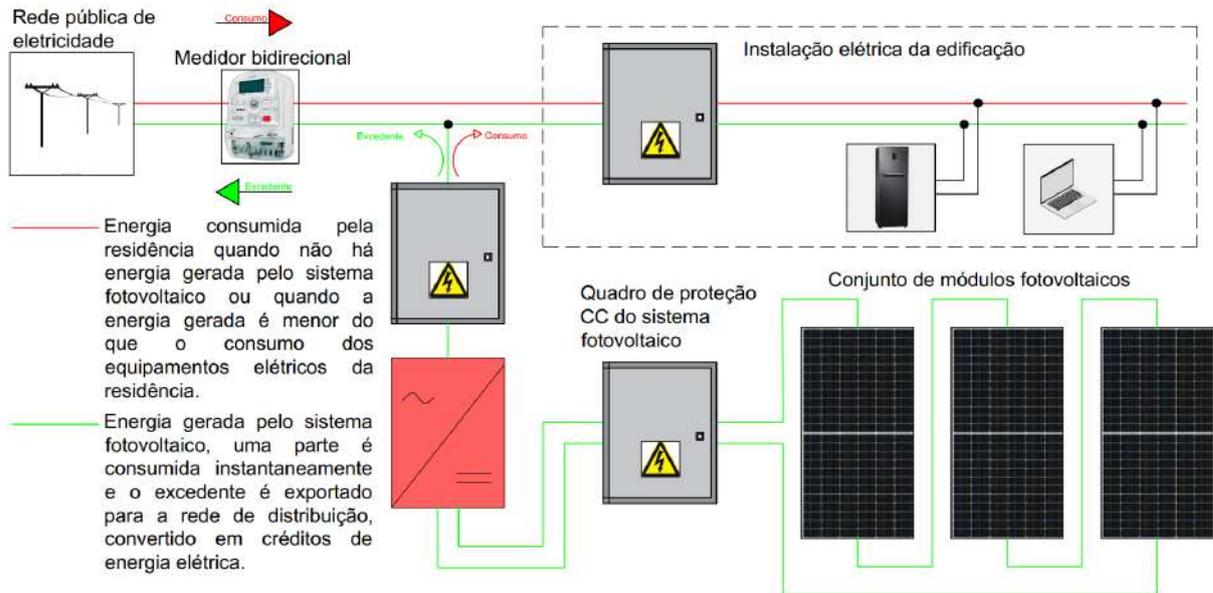
Os principais sistemas de tarifação de energia utilizados em diversos países são conhecidos como *net metering*, ou medida da energia líquida, e *feed in* (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.4.1 Tarifação *net metering*

A tarifação *net metering*, ou medida da energia líquida, é o sistema empregado no Brasil, para os sistemas fotovoltaicos de microgeração e minigeração distribuída, que consiste na utilização de um medidor bidirecional que registra a energia consumida da rede elétrica pela residência e a energia que a residência exporta para a rede de distribuição elétrica. Ao final do mês o consumidor paga somente a diferença entre a energia consumida e a energia gerada, registrada pelo medidor (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A Figura 26 mostra o esquemático de funcionamento do sistema *net metering*.

No Brasil conforme a Lei 14.300 a energia gerada, exportada para a rede, é transformada em créditos de energia elétrica que podem ser utilizados pelo consumidor em um prazo máximo de 60 meses. A Lei 14.300 estabeleceu que a partir de 7 de janeiro de 2023 deverão ser pagos os percentuais das componentes tarifárias relativas a custos incidentes sobre os créditos de energia elétrica devido ao uso da rede pública de distribuição de energia elétrica (BRASIL, 2022).

Figura 26 – Sistema de tarifação *net metering* com um medidor bidirecional



Fonte: Próprio autor.

3.4.2 Tarifação *feed in*

Esse sistema foi criado na Europa com o intuito de incentivar a adoção de energias renováveis. A principal vantagem e diferença é que no sistema de tarifação *feed in* o consumidor é premiado com a instalação do sistema fotovoltaico na sua residência e ainda é pago pela energia excedente que o seu sistema exporta para a rede de distribuição. Outra vantagem é que a tarifa paga ao consumidor pela energia exportada para a rede elétrica é maior que a tarifa cobrada pela energia consumida, o que torna esse sistema de tarifação mais rentável para o consumidor (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

3.5 Requisitos de conexão

A Equatorial Energia Pará é a concessionária de energia que atende o estado do Pará. A empresa é responsável pela distribuição de energia elétrica em todos os 144 municípios, correspondendo a mais de 2 milhões de clientes paraenses (PA, 2022).

A Equatorial Energia Pará através das normas técnicas NT.020 e NT.021 fornece as diretrizes básicas de interligação e homologação de sistemas de microgeração e minigeração distribuída com paralelismo permanente com a rede de distribuição da concessionária no estado do Pará, dispondo-se a atender os requisitos de proteção, operação e segurança definidos nas Resoluções Normativas da ANEEL de número 1059/2023 e da lei 14.300. Para os demais estados deve-se verificar as normas relativas a microgeração e minigeração distribuída de cada concessionária de energia.

O módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) apresenta os requisitos mínimos para conexão de sistemas de Microgeração e Minigeração Distribuída em função da potência instalada em corrente alternada. Esses requisitos estão descritos no quadro 3 (ANEEL, 2022).

Quadro 3 – Requisitos mínimos em função da potência instalada em corrente alternada.

Equipamento	Potência instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim
Medição	Sistema de medição	Medidor de 4 Quadrantes	Medidor de 4 Quadrantes

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2022)

3.6 Normas brasileiras para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Para o desenvolvimento de qualquer projeto de engenharia é de extrema importância que se tenha conhecimento das normativas técnicas que determinam os requisitos mínimos de proteção, segurança e operação. No setor elétrico não difere, existe um conjunto de normativas e resoluções técnicas que estabelecem os procedimentos para dimensionamento, execução e operação de instalações elétricas.

A lista abaixo apresenta algumas das principais resoluções normativas da ANEEL e normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) que compõem a base regulatória e técnica do setor de microgeração e minigeração distribuída.

- Resolução Normativa ANEEL nº 1.059, de 07 de fevereiro de 2023: aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica;
- Resolução Normativa ANEEL nº 1000, de 7 de dezembro de 2021: estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica;

- Resolução Normativa ANEEL nº 956, de 7 de dezembro de 2021: estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional — PRODIST
- Lei nº 14.300: institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída;
- ABNT NBR 16690/2019: instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto;
- ABNT NBR 5410/2004 versão corrigida, 2008: instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 14039/2005 versão corrigida, 2021: instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;
- ABNT NBR 16274/2014: Sistemas fotovoltaicos conectados a rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção, e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 5419/2015 (todas as partes): proteção contra descargas atmosféricas;
- ABNT NBR 16612/2020: cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho;
- Normas técnicas das concessionárias: as principais normas que devem ser consultadas para fins de homologação de sistemas fotovoltaicos junto à concessionária de energia local são as normas de instalações de baixa e média tensão e as normas referentes a sistemas de microgeração e minigeração distribuída;

4 DIMENSIONAMENTO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

4.1 Levantamento do consumo de energia elétrica.

O primeiro passo para dimensionar um sistema solar fotovoltaico para uma residência é a análise da conta de energia do cliente, visando definir a quantidade média de energia que o sistema deverá produzir. Essa análise pode ser realizada através da média do consumo de energia nos últimos 12 meses (STAPLETON; NEILL, 2012).

Nos casos onde o sistema fotovoltaico será instalado em uma unidade consumidora nova, sem histórico de consumo, o profissional responsável deverá fazer o levantamento da potência elétrica dos equipamentos existentes na instalação e fazer uma estimativa da quantidade de horas que cada equipamento será utilizado ao longo do dia. Com esses dados será possível fazer a estimativa de consumo mensal da instalação. Nesse caso é sempre importante coletar o máximo de informações com o cliente para poder traçar o perfil de consumo dele e assim poder dimensionar o sistema corretamente, sem haver sobredimensionamento excessivo ou subdimensionamento do sistema (STAPLETON; NEILL, 2012).

4.1.1 Avaliação do local de instalação.

A avaliação do local de instalação é de extrema importância para coletar dados como: área útil disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos, sobre a instalação elétrica existente, características físicas do local e dados de localização para avaliação do recurso solar.

Em alguns casos a área disponível para instalação dos módulos não será suficiente para atender à toda a demanda por energia do consumidor. Nesses casos, o sistema suprirá apenas uma parcela do consumo do cliente.

4.1.2 Avaliação do potencial energético solar.

Um dado importante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico é saber a quantidade de irradiação global incidente sobre os módulos fotovoltaicos para se poder calcular a estimativa de energia gerada pelo sistema.

Esses dados podem ser encontrados em fontes meteorológicas, tais como:

- Programa SunData disponibiliza a irradiação solar diária mensal em qualquer ponto do território nacional, disponível no site do CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito) (CRESESB, 2022);

- Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2017, publicado pelo INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) (PEREIRA et al., 2017);
- Dados de satélites meteorológicos do site SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) (SWERA, 2022);
- Estações Automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) (INMET, 2022);
- Estações Solarimétricas do SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) (SONDA, 2022);

No site do CRESESB, por exemplo, é possível obter os valores de irradiação solar diária mensal em qualquer ponto do território nacional através da inserção dos dados de latitude e longitude do local de instalação do sistema fotovoltaico. Após a inserção dos dados geográficos o SunData disponibilizará uma série de dados sobre a irradiação diária média mensal [kWh/m².dia] do local. Deve-se usar os dados da localidade mais próxima à coordenada informada, o qual é informado logo abaixo do tópico “Cálculo no Plano Inclinado” conforme Figura 27. Os valores de referência de irradiação solar que devem ser utilizados são os contidos na linha, ângulo igual à latitude. Esses valores podem ser colocados em uma tabela para serem utilizados posteriormente para o cálculo da estimativa de geração do sistema fotovoltaico.

Figura 27 – Valores de HSP para a localização informada.

Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Maraba
Município: Maraba , PA - BRASIL
Latitude: 5,301° S
Longitude: 49,049° O
Distância do ponto de ref. (5,349134° S; 49,084911° O): 6.7 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Plano Horizontal	0° N	4,52	4,68	4,67	4,77	4,77	5,10	5,17	5,58	5,38	4,88	4,71	4,45	4,89	1,13
✓	Ângulo igual a latitude	5° N	4,40	4,61	4,66	4,85	4,94	5,34	5,38	5,73	5,42	4,82	4,59	4,32	4,92	1,41
✓	Maior média anual	8° N	4,32	4,55	4,64	4,89	5,02	5,46	5,49	5,80	5,42	4,78	4,51	4,23	4,93	1,57
✓	Maior mínimo mensal	5° S	4,62	4,73	4,65	4,67	4,59	4,85	4,93	5,40	5,32	4,91	4,80	4,56	4,83	,85

Fonte: Próprio autor.

4.1.3 Estimativa de geração do sistema fotovoltaico.

Segundo (STAPLETON; NEILL, 2012) o cálculo de geração mensal de um sistema fotovoltaico pode ser realizado utilizando a seguinte equação:

$$G_m = P_{fv} * dias * HSP * \eta \quad (7)$$

As variáveis da equação são:

- G_m : Geração mensal;
- P_{fv} : Potência pico do sistema fotovoltaico em kWp (em STC);
- dias: Quantidade de dias de geração que deseja-se estimar;
- HSP: Horas de sol pleno, o site do CRESESB fornece a média mensal de cada mês do ano;
- η : Eficiência do sistema fotovoltaico;

A potência pico de um sistema fotovoltaico (P_{fv}) pode ser encontrada a partir da estimativa do consumo médio do cliente (C_m) e da equação 7. Substituindo (G_m) por (C_m) e isolando o termo P_{fv} da equação 7 resultando na seguinte equação:

$$P_{fv} = \frac{C_m}{dias * HSP * \eta} \quad (8)$$

4.1.4 Exemplo de aplicação

A estimativa dos valores de perdas do sistema fotovoltaico e de HSP variam conforme os equipamentos utilizados, módulo e inversor, e o local onde o sistema será instalado. Como exemplo, será dimensionado um sistema para atender uma residência com consumo médio de 1600 kWh/mês, localizada em Marabá no estado do Pará. Nesse tópico será calculada a potência pico do sistema fotovoltaico para atender a esse consumo. O restante do dimensionamento desse sistema será calculado passo-a-passo nos próximos tópicos.

Dados para dimensionamento:

- Os valores de HSP para uma residência localizada na cidade de Marabá estão disponíveis na Figura 27;
- Será utilizado o módulo de modelo JKM 450M-60HL4 citado no capítulo 3 para o cálculo das perdas do sistema;
- Temperatura ambiente mínima de 15°C e máxima de 40°C;
- Os módulos serão instalados com inclinação ideal e com suas faces voltadas para o norte a fim de otimizar a captação de irradiação solar;
- Não haverá sombreamento por objetos adjacentes;
- A limpeza do sistema fotovoltaico será realizada periodicamente;

A única variável que falta definir antes de calcular a potência do sistema fotovoltaico para atender a residência é a eficiência do sistema nas condições de operação, para isso é necessário calcular as perdas do sistema conforme o tópico 3.3 do capítulo anterior.

- Perdas devido à temperatura de operação do módulo: o primeiro passo para encontrar as perdas relativas à temperatura é estimar a temperatura de operação do módulo substituindo a temperatura ambiente máxima do local na equação 1, resultando em:

$$T_X = 40^\circ\text{C} + 25^\circ\text{C} = 65^\circ\text{C} \quad (9)$$

Por fim, para calcular o fator de correção de temperatura será necessário substituir o valor da temperatura de operação, encontrado anteriormente, e o coeficiente de potência do módulo na equação 6, resultando em:

$$\eta_{temp} = 1 + \left[\frac{-0,35\%/^\circ\text{C}}{100} * (65^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) \right] = 0,86 \quad (10)$$

O fator de correção por temperatura de 0,86 equivale a 14% de perdas devido à temperatura.

- Perdas devido à poeira e sujeira: serão desconsideradas;
- Perdas devido à incompatibilidade (mismatch) de potência dos módulos: o valor de 3% é fornecido na folha de dados do módulo;
- Perdas por sombreamento: serão desconsideradas;
- Perdas por orientação e ângulo: serão desconsideradas;
- Perdas devido à queda de tensão: 3%, foi considerado o valor máximo recomendado pela NBR 16690;
- Perdas devido à eficiência do inversor: 1,9%, dado que a eficiência do inversor é 98,10%;

Neste exemplo, a somatória das perdas do sistema seria de 21,9%, o que resultaria em um η (fator de correção) de 0,781 conforme a seguinte equação:

$$\eta = \frac{100\% - \text{perdas do sistema}(\%)}{100} = 0,781 \quad (11)$$

Para o cálculo da potência pico, em STC, do sistema será utilizado o valor de HSP médio anual. Por fim, basta substituir os valores das variáveis na equação 8, resultando em:

$$P_{fv} = \frac{1600\text{kWh}}{30 * 4,92\text{h} * 0,781} = 13,88\text{kWp} \quad (12)$$

Neste exemplo seria necessário um sistema com potência pico mínima de 13,88kWp para atender ao consumo do cliente. A tabela 4 e a Figura 28 apresentam o cálculo da

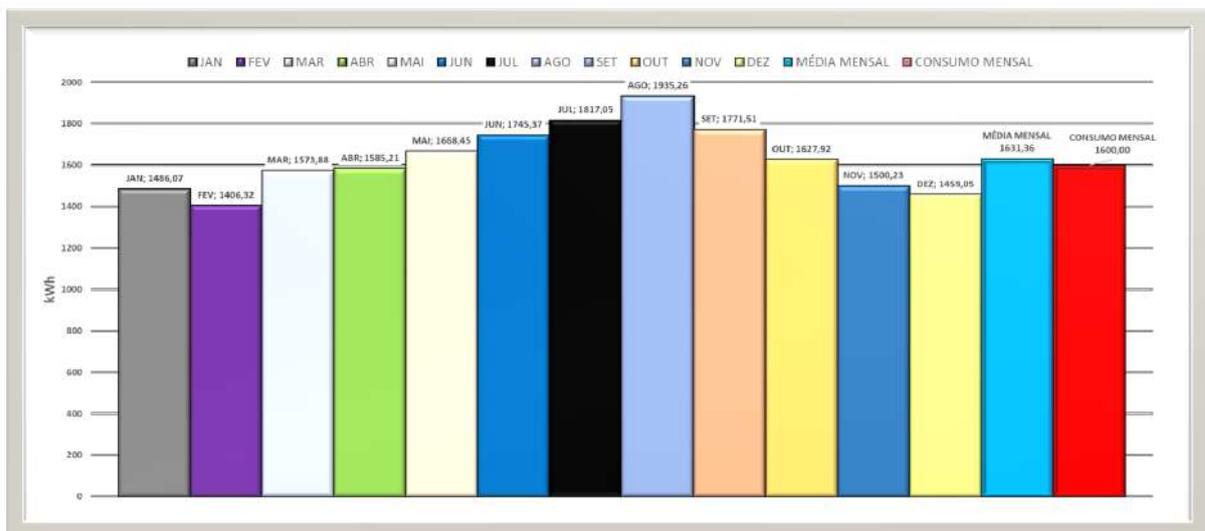
geração mensal do sistema conforme a potência pico calculada utilizando a equação 7. O cálculo a partir dessa metodologia, produz resultados satisfatórios para um pré-dimensionamento de um sistema de pequeno porte nas condições dadas. Entretanto, para sistemas de grande porte, o mais indicado é utilizar ferramentas computacionais para uma estimativa mais precisa da geração de energia do sistema.

Tabela 4 – Variáveis utilizadas no cálculo da geração do sistema fotovoltaico.

Mês	HSP	Dias	P(kWp)	Eficiência do sistema FV (η)	Geração mensal (kWh)
Jan	4,4	31	13,88	0,781	1478,61 kWh
Fev	4,61	28	13,88	0,781	1399,26 kWh
Mar	4,66	31	13,88	0,781	1565,98 kWh
Abr	4,85	30	13,88	0,781	1577,26 kWh
Mai	4,94	31	13,88	0,781	1660,08 kWh
Jun	5,34	30	13,88	0,781	1736,61 kWh
Jul	5,38	31	13,88	0,781	1807,94 kWh
Ago	5,73	31	13,88	0,781	1925,55 kWh
Set	5,42	30	13,88	0,781	1762,62 kWh
Out	4,82	31	13,88	0,781	1619,75 kWh
Nov	4,59	30	13,88	0,781	1492,70 kWh
Dez	4,32	31	13,88	0,781	1451,73 kWh
Média mensal					1631,36 kWh
Consumo mensal					1600,00 kWh

Fonte: Próprio autor.

Figura 28 – Geração do sistema fotovoltaico com 13,88kWp.



Fonte: Próprio autor.

4.2 Módulos fotovoltaicos

A escolha dos módulos apropriados é muito importante. Eles geralmente são os componentes mais caros do sistema e devem ser escolhidos considerando a potência, eficiência e custo.

A quantidade de módulos para um determinado sistema fotovoltaico pode ser encontrada a partir da divisão da potência pico do sistema pela potência do módulo escolhido, em STC, conforme a seguinte equação:

$$N_{mod} = \frac{P_{fv}}{P_{mod-STC}} \quad (13)$$

Substituindo a potência pico do sistema encontrada no exemplo de aplicação e a potência do módulo, em STC, na equação 13 temos:

$$N_{mod} = \frac{13,88kWp}{0,45kWp} = 30,85 = 31 \quad (14)$$

Portanto, o sistema fotovoltaico do exemplo prático deve ter no mínimo 31 módulos fotovoltaicos de 450 Wp para uma geração média mensal de 1.600kWh. Nesse caso, a potência pico do sistema seria 13,95kWp devido ao arredondamento da quantidade de módulos.

4.3 Inversor

No geral, um inversor deve ser escolhido de modo que a potência de saída máxima do arranjo fotovoltaico (dada em Wp) seja inferior à potência máxima de entrada, em corrente contínua, do inversor (dada em Wp). Quando um inversor escolhido para um sistema fotovoltaico possui a potência nominal de entrada superior à potência pico de saída do arranjo FV (fotovoltaico) significa que o inversor está sendo sobre dimensionado e isto deve ser evitado, pois reduz a eficiência operacional do inversor. A razão entre a potência nominal do inversor e a potência de saída do arranjo FV é conhecida como fator de dimensionamento (FDI).

Apesar que seja necessário que a eficiência operacional do inversor, seja a mais alta possível, o que ocorre quando a potência nominal do inversor está próxima do valor da potência de saída do arranjo FV, é uma prática comum no mercado que a potência do arranjo seja sobre dimensionada em até 50%, respeitando as limitações de potência, tensão e corrente fornecidas pelo fabricante do inversor (STAPLETON; NEILL, 2012). A verificação dos requisitos máximos de tensão, corrente e potência do arranjo FV do exemplo de aplicação será realizada para o inversor da Growatt modelo MIN 10000TL-X no próximo tópico.

4.4 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico e validação dos requisitos de potência, tensão e corrente.

Nesse tópico será apresentada a metodologia para verificar se um determinado inversor suporta um arranjo fotovoltaico com 31 módulos de 450Wp. O inversor da Growatt modelo MIN 10000TL-X foi escolhido, o primeiro parâmetro que será verificado é se o inversor suporta 13,95kWp de potência de entrada, em corrente contínua. posteriormente será verificado se é possível distribuir os painéis em *strings* respeitando os limites de tensão e corrente do inversor. As tabelas 5 e 6 contêm as especificações técnicas do inversor e do módulo, respectivamente, que serão utilizadas no dimensionamento.

Tabela 5 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo MIN 10000TL-X

Dados de entrada (CC)		Dados de saída (CA)	
Potência máxima FV recomendada (em STC)	15000 W	Máxima potência nominal CA	10000 W
Tensão máxima CC	600 V	Tensão nominal CA/Faixa de tensão	220 V / 160-300V
Tensão de start	100 V	Frequência da rede CA	60Hz (54-65Hz)
Faixa de tensão MPPT	60 - 550 V	Corrente de saída máxima	45,5A
Número de MPPT	3	Fator de potência ajustável	0,8i - 0,8c
Número de strings por MPPT	1/1/2	THDI	< 3%
Corrente máxima de entrada por MPPT	13,5A/13,5A/27A	Tipo de conexão de rede CA	Monofásico
Corrente máxima de curto-circuito por entrada por MPPT	16,9A/16,9A/33,8A	Eficiência máxima	98,10%
Dispositivos de proteção			
Proteção de polaridade reversa CC	Sim	Monitoramento de falha da rede	Sim
Chave seccionadora CC	Sim	Monitoramento da rede	Sim
Proteção contra sobretensão CC/CA	Tipo II / Tipo II	Proteção anti-ilhamento	Sim
Proteção de curto circuito CA	Sim	Monitoramento de corrente residual	Sim

Fonte: Adaptado da folha de dados do inversor Growatt MIN 10000TL-X. (GROWATT, 2022)

4.4.1 Verificação do critério de potência

O inversor Growatt MIN 10000TL-X pode ter um sobrecarregamento (*overload*) de até 50% além de sua potência nominal de 10kW, ou seja, esse inversor pode suportar um arranjo fotovoltaico com potência máxima de até 15kW em STC. O arranjo que será dimensionado possui potência de 13,95kWp, logo, o inversor atende ao critério de potência conforme a Figura 29.

4.4.2 Verificação do critério de tensão

Existem duas limitações de tensão que devem ser respeitadas. A primeira é a limitação de tensão do módulo, a maioria dos fabricantes especifica a tensão máxima

Tabela 6 – Características elétricas do módulo da Jinko Solar modelo JKM 450M-60HL4 necessárias para o dimensionamento das *strings*.

Descrição	STC
Potência máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	450 Wp
Tensão de máxima potência (I_{mp})	33,91 V
Corrente de máxima potência (V_{mp})	13,27 A
Tensão de circuito aberto (V_{oc})	41,18 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	13,85 A
Eficiência do módulo em STC (%)	20,85%
Classificação máxima do fusível em série	25 A
Coeficientes de temperatura	
Coeficiente de temperatura de $P_{m\acute{a}x}$ (γ_{mpp})	-0,35%/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc} (β_{oc})	-0,28%/°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc} (α_{sc})	0,048%/°C

Fonte: Adaptado da folha de dados do módulo JKM 450M-60HL4 (JINKOSOLAR, 2022)

Figura 29 – Verificação do critério de potência.



Fonte: Próprio autor.

do sistema, da *string*, no folheto de dados técnicos. Portanto, a tensão de um arranjo fotovoltaico não deve ultrapassar a tensão máxima informada pelo fabricante do módulo.

A segunda é a máxima de tensão de entrada, em corrente contínua, do inversor, a qual não deve ser excedida em hipótese alguma. Esse valor é geralmente menor do que a tensão máxima permitida para os arranjos fotovoltaicos, diante disso, a quantidade de módulos por *string* deve ser calculada de acordo com essa limitação.

A tensão máxima de entrada do inversor é a tensão CC máxima que o inversor é projetado para suportar. Os componentes eletrônicos do inversor podem ser danificados se a tensão de circuito aberto (V_{oc}) do arranjo FV exceder esse valor. A maioria dos inversores para sistemas fotovoltaicos conectados à rede possuem uma faixa de tensão de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Dentro desse intervalo de tensão o

inversor consegue rastrear o ponto de máxima potência do arranjo FV com maior eficiência, diante disso, as *strings* devem ser dimensionadas de modo que a tensão de máxima potência (V_{mp}) do arranjo FV opere nessa faixa de tensão.

Um típico arranjo FV é constituído por diversos módulos conectados em série ou várias *strings* conectadas em paralelo. Assumindo que todos os módulos são idênticos, a tensão de saída de um arranjo FV é a tensão de uma única *string*. A tensão de uma string é determinada pela quantidade de módulos que a compõe.

O primeiro passo para o dimensionamento das *strings* e posteriormente do arranjo FV é o cálculo da tensão mínima e máxima do módulo conforme a temperatura ambiente do local de instalação do sistema fotovoltaico. A tensão mínima de operação do painel fotovoltaico ocorre quando a temperatura ambiente máxima é atingida e a tensão máxima de operação ocorre quando a temperatura ambiente mínima é obtida.

Para realizar os cálculos da tensão mínima e máxima de operação do módulo serão utilizadas as equações 1 e 3. Será necessário calcular os valores máximos e mínimos de V_{oc} e V_{mp} , V_{oc} será utilizado para determinar a quantidade máxima de módulos da *string* conforme a tensão CC máxima de entrada do inversor e V_{mp} será utilizada para verificar se a tensão de operação da *string* está dentro da faixa de rastreamento da MPPT do inversor.

Os dados que serão utilizados nos cálculos estão descritos a seguir:

- Temperatura ambiente mínima de 15°C e máxima de 40°C;
- Os valores das tensões do módulo em STC conforme a tabela 6 são: $V_{oc} = 41,18V$ e $V_{mp} = 33,91V$;
- Coeficiente de temperatura do módulo conforme a tabela 6: $\beta_{oc} = -0,28\%/^{\circ}C$ ou $-0,0028/^{\circ}C$;

O cálculo da tensão mínima e máxima do módulo dada as condições ambiente estão demonstrados no quadro 4.

Após calcular os valores mínimos e máximos de tensão do módulo conforme a temperatura ambiente é possível determinar a quantidade mínima e máxima de módulos por *string* que o inversor suporta. A quantidade máxima de módulos por *string* que um inversor comporta é calculada a partir da equação 15, a qual consiste na divisão da tensão máxima de entrada CC do inversor ($V_{cc-max-inv}$) pela tensão de circuito aberto máxima (V_{oc-max}) do painel fotovoltaico.

$$N_{mod-max-str} = \frac{V_{cc-max-inv}}{V_{oc-max}} \quad (15)$$

Onde:

Quadro 4 – Cálculo da tensão mínima e máxima do módulo de acordo com a temperatura ambiente

Equações utilizadas	
Temperatura de operação do módulo:	
$T_x = T_{amb} + 25^\circ C$	(1)
Tensão corrigida:	
$V_{oc-TX} = V_{oc-STC} \cdot [1 + \beta_{oc} \cdot (T_x - T_{j-STC})]$	(3)
β_{oc} é positivo se a temperatura ambiente é menor do que $25^\circ C$	
β_{oc} é negativo se a temperatura ambiente é maior do que $25^\circ C$	
Cálculo da tensão Voc e Vmp mínima	
$T_x = T_{amb} + 25^\circ C$	
$T_x = 40^\circ C + 25^\circ C = 65^\circ C$	
<i>Cálculo de Voc</i>	
$V_{oc-65^\circ} = 41,18 \cdot [1 + (-0,0028) \cdot (65 - 25)]$	
$V_{oc-65^\circ} = 37,14 \text{ V}$	Voc mínima do módulo
<i>Cálculo de Vmp</i>	
$V_{mp-65^\circ} = 33,91 \cdot [1 + (-0,0028) \cdot (65 - 25)]$	
$V_{mp-65^\circ} = 30,59 \text{ V}$	Vmp mínima do módulo
Cálculo da tensão Voc e Vmp máxima	
$T_x = T_{amb} + 25^\circ C$	
$T_x = 15^\circ C + 25^\circ C = 40^\circ C$	
<i>Cálculo de Voc</i>	
$V_{oc-40^\circ} = 41,18 \cdot [1 + (0,0028) \cdot (40 - 25)]$	
$V_{oc-40^\circ} = 42,91 \text{ V}$	Voc máxima do módulo
<i>Cálculo de Vmp</i>	
$V_{mp-40^\circ} = 33,91 \cdot [1 + (0,0028) \cdot (40 - 25)]$	
$V_{mp-40^\circ} = 35,33 \text{ V}$	Vmp máxima do módulo

Fonte: Próprio autor.

- $N_{mod-max-str}$ = Número máximo de módulos por *string*;
- $V_{cc-max-inv}$ = Tensão de entrada máxima que o inversor suporta, em corrente contínua;
- V_{oc-max} = Tensão de curto-circuito máxima do módulo, ocorre quando a temperatura ambiente mínima é atingida;

A quantidade mínima de módulos em uma *string* é calculada a partir da equação, a qual consiste na divisão da tensão mínima da entrada MPPT do inversor ($V_{mppt-min}$) pela tensão de operação mínima (V_{mp-min}) do módulo.

$$N_{mod-min-str} = \frac{V_{mppt-min}}{V_{mp-min}} \quad (16)$$

Onde:

- $N_{mod-min-str}$ = Número máximo de módulos por *string* ;
- $V_{mppt-min}$ = Tensão mínima da entrada MPPT do inversor, em corrente contínua;
- V_{mp-min} = Tensão de operação mínima (V_{mp-min}) do módulo, ocorre quando a temperatura ambiente máxima é atingida;

Os valores de V_{oc} máximo e V_{mp} mínimo estão contidos na tabela 4, já os valores de tensão máxima suportada pelo inversor, em corrente contínua, e a tensão mínima de rastreamento da MPPT são fornecidos na tabela 5. É uma boa prática adotar margens de segurança para os valores $V_{mppt-min}$ e $V_{cc-max-inv}$, recomenda-se aumentar em 10% o valor $V_{mppt-min}$ e reduzir em 5% o valor de $V_{cc-max-inv}$ (STAPLETON; NEILL, 2012). O quadro 5 contém os cálculos da quantidade de módulos mínima e máxima por *string* que o inversor Growatt MIN 10000TL-X suporta.

Quadro 5 – Cálculo da quantidade mínima e máxima de módulos por *string* que o inversor Growatt MIN 10000TL-X suporta.

Equações utilizadas
Quantidade máxima de módulos por <i>string</i>
$N_{mod-max-str} = \frac{V_{cc-max-inv}}{V_{oc-max}} \quad (15)$
Quantidade máxima de módulos por <i>string</i>
$N_{mod-min-str} = \frac{V_{MPPT-min}}{V_{mp-min}} \quad (16)$
Foram adicionadas as margens de segurança para $V_{mppt-min}$ e $V_{cc-max-inv}$
Cálculo da quantidade mínima de módulos por <i>string</i>
$N_{mod-min-str} = (60 * 1,1)/(30,59)$
$N_{mod-min-str} = 2,16 = 3 \text{ módulos}$
Cálculo da quantidade máxima de módulos por <i>string</i>
$N_{mod-max-str} = (600 * 0,95)/(42,91)$
$N_{mod-max-str} = 13,29 = 13 \text{ módulos}$

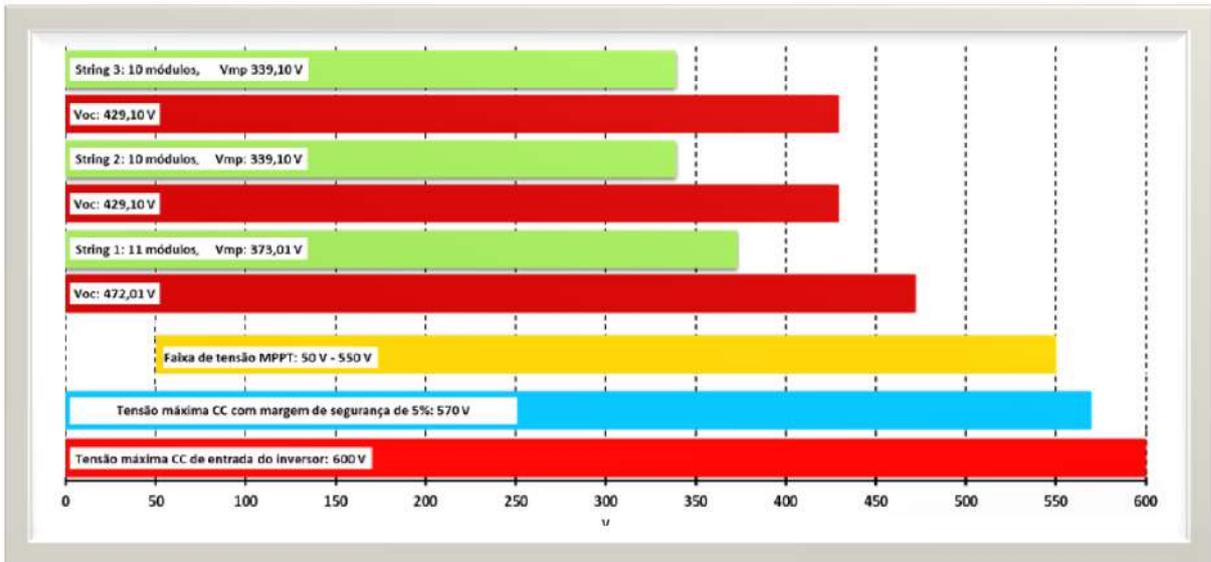
Fonte: Próprio autor.

A partir dos cálculos realizados foram encontrados o valor mínimo de 3 módulos e o valor de 13 módulos por *string*. Sabendo a quantidade de módulos mínima e máxima que o inversor suporta, por *string*, é possível definir as *strings*. O arranjo tem potência de 13,95kWp, correspondendo a 31 módulos de 450Wp que serão distribuídos em 3 *strings*, as *strings* foram divididas em duas *strings* com 10 módulos e uma *string* com 11 módulos. A tensão V_{oc} e V_{mp} das *strings* dimensionadas respeitam os limites de tensão do inversor como demonstrado na Figura 30.

4.4.3 Verificação do critério de corrente

O último critério que deve ser verificado é se a corrente das *strings* possuem valores inferiores aos limites de corrente das entradas MPPT do inversor. O inversor

Figura 30 – Verificação do critério de tensão.



Fonte: Próprio autor.

Growatt MIN 10000TL-X possui três entradas MPPT, sendo que as entradas MPPT 1 e MPPT 2 suportam apenas uma *string*, somente a entrada MPPT 3 suporta duas *strings* conectadas em paralelo, desde que a somatória das correntes das *strings* não ultrapasse o limite especificado na tabela 5. Nesse exemplo o arranjo foi dividido em três *strings*, como o número de *strings* é igual ao número de entradas MPPT não será necessário conectar *strings* em paralelo.

A corrente de um módulo fotovoltaico não varia drasticamente com a temperatura como ocorre com a tensão. Como o aumento da corrente é muito pequeno, projetistas de sistemas fotovoltaicos geralmente não consideram essa variação nos cálculos, somente em casos nos quais a corrente de curto-circuito do módulo é muito próxima dos limites de corrente de entrada do inversor (STAPLETON; NEILL, 2012).

Para calcular a quantidade de *strings* em paralelo que podem ser conectadas em uma entrada MPPT de um inversor é necessário utilizar a equação 17 e verificar a quantidade de entradas que cada MPPT possui, essa informação está presente no folheto de dados do inversor.

$$N_{str-paralelo} = \frac{I_{cc-max-mppt-inv}}{I_{sc}} \quad (17)$$

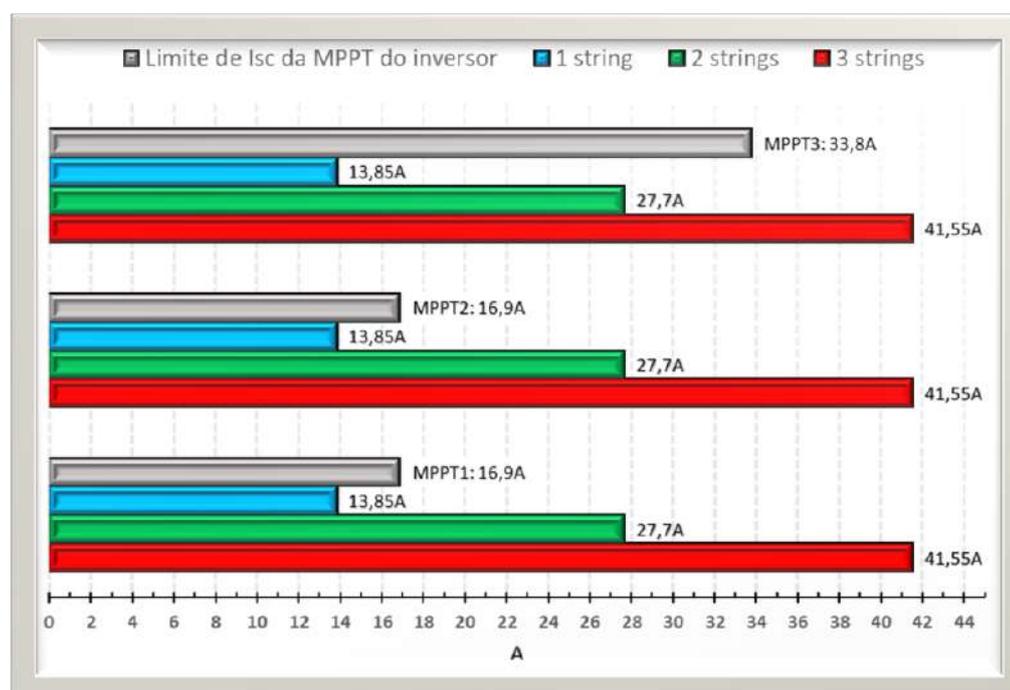
Onde:

- $N_{str-paralelo}$ = Número máximo de *strings* em paralelo que podem ser conectados na entrada MPPT ;

- $I_{cc-max-mppt-inv}$ = Corrente de curto-circuito máxima da entrada MPPT do inversor;
- I_{sc} = Corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico;

A verificação do critério de corrente está demonstrada na Figura 31, a qual apresenta a corrente máxima de cada MPPT do inversor e a corrente I_{sc} resultante para algumas configurações com *strings* conectadas em paralelo.

Figura 31 – Verificação do critério da corrente.



Fonte: Próprio autor.

Conforme verificado, o inversor Growatt MIN 10000TL-X atende aos critérios de potência, tensão e corrente para comportar um arranjo fotovoltaico de 13,95kWp composto por 31 módulos de 450Wp.

4.5 Dimensionamento dos componentes de corrente contínua

Nesse tópico serão dimensionados a seção dos condutores das *strings*, as proteções contra sobrecorrente, proteções contra surtos de tensão e o dispositivo de seccionamento. As principais normas técnicas que determinam os critérios mínimos de dimensionamento das proteções e especificação dos materiais para sistemas fotovoltaicos são:

- ABNT NBR 16690/2019: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto;

- ABNT NBR 16612/2020: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho;
- ABNT NBR 5410/2004 versão corrigida, 2008: Instalações elétricas de baixa tensão;
- ABNT NBR 5419/2015 (todas as partes): Proteção contra descargas atmosféricas

4.5.1 Dimensionamento do dispositivo de proteção contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas.

Segundo a NBR 16690, a utilização de dispositivos contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas é obrigatória somente se houver um arranjo fotovoltaico com no mínimo três *strings* conectadas em paralelo conforme a equação 18:

$$((SA - 1) \times I_{SC-MOD} > I_{MOD-MAX.OCPR} \quad (18)$$

Onde:

- SA = Número de *strings* conectadas em paralelo;
- I_{SC-MOD} = Corrente de curto-circuito do módulo;
- $I_{MOD-MAX.OCPR}$ = Corrente máxima suportada pelo módulo;

A proteção contra sobrecorrente em séries fotovoltaicas pode ser somente realizada através da utilização de dispositivos fusíveis com fusíveis do tipo gPV, conforme a IEC 60269-6, ou disjuntores específicos para circuitos de corrente contínua conforme a NBR 60947-2 ou IEC 6089-2 (ABNT, 2019).

O dispositivo para proteção contra sobrecorrente de uma *string* deve ser dimensionado para atender simultaneamente as duas condições a seguir (ABNT, 2019):

$$1,5 \times I_{SC-MOD} < I_n < 2,4 \times I_{SC-MOD} \quad (19)$$

$$I_n < I_{MOD-MAX.OCPR} \quad (20)$$

Onde:

- I_{SC-MOD} = Corrente de curto-circuito do módulo;
- I_n = Corrente nominal do dispositivo de proteção;
- $I_{MOD-MAX.OCPR}$ = Corrente máxima suportada pelo módulo;

4.5.2 Dimensionamento dos cabos no lado de corrente contínua

Os condutores que devem ser utilizados nos circuitos de corrente contínua dos sistemas fotovoltaicos conforme o item 6.2.5 da NBR 16690 devem seguir os critérios construtivos especificados na NBR 16612 (ABNT, 2019). Para que se possa determinar a seção adequada dos cabos do arranjo fotovoltaico deve ser levado em consideração o método de instalação, a capacidade de condução e por fim o critério da queda de tensão.

O anexo C da NBR 16612 apresenta a capacidade de condução dos cabos de potência para sistemas fotovoltaicos de acordo com o método de instalação e a temperatura ambiente do local de instalação. Outro fator que influencia na capacidade de condução do condutor é o agrupamento de circuitos, nesse caso, quando houver mais de dois condutores carregados em um eletroduto os fatores de correção de agrupamento descritos em 6.2.5.5 da NBR 5410 devem ser utilizados (ABNT, 2020).

A tabela 5 da NBR 16690 apresenta a capacidade mínima de condução de corrente dos circuitos do arranjo fotovoltaico expostos à radiação solar. Para um arranjo fotovoltaico no qual as séries fotovoltaicas não possuem proteção contra sobrecorrente, temos que a capacidade mínima de condução é dada por:

$$I_{z-min} = 1,5 \times I_{SC-MOD} \quad (21)$$

Para os demais casos a capacidade de condução é dada por:

$$I_{z-min} = I_{np} + 1,5 \times I_{SC-MOD} \times (S_{PO} - 1) \quad (22)$$

Onde:

- I_{z-min} = capacidade mínima de condução que os cabos das *strings* devem possuir após aplicação dos fatores de correção;
- I_{np} = é o valor da corrente nominal do dispositivo de proteção contra sobrecorrente a jusante mais próximo;
- I_{SC-MOD} = Corrente de curto-circuito do módulo;
- S_{PO} = é o número total de *strings* conectadas em paralelo protegidas pelo dispositivo de proteção contra sobrecorrente mais próximo;

Quando a série fotovoltaica possuir proteção contra sobrecorrente, a capacidade mínima de condução será maior ou igual a corrente nominal (I_n) do dispositivo de proteção contra sobrecorrente. Os fatores de correção da capacidade de condução sempre devem ser aplicados aos cabos para determinar a capacidade de condução desses condutores em condições de operação.

O último critério que deve ser verificado é a queda de tensão, a NBR 16690 recomenda que os valores de queda de tensão nos circuitos do arranjo fotovoltaico não sejam superiores a 3%. A queda de tensão percentual de um circuito de corrente contínua pode ser calculada a partir da equação 23 :

$$\Delta V(\%) = \frac{\Delta V}{U} \quad (23)$$

Onde:

- $\Delta V(\%)$ = queda de tensão percentual (%);
- ΔV = queda de tensão do circuito (V);
- U = tensão da fonte (V);

A queda de tensão do circuito pode ser calculada pela equação 24:

$$\Delta V = R \times I \quad (24)$$

Onde:

- R = resistência do condutor (ohms);
- I = corrente máxima do circuito em plena carga;

A resistência do condutor pode ser calculada através da equação:

$$R = r \times C \quad (25)$$

Onde:

- r = resistência por unidade de comprimento (ohms/m), esse valor pode ser encontrado no catálogo do fabricante do cabo;
- C = comprimento total do circuito (m);

Substituindo os termos das equações 24 e 25 na equação 23, temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{r \times C \times I}{U} \quad (26)$$

4.5.3 Dispositivo de manobra, chave seccionadora lado CC

Os dispositivos de seccionamento são necessários para adicionar uma camada extra de segurança. A chave seccionadora tem como finalidade isolar eletricamente o arranjo fotovoltaico do inversor para fins de manutenção e inspeção. Este dispositivo deve atender aos requisitos dispostos na seção 5.6 da NBR 5410 (ABNT, 2019).

Conforme a NBR 16690, a chave seccionadora deve atender alguns requisitos, sendo eles:

- Não possuir partes metálicas expostas;
- Apresentar corrente igual ou superior à do dispositivo de proteção contra sobrecorrente, ou, possuir corrente igual ou superior à capacidade de corrente mínima requerida do circuito ao qual estiver conectada;
- Não ser sensível à polaridade;
- Serem dimensionados para seccionar em plena carga e potenciais correntes de falta do arranjo fotovoltaico e quaisquer outras fontes, se presente;
- Ter capacidade de seccionar todos os condutores energizados simultaneamente;

4.5.4 Dispositivo de Proteção Contra Surto (DPS) para circuitos em corrente contínua e corrente alternada

O dispositivo de proteção contra surtos (DPS) tem como função reduzir os efeitos provocados por sobretensões nos circuitos. Esses dispositivos têm a função de detectar surtos de tensão transitória e redirecioná-los à terra, evitando a queima de equipamentos mais sensíveis a esse tipo de fenômeno, como equipamentos elétricos e eletrônicos, incluindo o inversor solar (VINTURINI, 2019). Os eventos que podem ocasionar surtos transitórios de tensão são:

- Descargas atmosféricas diretas no sistema fotovoltaico ou na rede de distribuição;
- Descargas atmosféricas próximas que induzam corrente nos circuitos CC ou CA;
- O acionamento de máquinas elétricas;

O dimensionamento do DPS para circuitos de corrente alternada deve seguir os critérios definidos pela NBR 5410, já para os circuitos de corrente contínua devem ser seguidas as disposições apresentadas pela NBR 16690 e NBR 5419.

A utilização do DPS é uma forma complementar de proteção contra descargas atmosféricas e deve ser implementada em conjunto com medidas adicionais para a correta

proteção da instalação. A NBR 5419 apresenta as metodologias para o dimensionamento de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), incluindo o dimensionamento e coordenação dos tipos de DPS conforme a necessidade de cada projeto.

Para fazer o correto dimensionamento e escolha do DPS é necessário conhecer as características elétricas do mesmo, as quais estão descritas a seguir (LEMOS, 2021):

- Máxima tensão de operação contínua (UC): é referente à tensão máxima que o dispositivo pode operar sem que haja o acionamento do mesmo, este valor é determinado pela NBR 5410;
- Nível de proteção (Up): sempre que ocorre o acionamento de um DPS uma tensão irá surgir no equipamento a jusante, essa tensão recebe o nome de nível de proteção. O nível de proteção do DPS sempre deve ser menor ou igual ao nível de suportabilidade do equipamento a ser protegido, caso contrário, este será danificado. Os valores de nível de proteção podem ser encontrados na NBR 5410;
- Corrente nominal de descarga (In): é o valor de corrente que o dispositivo deve ser capaz de desviar em casos de surtos elétricos. Conforme a NBR 5410, o dispositivo deve conseguir atuar pelo menos 20 vezes para valores de correntes de surto iguais ou inferiores a corrente In do dispositivo.
- Corrente de máxima descarga (Imáx): é o valor máximo de corrente que o dispositivo consegue desviar, geralmente é o dobro do valor da corrente In.
- Corrente de impulso ou conduzida pelo raio: esse termo representa o valor de corrente de impulso, ou corrente do raio, que o dispositivo está preparado para suportar sem se danificar;

Os DPSs são classificados em três categorias, as quais são:

- DPS tipo I: esse tipo de DPS é destinado à proteção contra descargas atmosféricas diretas, são utilizados no quadro geral de baixa tensão (QGBT) ou em locais em que há a possibilidade de descargas diretas;
- DPS tipo II: esse tipo de DPS é destinado à proteção contra descargas atmosféricas indiretas;
- DPS tipo III: esse tipo de DPS é destinado à proteção contra surtos internos da instalação, surtos ocasionados por chaveamento e acionamentos de máquinas elétricas;

4.6 Dimensionamento dos componentes de corrente alternada

Nesse tópico serão dimensionadas a seção dos circuitos, em corrente alternada, do inversor, e as proteções contra sobrecorrente.

4.6.1 Dimensionamento dos condutores de corrente alternada

O dimensionamento da área da seção transversal (bitola) dos condutores de circuitos de corrente alternada deve ser realizado a partir da avaliação de três critérios: critério da seção mínima, o critério da capacidade de condução e o critério da queda de tensão. A seção adotada para o circuito deve ser a maior seção resultante dentre os três métodos utilizados.

4.6.1.1 Critério da seção mínima

A tabela 47 da NBR 5410 define a seção mínima para os condutores de fase de acordo com o tipo de instalação e a utilização do circuito. Portanto, o critério da seção mínima dos condutores deve ser verificado diretamente na NBR 5410.

O condutor neutro deve ter a mesma seção do condutor fase para circuitos monofásicos e bifásicos. Para circuitos trifásicos com neutro nos quais os condutores fase tenham bitola superior a 25mm^2 , a bitola do condutor neutro pode ser inferior à da fase, desde que não seja inferior aos valores indicados na Tabela 7 e atendam simultaneamente os critérios, conforme o item 6.2.6.2.6 da NBR 5410, descritos a seguir.

- o circuito for previsivelmente equilibrado, em serviço normal;
- a corrente das fases não contiver uma taxa de terceira harmônica e múltiplos superiores a 15%;
- o condutor neutro for protegido contra sobrecorrentes conforme o item 5.3.2.2 da NBR 5410;

Tabela 7 – Seção reduzida do condutor neutro.

Seção dos condutores de fase mm^2	Seção reduzida do condutor neutro mm^2
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

¹ As condições de utilização desta tabela são dadas em 6.2.6.2.6.

Fonte: Tabela 48 da NBR 5410 (ABNT, 2004).

O condutor de proteção é o elemento responsável a escoar as correntes resultantes de defeito na instalação ao sistema de aterramento.

A seção mínima do condutor de proteção pode ser verificada diretamente na NBR 5410, a partir da Tabela 8, quando a utilização da tabela levar a bitolas não padronizadas deve-se utilizar o valor de seção, superior, mais próximo.

Tabela 8 – Seção reduzida do condutor de proteção

Seção dos condutores de fase $S \text{ mm}^2$	Seção mínima do condutor de proteção correspondente mm^2
$S \leq 16$	S
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	S/2

Fonte: Tabela 58 da NBR 5410 (ABNT, 2004).

4.6.1.2 Critério da capacidade de condução

A capacidade de condução de um condutor elétrico I_z é o valor máximo de corrente que o cabo consegue conduzir sem que haja danos às suas isolações. As tabelas 36, 37, 38, 39 e 40 da NBR 5410 apresentam valores de I_z dado algumas condições, como: método de instalação, temperatura ambiente, temperatura do solo, quantidade de condutores carregados e fator de agrupamento.

Para realizar o cálculo da área da seção transversal dos condutores (bitola) para um determinado circuito, a NBR 5410 determina uma série de passos que devem ser seguidos para o correto dimensionamento do condutor (CREDER; COSTA, 2022), sendo eles:

- Calcular a corrente de projeto I_b .

Para circuitos monofásicos ou bifásicos:

$$I_b = \frac{S}{V} \quad (27)$$

Para circuitos trifásicos:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \quad (28)$$

Onde:

S= Potência aparente do circuito;

V= Tensão entre fases;

- Escolher o tipo de material do condutor e o tipo de isolamento. O material do condutor é fabricado com cobre ou alumínio e o isolamento (isolação e cobertura, se

Tabela 9 – Temperaturas características dos condutores.

Tipo de isolamento	Temperatura máxima para serviço contínuo (condutor) °C	Temperatura limite de sobrecarga (condutor) °C	Temperatura limite de curto-circuito (condutor) °C
Policloreto de vinila (PVC) até 300 mm ²	70	100	160
Policloreto de vinila (PVC) maior que 300 mm ²	70	100	140
Borracha etileno-propileno (EPR)	90	130	250
Polietileno reticulado (XLPE)	90	130	250

Fonte: Tabela 35 da NBR 5410 (ABNT, 2004).

houver) é dividido em duas grandes categorias: termoplásticos e termofixos. A tabela 9 apresenta alguns tipos de isolamentos com as temperaturas máximas suportadas.

- Definir o método de instalação: O método de instalação dos circuitos deve ser escolhido conforme as necessidades do projeto. Segundo a NBR 5410, os métodos de instalação são divididos nas seguintes categorias:
 - A1: condutores isolados em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
 - A2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular embutido em parede termicamente isolante;
 - B1: condutores isolados em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
 - B2: cabo multipolar em eletroduto de seção circular sobre parede de madeira;
 - C: cabos unipolares ou cabo multipolar sobre parede de madeira;
 - D: cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo;
 - E: cabo multipolar ao ar livre;
 - F: cabos unipolares justapostos (na horizontal, na vertical ou em trifólio) ao ar livre;
 - G: cabos unipolares espaçados ao ar livre
- Determinar a temperatura ambiente ou do solo para o local do projeto. Essa temperatura definirá o valor do fator de correção por temperatura (FCT), pois a NBR 5410 possui os valores tabelados de capacidade de condução dos condutores para temperatura ambiente de 30 °C para linhas não subterrâneas e temperatura do solo de 20 °C para linhas subterrâneas. A tabela 40 da NBR 5410 apresenta os valores de FCT de acordo com o tipo de isolamento para linhas subterrâneas e linhas não subterrâneas.

- Determinar a quantidade de condutores carregados para estabelecer o fator de correção por agrupamento (FCA). O número de condutores carregados é a quantidade de condutores, percorridos por corrente no circuito elétrico, definindo um circuito. A tabela 10 mostra a quantidade de condutores carregados conforme tipo de circuito.

Tabela 10 – Número de condutores carregados a ser considerado em função do tipo de circuito.

Esquema de condutores vivos do circuito	Número de condutores carregados a ser adotado
Monofásico a dois condutores	2
Monofásico a três condutores	2
Duas fases sem neutro	2
Duas fases com neutro	3
Trifásico sem neutro	3
Trifásico com neutro	3 ou 4

Fonte: Tabela 46 da NBR 5410 (ABNT, 2004)

Para circuitos trifásicos com neutro deve-se observar as seguintes considerações:

- Quando um circuito trifásico for considerado equilibrado, o condutor neutro não deve ser considerado um condutor carregado;
- Quando um circuito trifásico for considerado não equilibrado, haverá uma circulação de corrente no neutro, neste caso o condutor neutro deve ser considerado um condutor carregado;

Um método prático e rápido para calcular a bitola do condutor pelo critério da capacidade de condução é efetuar o cálculo da corrente de projeto corrigida $I_{b'}$ (CREDER; COSTA, 2022). Esse cálculo é realizado utilizando a equação 29 :

$$I_{b'} = \frac{I_b}{FCT \times FCA} \quad (29)$$

Sabendo o valor de $I_{b'}$, é só ir à tabela da NBR 5410 referente ao método de instalação que será utilizado no projeto e escolher a bitola do condutor que possuir um valor de condução superior a $I_{b'}$.

4.6.1.3 Critério da queda de tensão.

Após o cálculo da seção dos condutores a partir do critério da capacidade de condução, é necessário verificar se esta seção está adequada para gerar uma queda de tensão no ponto terminal do circuito, conforme os valores limites estabelecidos pela norma NBR 5410.

Os equipamentos elétricos são desenvolvidos para operarem com uma determinada tensão, sendo permitida uma pequena tolerância, sem ocasionar danos aos equipamentos

(CREDER; COSTA, 2022). A NBR 5410 determina valores máximos de queda de tensão percentual, dados em relação à tensão nominal da instalação. Os limites de queda de tensão definidos pela NBR 5410 em qualquer ponto de utilização da instalação estão descritos na tabela 11.

Tabela 11 – Limites de queda de tensão

Descrição	Iluminação	Outros usos
A - Instalações alimentadas diretamente por um ramal de baixa tensão, a partir de uma rede de distribuição pública de baixa tensão.	5%	5%
B - Instalações alimentadas diretamente por subestação de transformação ou transformador, a partir de uma instalação de alta tensão.	7%	7%
C - Instalações que possuam fontes de geração própria.	7%	7%

Fonte:(CREDER; COSTA, 2022)

Além dos limites de queda de tensão descritos na tabela 11, algumas orientações devem ser seguidas para realizar o dimensionamento correto pelo critério da queda de tensão, sendo elas:

- Deve ser calculado os valores de queda de tensão para todos os circuitos, desde os terminais secundários do transformador ou ponto de entrega, até os terminais de carga.
- A queda de tensão calculada, a partir do quadro terminal, até o equipamento ou dispositivo elétrico consumidor de energia não deve ser superior a 4%. A Figura 32 ilustra como as quedas de tensão devem ser consideradas.
- A corrente de carga ou corrente de projeto deve ser utilizada para o cálculo da queda de tensão do circuito.

A seção mínima de um condutor para um circuito pode ser calculada utilizando o critério da queda de tensão a partir das equações 30 e 31.

Para circuitos monofásicos e bifásicos:

$$S = 2\rho \frac{1}{e(\%)V^2} \times (P_1l_1 + P_2l_2 + \dots) \quad (30)$$

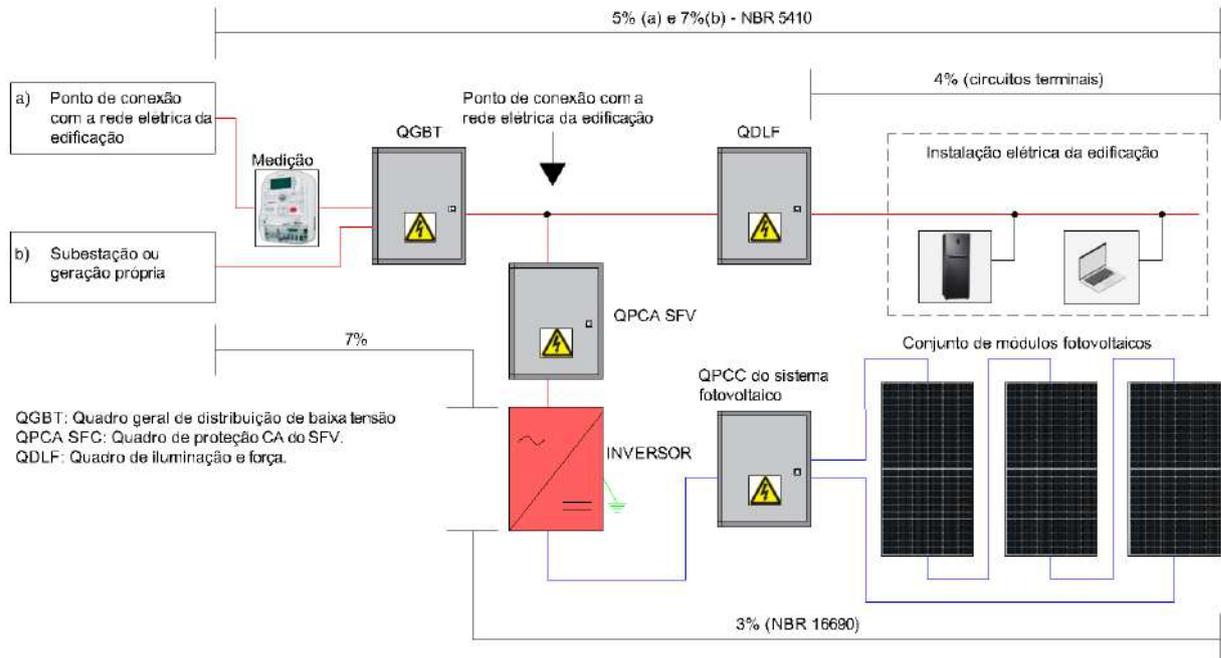
Para circuitos trifásicos:

$$S = \sqrt{3}\rho \frac{1}{e(\%)V^2} \times (P_1l_1 + P_2l_2 + \dots) \quad (31)$$

Onde:

- S = seção do condutor em mm²;

Figura 32 – Limites de queda de tensão.



Fonte: Próprio autor.

- $V = 127$ ou 220 volts (monofásico ou bifásicos), usar a tensão entre fases para circuitos trifásicos;
- ρ = resistividade de cobre = $1/58$ ohms \times mm²/m;
- P = potência consumida em watts;
- $e\%$ = queda de tensão percentual/100;
- l = comprimento em metros;

4.6.2 Dispositivo de proteção contra sobrecorrente em corrente alternada

Os disjuntores são dispositivos de proteção e manobra, possuem basicamente três características principais:

- Promover a proteção elétrica dos condutores de um circuito, a partir da detecção de sobrecorrentes e abertura do circuito;
- Possibilitar o comando de circuitos ou equipamentos de utilização, a partir da abertura ou seccionamento voluntário do circuito;
- Promover o seccionamento de um circuito, garantindo uma distância de isolamento adequada;

Os principais parâmetros elétricos dos disjuntores são:

- Corrente nominal(I_n): é a corrente máxima que o disjuntor foi projetado para operar em regime permanente;
- Tensão nominal: é a tensão máxima permitida em seus terminais;
- Capacidade nominal de interrupção de corrente de curto-circuito: é a máxima corrente de curto-circuito que o disjuntor consegue interromper, sem sofrer danos;

A corrente nominal, ou de ajuste, do disjuntor deve ser maior do que a corrente de projeto e menor do que a capacidade de condução de corrente do condutor(CREDER; COSTA, 2022). Segundo o item 5.3.4.1 da NBR 5410, o dimensionamento do disjuntor deve atender às seguintes condições:

$$I_p \leq I_n \leq I_{z'} \quad (32)$$

e

$$I_k \leq 1,45 \times I_{z'} \quad (33)$$

Onde:

- I_p = Corrente de projeto;
- I_n = Corrente nominal do disjuntor;
- $I_{z'}$ = Capacidade de condução de corrente do condutor corrigida, nas condições de instalação previstas;
- I_k = Corrente convencional de atuação do disjuntor, é aquela que garante efetivamente a atuação do disjuntor em um dado intervalo de tempo;

4.6.3 Proteção contra corrente de curto-circuito

Em uma instalação elétrica devem ser previstos dispositivos de proteção com a capacidade de interromper toda corrente de curto-circuito, antes que os efeitos térmicos e mecânicos dessa corrente danifiquem os condutores e conexões(CREDER; COSTA, 2022).

Segundo a NBR 5410, esses dispositivos devem atender às seguintes condições:

- a) A capacidade de interrupção do dispositivo deve ser maior, ou igual, à corrente de curto-circuito presumida.

$$I_{int} \geq I_{cc} \quad (34)$$

onde:

I_{int} = Capacidade de interrupção de corrente do dispositivo de proteção;

I_{cc} = Corrente de circuito presumida no ponto de instalação do dispositivo;

- b) A integral de Joule que o dispositivo deixa passar dever ser inferior ou igual à integral de Joule necessária para aquecer o condutor, desde a temperatura máxima para serviço contínuo até a temperatura limite de curto-circuito, indicado pela expressão a seguir:

$$\int_0 i^2 dx \leq K^2 S^2 \quad (35)$$

onde:

- $\int_0 i^2 dx$: é a integral Joule que o dispositivo deixa passar em ampères² x s;
- $K^2 S^2$: representa a quantidade de energia necessária para elevar a temperatura do condutor desde a temperatura máxima de operação até a temperatura de curto-circuito, sem que haja troca de calor com o ambiente. O valor de K é indicado na tabela 12 e S é a seção do condutor em mm² (CREDER; COSTA, 2022);

Em curtos-circuitos onde a assimetria da corrente não seja significativa, e para curtos-circuitos de duração $0,1s < t < 5s$, pode-se escrever a equação 36

$$I^2 \times t \leq K^2 S^2 \quad (36)$$

onde:

- I = Corrente de curto-circuito presumida;
- t = Duração do curto-circuito, representado em segundos;

Tabela 12 – Valores de K para condutores com isolamento de PVC, EPR ou XLPE

Material do condutor	Isolação do condutor					
	PVC				EPR/XLPE	
	300 mm ²		>300 mm ²			
	Temperatura					
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
	70°C	160°C	70°C	140°C	90°C	250°C
Cobre		115		103		143
Alumínio		76		68		94
Emendas soldadas em condutores de cobre		115		–		–

Fonte: Adaptado da tabela 30 da NBR 5410 (ABNT, 2004)

O cálculo simplificado da corrente de curto-circuito presumida pode ser realizado a partir das equações 37 e 38. Essas equações produzem resultados satisfatórios para circuitos com condutores de bitola até 120 mm² (CREDER; COSTA, 2022).

Para circuitos com tensão 220/127 V:

$$I_k = \frac{12,7}{\sqrt{\frac{162}{I_{k_0}^2} + \frac{57 \times \cos \phi_{k_0} \times l}{I_{k_0} \times S} + \frac{5l^2}{S^2}}} \quad (37)$$

Para circuitos com tensão 380/220 V:

$$I_k = \frac{22}{\sqrt{\frac{484}{I_{k_0}^2} + \frac{100 \times \cos \phi_{k_0} \times l}{I_{k_0} \times S} + \frac{5l^2}{S^2}}} \quad (38)$$

Onde:

- I_k = representa a corrente de curto-circuito presumida em kA;
- I_{k_0} = corrente de curto-circuito presumida a montante em kA, a tabela 13 apresenta os valores de correntes de curto-circuito presumidas no secundário de transformadores;
- $\cos \phi_{k_0}$ = fator de potência de curto-circuito aproximado, os valores aproximados são dados na tabela 14 conforme os valores de corrente de curto-circuito presumida a montante;
- l = comprimento do circuito, dado em metros;
- S = seção dos condutores, dado em mm^2 .

Tabela 13 – Correntes de curto-circuito presumidas no secundário de transformadores trifásicos.

Potência do transformador (kVA)	I_{k_0} (kA)	
	127/220 V	220/380 V
15	1,12	0,65
30	2,25	1,3
45	3,37	1,95
75	5,62	3,25
112,5	8,44	4,88
150	11,25	6,51
225	13,12	7,59
300	17,5	10,12
500	26,24	15,19
750	39,36	22,78
1000	52,49	30,37

Fonte: (CREDER; COSTA, 2022)

É possível aplicar a equação 38 para circuitos monofásicos 220 V, se o valor do comprimento l for dobrado, o mesmo ocorre para a equação 37, podendo ser aplicada a circuitos monofásicos de 127 V (CREDER; COSTA, 2022).

Tabela 14 – Fator de potência aproximado.

k_0 (kA)	1,5 a 3	3,1 a 4,5	4,6 a 6	6,1 a 10	10,10 a 20	Acima de 20
$\cos \phi_{k_0}$	0,9	0,8	0,7	0,5	0,3	0,5

Fonte: (CREDER; COSTA, 2022)

4.7 Aterramento e equipotencialização.

O aterramento deve ser feito para que seja estabelecida uma referência para a rede elétrica, a fim de permitir que correntes elétricas de naturezas diversas fluam para a terra (CREDER; COSTA, 2022). Essas correntes podem ser de diversas origens, tais como:

- Descargas eletrostáticas;
- Correntes provenientes de descargas atmosféricas;
- Correntes de falta para a terra;
- Correntes de supressores de surtos, filtros e para-raios de linha;

Os critérios de aterramento para instalações elétricas de baixa tensão são definidos pela norma NBR 5410:2004 (Instalações Elétricas de baixa tensão), sendo possível complementá-los com as recomendações da norma NBR 5419:2015 (Proteção de Estruturas contra Descargas Atmosféricas) (CREDER; COSTA, 2022).

Existem, basicamente, dois tipos básicos de aterramentos em instalações elétricas, sendo:

- O aterramento funcional: está relacionado ao funcionamento correto da edificação e consiste na ligação à terra de um dos condutores do sistema (normalmente o neutro);
- O aterramento de proteção: esse tipo de aterramento visa a proteção contra choques elétricos por contato direto, consiste na ligação à terra dos elementos condutores estranhos e das massas à terra;

Os elementos que constituem o sistema de aterramento em instalações elétricas de baixa tensão estão descritos a seguir:

- condutores de proteção;
- condutores de ligação equipotencial e de aterramento;
- eletrodos de aterramento;

A NBR 5419:2015 contém definições mais amplas e completas referentes aos eletrodos de aterramentos.

4.8 Softwares para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos

Existe uma grande variedade de programas computacionais para auxiliar no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. A maioria desses programas armazenam e acessam dados de módulos e inversores de diversos fabricantes. Os projetistas podem utilizar esses programas para simular diversos cenários utilizando marcas distintas de módulos e inversores, projetando o sistema com maior eficiência e conforme os parâmetros de projeto (STAPLETON; NEILL, 2012). Os *softwares* comumente utilizados são:

- Pvsyst: esse programa pode ser utilizado para o dimensionamento e simulação de sistemas conectados na rede e sistemas isolados;
- PVSOL: programa de dimensionamento e design de sistemas fotovoltaicos;
- Sunny Design: plataforma online de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com inversores SMA;
- Designer Solaredge: plataforma online de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com inversores da Solaredge;

5 ESTUDO DE CASO: SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE DE 8KW DE POTÊNCIA.

Nesse capítulo será descrito o passo-a-passo utilizado para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico para uma residência situada na RUA FL 29 na cidade de Marabá, no estado do Pará. O qual deve gerar em média 900kWh ao mês.

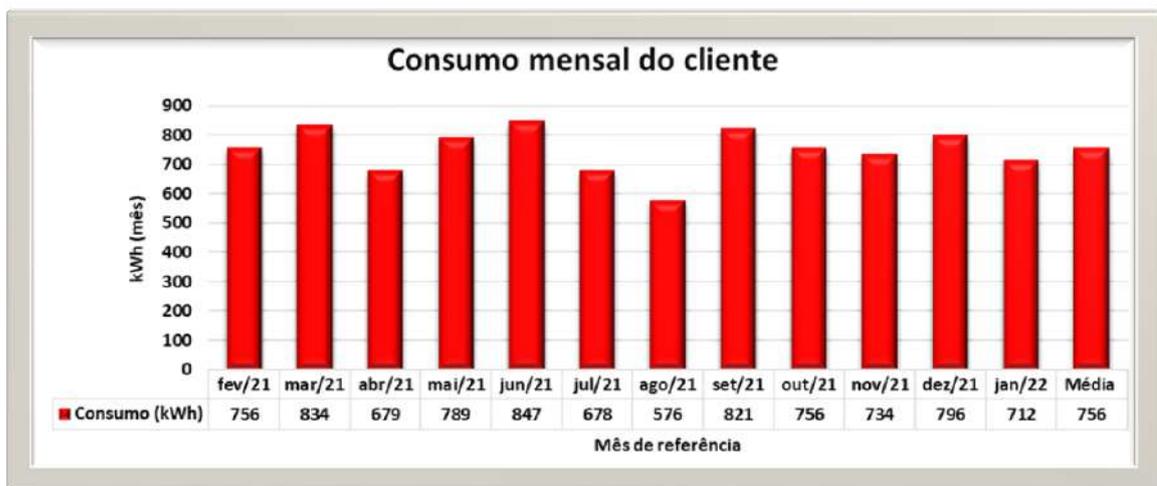
Os componentes do sistema fotovoltaico escolhidos para gerar essa quantidade de energia foram: 18 módulos fotovoltaicos de 450Wp da fabricante Jinko Solar de modelo JKM 450M-60HL4 e 1 inversor da Growatt de 8kW de modelo 8000TL-X(E).

5.1 Levantamento de dados e cálculo estimado da geração.

O primeiro passo para o dimensionamento do sistema foi determinar o consumo médio do cliente nos últimos 12 meses. A partir do consumo médio do cliente foi possível determinar a quantidade de energia necessária que o sistema fotovoltaico deveria gerar mensalmente.

A média de consumo do cliente foi de 756kWh mês, conforme figura 33, entretanto o mesmo optou por contratar um sistema com capacidade com uma margem de segurança de cerca de 20%, logo, o sistema a ser dimensionado deve ter capacidade de gerar em média 900kWh ao mês.

Figura 33 – Consumo mensal da residência.



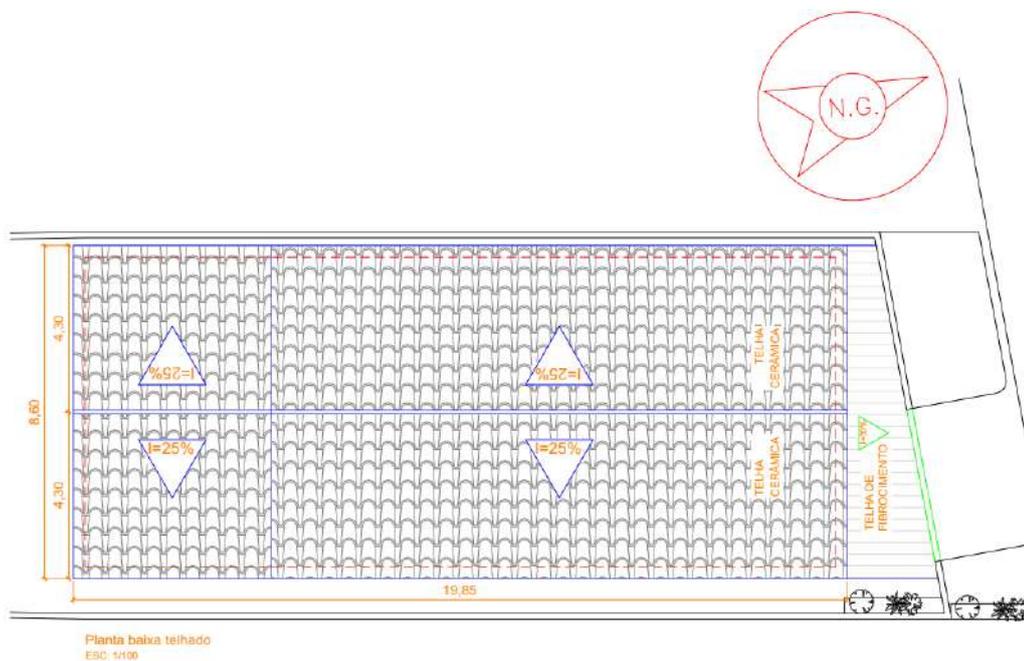
Fonte: Próprio autor.

O segundo passo foi realizar a visita técnica na residência para coletar informações sobre a edificação, tais como: dimensões do telhado, coordenadas geográficas, posicionamento do telhado em relação ao norte geográfico e obstáculos próximos que possam gerar sombreamento no local onde os módulos serão instalados.

Os dados coletados que serão utilizados no dimensionamento do sistema foram:

- Coordenadas geográficas do local: latitude e longitude;
- Temperatura ambiente: considerou-se mínima de 15°C e máxima 40°C;
- Irradiação do local, obtida a partir da base de dados do CRESESB;
- Área de telhado disponível para instalação dos módulos e orientação do telhado, conforme Figura 34;

Figura 34 – Medidas do telhado.



Fonte: Próprio autor.

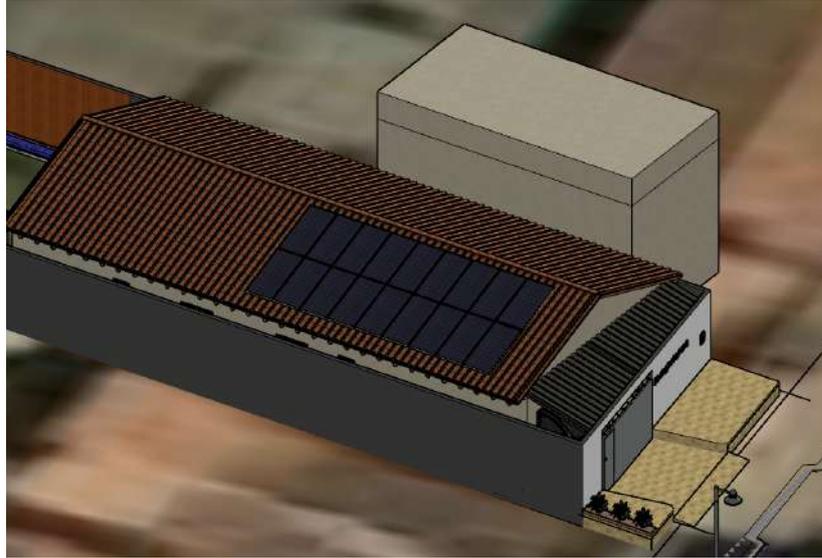
A orientação e o ângulo de instalação dos módulos estão limitados ao telhado da edificação. Devido ao obstáculo presente ao lado da residência, a disposição dos painéis foi realizada conforme o modelo tridimensional apresentado na Figura 35.

A tabela 15 apresenta os dados de irradiação solar extraídos do site CRESESB a partir das coordenadas geográficas do local de instalação. As medidas da edificação foram coletadas e a partir delas foram desenhados uma planta baixa com as dimensões da edificação e um modelo tridimensional.

Como o local de instalação e o módulo são os mesmos do exemplo de aplicação do capítulo 4, temos que:

- O fator de correção (η) da eficiência do sistema é 0,781, o mesmo do exemplo de aplicação do Capítulo 4.

Figura 35 – Disposição dos módulos.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 15 – Irradiação solar diária média mensal.

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]												Média	Delta
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Plano Horizontal	0° N	4,52	4,68	4,67	4,77	4,77	5,1	5,17	5,58	5,38	4,88	4,71	4,45	4,89	1,13
Ângulo igual a latitude	5° N	4,4	4,61	4,66	4,85	4,94	5,34	5,38	5,73	5,42	4,82	4,59	4,32	4,92	1,41
Maior média anual	8° N	4,32	4,55	4,64	4,89	5,02	5,46	5,49	5,8	5,42	4,78	4,51	4,23	4,93	1,57
Maior mínimo mensal	5° S	4,62	4,73	4,65	4,67	4,59	4,85	4,93	5,4	5,32	4,91	4,8	4,56	4,83	0,85

Fonte: (CRESESB, 2022)

- O valor médio de HSP é 4,92;

Para calcular a potência pico mínima do sistema será utilizada a equação 8, substituindo os termos na equação 8, obtém-se:

$$P_{fv} = \frac{C_m}{dias * HSP * \eta} = \frac{900}{30 * 4,92 * 0,781} = 7,81kWp \quad (39)$$

Sabendo que a potência pico mínima do sistema é de 7,81kWp, basta dividir a potência pico do sistema pela potência do módulo escolhido para determinar a quantidade de módulos do sistema fotovoltaico. Logo, substituindo os termos na equação 13, obtém-se:

$$N_{mod} = \frac{7,81kWp}{0,45kWp} = 17,36 = 18 \quad (40)$$

A quantidade mínima de módulos para atender esse sistema é de 18 módulos de 450Wp, equivalente a uma potência pico total de 8,1kWp. O inversor escolhido para esse sistema foi o da fabricante Growatt modelo 8000TL-X(E). A geração estimada para esse

sistema foi calculada para cada mês do ano utilizando a equação 7 e utilizando os dados de irradiação presentes na tabela 15, os resultados desses cálculos estão presentes na tabela 16.

Tabela 16 – Geração mensal estimada para um sistema de 8,1kWp de potência localizado na cidade de Marabá.

Mês	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m ² . dia) / (1kWh/m ²)= HSP (Horas de sol pleno)	n (eficiência do sistema)	Quantidade de dias	Potência pico do sistema FV (kWp)	Geração mensal (kWh)	Consumo estimado (kWh)
Jan	4,4	0,781	31	8,1	862,88	900,00
Fev	4,61	0,781	28	8,1	816,57	900,00
Mar	4,66	0,781	31	8,1	913,87	900,00
Abr	4,85	0,781	30	8,1	920,45	900,00
Mai	4,94	0,781	31	8,1	968,78	900,00
Jun	5,34	0,781	30	8,1	1013,44	900,00
Jul	5,38	0,781	31	8,1	1055,07	900,00
Ago	5,73	0,781	31	8,1	1123,71	900,00
Set	5,42	0,781	30	8,1	1028,62	900,00
Out	4,82	0,781	31	8,1	945,25	900,00
Nov	4,59	0,781	30	8,1	871,10	900,00
Dez	4,32	0,781	31	8,1	847,19	900,00
Média	4,92	0,781	30,42	8,1	946,70	900,00

Fonte: Próprio autor.

A partir do cálculo de geração é possível verificar que em meses de inverno a geração é mais baixa devido à irradiação média ser menor, porém a média anual de geração atingiu o valor.

5.2 Dimensionamento do arranjo fotovoltaico e validação dos requisitos de potência, tensão e corrente.

Nesse tópico será verificado se o inversor da Growatt de modelo MIN 8000TL-X(E) suporta um arranjo fotovoltaico de 18 módulos de 450W da fabricante Jinko Solar de modelo JKM 450M-60HL4.

A tabela 17 apresenta as principais características técnicas desse inversor que serão utilizadas para o dimensionamento do arranjo e dos componentes de proteção. As características técnicas dos módulos estão descritas na tabela 6 presente no capítulo 4.

A verificação dos critérios de potência, tensão e corrente estão descritas a seguir:

- Verificação do critério da potência: conforme a tabela 17 o inversor suporta um arranjo com potência máxima de 11,20kWp, logo, o inversor atende ao critério de potência dado que a potência do arranjo é somente 8,1kWp;
- Verificação do critério de tensão: como o valor da tensão máxima de entrada do inversor do estudo de caso é igual à do exemplo de aplicação do Capítulo 4, a quantidade de mínima e máxima de módulos por *string* é a mesma calculada na tabela 5, presente no Capítulo 4.

Dado que a quantidade mínima de módulos por *string* é 3 e a máxima é 13, optou-se por dividir os 18 módulos do sistema em duas *strings* com 9 módulos.

- Verificação do critério de corrente: esse modelo de inversor possui duas entradas MPPT. As entradas MPPT1 e MPPT2 do inversor, suportam uma corrente de I_{sc} máxima de 16,9A e 33,8A, respectivamente. A entrada MPPT1 suporta apenas uma *string* e a entrada MPPT2 suporta até duas *strings* conectadas em paralelo.

Cada *string* de 9 módulos será conectada em uma entrada MPPT. A corrente I_{sc} do módulo é apenas 13,85A, logo, o inversor atende ao critério de corrente.

Tabela 17 – Dados elétricos do inversor da Growatt modelo 8000TL-X(E).

Dados de entrada (CC)		Dados de saída (CA)	
Potência máxima FV recomendada (em STC)	11200W	Máxima potência nominal CA	8000W
Tensão máxima CC	600V	Tensão nominal CA	220V / 160-300V
Tensão de start	100V	Frequência da rede CA	60Hz (54-65Hz)
Faixa de tensão MPPT	60 - 550 V	Corrente de saída máxima	38,3 A
Número de MPPT	2	Fator de potência ajustável	0,8i - 0,8c
Número der <i>strings</i> por MPPT	MPPT1: 1 / MPPT2: 2	THDI	< 3%
Corrente máxima de entrada por MPPT	MPPT1: 13,5A / MPPT2: 27A	Tipo de conexão	Monofásica
Corrente máxima de curto circuito por entrada por MPPT	MPPT1: 16,9A / MPPT2: 33,8A	Eficiência máxima	98,10%

Fonte: Adaptado da folha de dados do inversor Growatt MIN 8000TL-X(E) (GROWATT, 2022)

5.3 Dimensionamento dos componentes de corrente contínua

Nesse tópico será feito o dimensionamento dos dispositivos de proteção do circuito de corrente contínua. Esse sistema fotovoltaico tem as seguintes características:

- Não serão utilizados dispositivos de proteção contra sobrecorrente, pois esses dispositivos são obrigatórios em arranjos fotovoltaicos com pelo menos três *strings* conectadas em paralelo;
- O inversor possui chave de seccionamento interna, tornando assim opcional o uso de uma chave de seccionamento externa;
- O inversor possui dispositivo de proteção contra surtos (DPS) tipo II integrado, conforme descrito na tabela 3;
- A *string box* CC não foi utilizada nesse projeto, devido ao inversor já possuir as proteções mínimas requeridas.
- Seção mínima do condutor: como as *strings* do arranjo desse arranjo fotovoltaico não possuem proteção contra sobrecorrente, a capacidade mínima de condução é dada pela equação 21, substituindo o valor da corrente de curto-circuito do módulo temos:

$$I_{z-min} = 1,5 \times I_{SC-MOD} = 1,5 * 9,25 = 13,875A \quad (41)$$

A corrente mínima que os condutores do circuito do arranjo devem conseguir conduzir é 13,875A. Para escolher o condutor é necessário determinar alguns parâmetros: método de instalação e temperatura ambiente.

- Método de instalação 1: dois cabos unipolares encostados um ao outro, instalados ao ar livre na horizontal, expostos ao sol.
- Temperatura ambiente: a temperatura ambiente do local da instalação é de 40°C

Para essas características a Tabela C.3, presente no anexo C da NBR 16612, apresenta o valor da capacidade de condução de corrente. A partir destes valores é possível determinar que a bitola mínima do condutor para esse circuito é de seção 1,5mm². Entretanto, o cabo escolhido para esse sistema foi o de seção 6mm² por ser o de seção mais próxima disponível no fornecedor no qual o sistema fotovoltaico foi adquirido. Por último, é necessário verificar se esse condutor atende ao critério de queda de tensão, o cálculo pode ser feito utilizando a equação 26, os valores das variáveis da equação estão descritos a seguir:

- Segundo o folheto de dados do cabo Energyflex BR Afitorx 120^o (Cu) - 0.6/1kV da fabricante Nexans. A resistividade elétrica do cabo de 6mm é $r = 3,39\text{ohm/km}$;
- $C =$ foi considerado 30 metros de comprimento, do último módulo da *string* até o inversor.
- $U =$ tensão da fonte, neste caso é igual à tensão de máxima potência da *string* que é igual:

$$U = V_{mp} \times 9 = 33,91 \times 9 = 305,19V \quad (42)$$

- A corrente da *string* de máxima potência é 13,27A;

Substituindo esses valores na equação 26 temos:

$$\Delta V(\%) = \frac{r \times C \times I}{U} = \frac{3,39 \times 0,03 \times 13,27}{305,19} = 0,442\% \quad (43)$$

Portanto, essa bitola de condutor escolhida atende ao critério da queda de tensão, pois a queda de tensão resultante foi menor do que os 3% recomendado pela NBR 16690.

5.4 Dimensionamento dos dispositivos de proteção do circuito de corrente alternada.

Neste tópico serão dimensionados os componentes de proteção do circuito de corrente alternada do sistema solar fotovoltaico. Para isso será necessário delimitar alguns critérios:

- A residência não possui Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), a análise de risco foi feita conforme os parâmetros da NBR 5419;
- A distância do circuito de corrente alternada do inversor até o ponto de entrega da concessionária é de 15 metros;
- A temperatura ambiente é de 40°C;
- A tensão de atendimento da residência é de 220V/127V;

5.4.1 Dimensionamento dos condutores de corrente alternada.

Nesse tópico será determinado a seção dos cabos pelos três critérios de dimensionamento: critério da seção mínima, critério da capacidade de condução e o critério da queda de tensão.

Pelo critério da seção mínima dos condutores fase temos que a bitola mínima para condutores de circuito de força é de 2,5mm².

Para realizar o cálculo da bitola dos condutores do circuito a partir do critério da capacidade de condução é necessário determinar os seguintes parâmetros:

- Calcular a corrente de projeto: nesse caso a corrente de projeto é igual a corrente alternada máxima de saída do inversor que é 38,30A;
- Determinar o tipo de material do condutor e o tipo de isolamento: o material do condutor escolhido é cobre com isolamento tipo XLPE;
- O método de instalação escolhido foi o B1, tendo em vista que os eletrodutos serão instalados sobrepostos à parede;
- Determinar a temperatura ambiente ou do solo para o local do projeto. A temperatura ambiente considerada para o local é de 40°C, para circuitos com condutores com isolamento do tipo XLPE o fator de correção por temperatura (FCT) para essa temperatura é 0,91;
- Determinar o número de cabos carregados: como o inversor é monofásico com tensão de saída 220V, será necessário um circuito bifásico, com duas fases, para gerar essa tensão. Esse tipo de circuito se enquadra no tipo: duas fases sem neutro, ou seja, 2 condutores carregados, conforme tabela 10. Para esse caso, somente um circuito, o fator de correção por agrupamento (FCA) é 1;

Agora basta utilizar a equação 29 para calcular a corrente corrigida. Substituindo os valores na equação 29, temos que a corrente corrigida é igual a:

$$I_b = \frac{I_b}{FCT \times FCA} = \frac{38,30}{0,91 \times 1} = 42,09A \quad (44)$$

Sabendo a corrente corrigida, basta ir à tabela 38 da NBR 5410 para condutores de cobre com isolamento XLPE e escolher o condutor com capacidade de condução superior a corrente corrigida. Para esse circuito o condutor resultante foi o de seção de 10mm².

Por último, deve ser realizado o cálculo da seção a partir do critério de queda de tensão. Será calculado bitola mínima para limitar a queda de tensão em 4%. Utilizando a equação 30, substituindo os valores nessa equação temos:

$$S = 2\rho \frac{1}{e(\%)V^2} \times (P_1l_1 + P_2l_2 + \dots) = \frac{2 \times (1/58) \times 220 \times 38,30 \times 15}{220^2 \times 0,04} = 2,26mm^2 = 2,5mm^2 \quad (45)$$

Utilizando o critério da queda de tensão é necessário um condutor com bitola mínima de 2,5mm² para que a queda de tensão do circuito não ultrapasse os 4%. Portanto, o condutor a ser utilizado no circuito é o cabo com bitola de 10mm², pois sempre deve ser escolhido o maior valor encontrado entre os três métodos.

5.4.2 Dimensionamento dos dispositivos de proteção do quadro de distribuição

O quadro de proteção CA do sistema fotovoltaico é composto pelos seguintes elementos: disjuntor, dispositivo de proteção contra surtos e barramento de aterramento.

5.4.2.1 Dimensionamento do disjuntor

Para dimensionar o disjuntor é necessário analisar a capacidade de condução do condutor de 10mm² dimensionado anteriormente e a corrente máxima de saída do inversor. A corrente nominal (I_n) do disjuntor deve ser maior do que a corrente máxima de saída do inversor e menor do que a capacidade de condução dos condutores do circuito conforme a equação 32.

Para isso, é necessário primeiro calcular a capacidade de condução corrigida do condutor conforme as condições de operação, a partir da seguinte equação:

$$I'_z = I_z \times FCT \times FCA = 75 \times 0,91 \times 1 = 68,25A \quad (46)$$

Substituindo os valores na equação 32:

$$38,30A \leq I_n \leq 68,25A \quad (47)$$

O disjuntor comercial mais próximo, que atende a esses critérios, é o de corrente nominal de 50A.

5.4.2.2 Dimensionamento do dispositivo de proteção contra surtos (DPS)

Assim como para o circuito de corrente contínua, é indispensável o uso de DPS para proteção do circuito de corrente alternada, a fim de prover proteção contra surtos de corrente provenientes de descargas atmosféricas diretas e indiretas. Como a instalação de um sistema fotovoltaico não aumenta a probabilidade de ocorrência de descargas atmosféricas e a residência não possui SPDA, conforme análise de risco realizada, foi escolhido um DPS classe II, com tensão nominal de 275V, I_n de 20kA e $I_{máx}$ de 40kA.

5.4.2.3 Aterramento e equipotencialização.

Devido à impossibilidade de realizar um anel de aterramento no perímetro da edificação, conforme os requisitos mínimos da NBR 5410 e NBR 5419. Optou-se por fazer o aterramento das estruturas metálicas dos módulos e das partes metálicas do inversor a partir da utilização de três hastes de aço cobreado de 2,4m, espaçadas em linha reta com distância entre si de 2,4 metros e interligadas por cabos de cobre nu de 50mm².

Foi utilizado um barramento de equipotencialização para o aterramento da parte CC do circuito com a parte CA, como o sistema não possui SPDA, o condutor de equipotencialização utilizado para os módulos foi de bitola de 6mm² e o condutor de proteção do circuito CA do inversor foi de bitola de 10mm².

5.5 Diagrama unifilar e diagrama de blocos

Finalizado o dimensionamento do sistema foram elaborados o diagrama unifilar e a planta baixa com a disposição dos módulos no telhado e detalhes de montagem, disponível nos apêndices A e B. Complementarmente, foi elaborada uma maquete eletrônica da edificação utilizando o *software* Sketchup.

5.6 Homologação e aprovação do projeto.

Além do diagrama unifilar a Equatorial Energia exige o preenchimento de uma série de documentos para aprovação e homologação de um projeto de um sistema de geração distribuída. Na Equatorial Energia no Estado do Pará, a documentação necessária para homologação de projetos de Microgeração e Minigeração distribuída está presente na Normativa Técnica NT.00020.EQTL Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema de Distribuição.

5.7 Análise de geração do sistema.

Esse sistema solar que foi dimensionado nesse estudo de caso entrou em operação no dia 31 de maio de 2022. A tabela 18 apresenta a comparação entre a geração prevista para cada mês do ano e os dados de geração mensal obtidos a partir do aplicativo de monitoramento do inversor Growatt. Complementarmente, o gráfico da Figura 36 foi gerado a partir da tabela 18.

As tabelas com os dados de geração completos, exportadas pelo aplicativo de monitoramento do inversor podem ser baixadas nesse link:

-<https://1drv.ms/f/s!Ag7vhjR3JjEXg9FdknzZQ2v4AnoUTA?e=dYepxw>

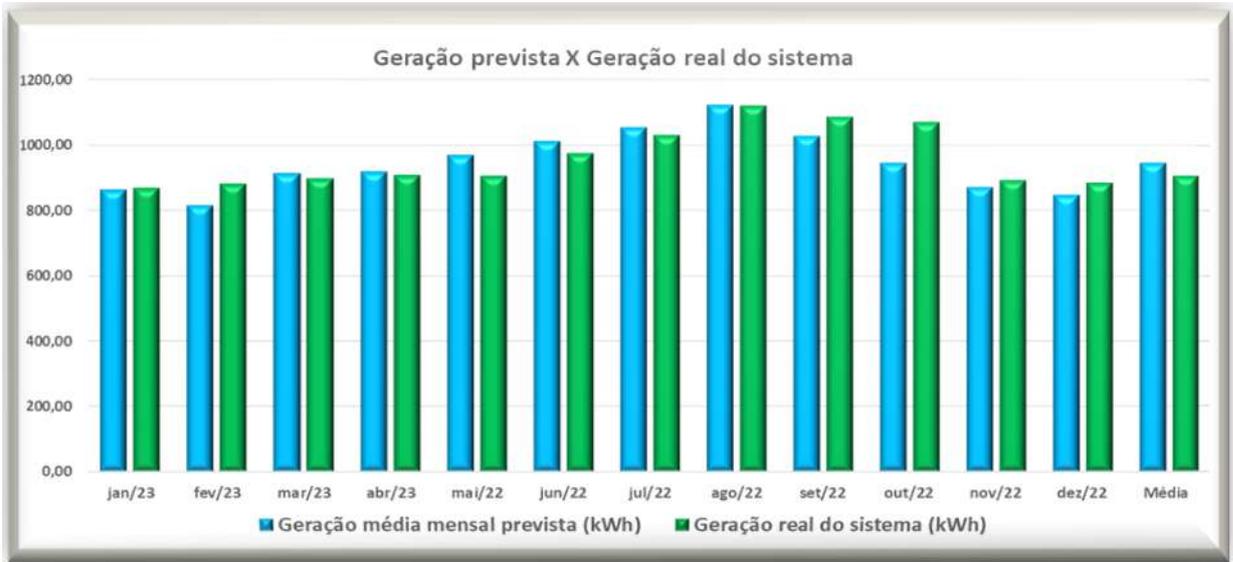
Tabela 18 – Geração prevista X geração real do sistema

Mês	Geração média mensal prevista (kWh)	Geração real do sistema (kWh)
jan/23	862,88	868
fev/23	816,57	881,7
mar/23	913,87	898,4
abr/23	920,45	907,7
mai/22	968,78	906,4
jun/22	1013,44	974,6
jul/22	1055,07	1030,4
ago/22	1123,71	1120,8
set/22	1028,62	1087,2
out/22	945,25	1070,8
nov/22	871,10	891,9
dez/22	847,19	884,8
Média	946,70	907,70

Próprio autor.

Com a análise da tabela 18 e do gráfico na figura 36 constatou-se que em seis meses do ano a geração de energia do sistema excedeu a geração prevista a partir dos cálculos realizados. Ademais, no restante dos meses do ano, a energia gerada pelo sistema ficou bem próxima da energia estimada. A partir disto, pode-se comprovar a aplicação dessa metodologia para prever a geração média de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede.

Figura 36 – Comparação entre a geração prevista e a geração do sistema no período analisado



Fonte: Próprio autor.

6 CONCLUSÃO

Esse trabalho se propôs a desenvolver um manual técnico para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede e a metodologia apresentada foi aplicada para o dimensionamento do projeto básico de um sistema *on-grid* para uma residência localizada na FL 29, bairro Nova Marabá, região urbana da cidade de Marabá no estado do Pará. O desenvolvimento do projeto foi realizado conforme os critérios mínimos de dimensionamento apresentados no Capítulo 4. A partir disto, foram dimensionados as *strings* do arranjo FV, foram verificados os critérios de tensão, corrente e potência, a fim de verificar se o inversor escolhido suportava a configuração elétrica do arranjo FV. Por fim, foram realizados o dimensionamento dos condutores e dispositivos de proteção do sistema e a análise da geração prevista em relação à geração de energia registrada pelo sistema durante o período de operação.

A metodologia aplicada pode ser estendida para o dimensionamento dos dispositivos de proteção e seção dos condutores para todos os tipos de projetos, desde o de pequeno, médio e de grande porte, podendo ser implementadas, adicionalmente, outras metodologias conforme a complexidade do projeto.

Esse manual desenvolvido nesse trabalho é importante por apresentar os princípios básicos de funcionamento e dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico, aplicando os requisitos mínimos contidos nas normas técnicas. Tem como público-alvo estudantes, profissionais e pessoas que desejam compreender as etapas necessárias para o dimensionamento de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede.

Para trabalhos futuros seria interessante o desenvolvimento de um *software* ou planilha automatizada, no qual seja possível implementar esses cálculos realizados e fazer a conexão entre os parâmetros estabelecidos nas normas para o dimensionamento de um sistema, além da análise da geração de energia. Outro trabalho interessante, seria a análise de viabilidade financeira de projetos de microgeração e minigeração solar fotovoltaica considerando as novas normativas vigentes no Brasil

REFERÊNCIAS

- ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 5410: Instalações elétricas de baixa tensão.** 2004. Disponível em: <<https://www.normas.com.br/>>. Acesso em: 30 de dezembro de 2022.
- ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto.** 2019. Disponível em: <<https://www.normas.com.br/>>. Acesso em: 30 de junho de 2022.
- ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. ABNT NBR 16612: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, com cobertura - Requisito de desempenho.** 2020. Disponível em: <<https://www.normas.com.br/>>. Acesso em: 30 de junho de 2022.
- ABSOLAR. **Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.** 2021. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 12 abril 2021.
- ABSOLAR. **Evolução da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil.** 2022. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 04 abril 2022.
- ANEEL. **Resolução Normativa ANEEL Nº 956, de 7 de dezembro de 2021. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Anexo III - Módulo 3 – Conexão ao Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.** 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.2.pdf>. Acesso em: 25 de abril de 2022.
- BALFOUR, J.; SHAW, M.; JAROSEK, S. **Introduction to photovoltaics.** Burlington, Massachusetts: Jones Bartlett Learning, 2013.
- BERTAGLIO, A. **Países em desenvolvimento, os novos líderes em energias renováveis.** 2017. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/paises-desenvolvimento-lideres-energias-renovaveis>>. Acesso em: 11 jan 2021.
- BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** 2022. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 01 fevereiro 2022.
- CREDER, H.; COSTA, L. S. **Instalações Elétricas.** Rio de Janeiro: LTC, 2022.
- CRESESB. **Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica de S. Brito.** 2022. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 20 de maio de 2022.
- DETOLLENAERE, A. et al. **Snapshot of Global PV Markets 2020.** [S.l.]: International Energy Agency (IEA), 2020.
- GOMES, A. **Matriz cada vez mais diversificada.** 2013. Disponível em: <<https://www.osetoelettrico.com.br/matriz-cada-vez-mais-diversificada/>>. Acesso em: 10 jan 2021.
- GROWATT. **Datasheet: MIN 7000 10000 TL-X.** 2022. Disponível em: <<https://www.ginverter.pt/upload/file/contents/2021/04/6078150127b0f.pdf>>. Acesso em: 10 de março de 2022.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia - INMET**. 2022. Disponível em: <<https://tempo.inmet.gov.br/Graficos/A230>>. Acesso em: 22 de maio de 2022.

JINKOSOLAR. **Datasheet: Tiger Pro 60HC440-460 Watt Mono-facial module**. 2022. Disponível em: <[https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/629ec113/JKM440-460M-60HL4-\(V\)-F1.1-EN.pdf](https://jinkosolarcdn.shwebspace.com/uploads/629ec113/JKM440-460M-60HL4-(V)-F1.1-EN.pdf)>. Acesso em: 20 de abril de 2022.

KALOGIROU, S. A. **Solar Energy Engineering: Processes and Systems**. Oxford: Elsevier, 2014.

LE MOS, N. **O que devemos analisar ao especificar e comparar DPS de energia?**. 2021. Disponível em: <<https://tel.com.br/especificar-dps-energia/>>. Acesso em: 14 de Novembro de 2022.

PA, E. E. **Equatorial Energia Pará**. 2022. Disponível em: <<https://pa.equatorialenergia.com.br/institucional/>>. Acesso em: 20 abril 2022.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems**. Springer London Dordrecht Heidelberg New York: Springer-Verlag London Limited, 2012.

REKIOUA, D.; MATAGNE, E. **Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control**. London: Springer London Dordrecht Heidelberg New York, 2012.

REN21.2020. **Renewables 2020 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2020.

SANTOS, S. R. **Qualidade dos sistemas fotovoltaicos no Brasil e as normas técnicas**. 2020. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/qualidade-dos-sistemas-fotovoltaicos-no-brasil-e-as-normas-tecnicas/>>. Acesso em: 07 jan 2021.

SONDA. **Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais - SONDA**. 2022. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/index.html>>. Acesso em: 22 de maio de 2022.

STAPLETON, G.; NEILL, S. **Grid-connected solar electric systems the Earthscan expert handbook for planning, design, and installation**. 711 Third Avenue, New York, NY 10017: Earthscan, 2012.

SWERA. **Solar and Wind Energy Resource Assessment - SWERA**. 2022. Disponível em: <[https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))>. Acesso em: 22 de maio de 2022.

VILLALVA, M. G. **Módulos monocristalinos vão dominar o mercado de energia solar**. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/index.php/artigos/item/182-modulos-mono-vaio-dominar-o-mercado-solar>>. Acesso em: 08 março 2021.

VILLALVA, M. G. **Sobre a origem da corrente reversa nos sistemas fotovoltaicos**. 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/sobre-a-origem-da-corrente-reversa-nos-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 10 de maio de 2022.

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

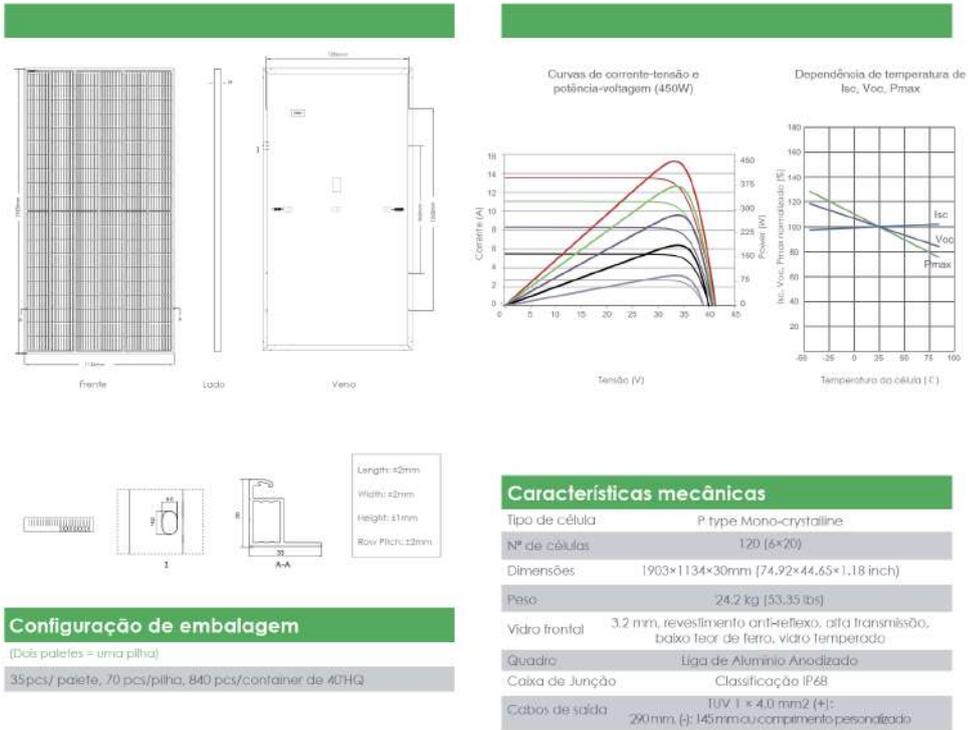
VINTURINI, M. **O que é DPS e como é usado nos sistemas fotovoltaicos?** 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-dps-e-como-e-usado-nos-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 20 de Novembro de 2022.

VINTURINI, M. P. **Instalação de sistemas fotovoltaicos em locais com aterramento precário**. 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/instalacao-de-sistemas-fotovoltaicos-em-locais-com-aterramento-precario/>>. Acesso em: 20 de maio de 2022.

ANEXO A – FOLHETO DE DADOS DO INVERSOR

Ficha de dados	MIN 8000TL-X(E)	MIN 10000TL-X
Dados de entrada (CC)		
Potência máxima PV máxima recomendada (por módulo STC)	11200W	15000W
Tensão Máxima CC		600V
Tensão de start		100V
Tensão nominal		360V
Faixa de tensão MPP		60-550V
Número de MPP trackers	2	3
Número de strings PV por MPP tracker	1/2	1/1/2
Corrente máxima de entrada por MPP tracker	13.5A/27A	13.5A/13.5A/27A
Corrente máxima de curto circuito por MPP tracker	16.9A/33.8A	16.9A/16.9A/33.8A
Dados de saída (CA)		
Máxima potência nominal CA	8000W	10000W
Tensão nominal CA		220V/160–300V
Frequência da rede CA		50/60Hz[44-55Hz/54-65Hz]
Corrente de saída máxima	38.3A	45.5A
Fator de potência ajustável		0.8f-0.8c
THDI		<3%
Tipo de conexão de rede CA		Monofásico
Eficiência		
Eficiência máxima		98.1%
Eficiência europeia	97.3%	97.6%
Eficiência MPPT		99.5%
Dispositivos de proteção		
Proteção de polaridade reversa CC		Sim
Chave seccionadora CC		Sim
Proteção contra sobretensão CC/CA		Type II / Type III
Monitoramento de resistência de isolamento		Sim
Proteção de curto circuito CA		Sim
Monitoramento de falha da rede		Sim
Monitoramento da rede		Sim
Proteção anti-fulguração		Sim
Monitoramento de corrente residual		Sim
Dados Gerais		
Dimensões (UxVxP)		425/387/180mm
Peso		18.2kg
Faixa de temperatura operacional		-25 °C ... +60 °C
Consumo noturno		< 1W
Topologia		Sem transformador
Resfriamento		Refrigeração natural
Grau de proteção		IP66
Humidade relativa		0-100%
Altitude		4000m
Conexão CC		H4
Conexão CA		Cable gland + OT terminal
Display		OLED + LED/WIFI + APP
Interfaces: RS485 / USB / Wi-Fi		Sim/Sim/Sim
Garantia: 5 anos		Sim
CE, IEC 62116, IEC 61727, IEC62109, INMETRO, AS4777		

ANEXO B – FOLHETO DE DADOS DO MÓDULO



Características mecânicas

Tipo de célula	P type Mono-crystalline
Nº de células	120 (6x20)
Dimensões	1903x1134x30mm (74.92x44.65x1.18 inch)
Peso	24.2 kg (53.35 lbs)
Vidro frontal	3.2 mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado
Quadro	Liga de Alumínio Anodizado
Caixa de Junção	Classificação IP68
Cabos de saída	UV 1 x 4.0 mm ² (+); 290 mm (-); 145 mm ou comprimento personalizado

ESPECIFICAÇÕES

Tipo de Módulo	JKM440M-60HL4		JKM445M-60HL4		JKM450M-60HL4		JKM455M-60HL4		JKM460M-60HL4	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potência máxima (Pmax)	440Wp	327Wp	445Wp	331Wp	450Wp	335Wp	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp
Tensão máxima de energia (Vmp)	33.72V	31.39V	33.82V	31.56V	33.91V	31.73V	34.06V	31.91V	34.20V	32.07V
Corrente de potência máxima (Imp)	13.05A	10.43A	13.16A	10.49A	13.27A	10.55A	13.36A	10.61A	13.45A	10.67A
Tensão de circuito aberto (Voc)	41.02V	38.72V	41.10V	38.79V	41.18V	38.87V	41.33V	39.01V	41.48V	39.15V
Corrente de curto-circuito (Isc)	13.73A	11.09A	13.79A	11.14A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A	14.01A	11.32A
Eficiência do Módulo STC (%)	20.39%		20.62%		20.85%		21.08%		21.32%	
Temperatura de operação (°C)	-40°C~+85°C									
Tensão máxima do sistema	1000/1500VDC (IEC)									
Classificação máxima do fusível em série	25A									
Tolerância de potência	0~+3%									
Coefficientes de temperatura de Pmax	-0.35%/°C									
Coefficientes de temperatura de Voc	-0.28%/°C									
Coefficientes de temperatura de Isc	0.048%/°C									
Temperatura nominal da célula operacional (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📖 Temperatura da célula 25 °C ☁ AM=1,5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📖 Temperatura ambiente 20 °C ☁ AM=1.5 🌀 Velocidade do vento 1m/s