



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**PAULO VINICIUS RODRIGUES DUARTE**

**APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE  
FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE  
MICROGERAÇÃO À LUZ DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

**FORTALEZA**

**2023**

**PAULO VINICIUS RODRIGUES DUARTE**

**APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE  
FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE  
MICROGERAÇÃO À LUZ DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias Renováveis.

Orientadora: Prof<sup>a</sup>. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida

**FORTALEZA**

**2023**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

D874a Duarte, Paulo Vinicius Rodrigues.

Aplicação de uma metodologia para dimensionamento e análise financeira de um sistema de energia solar fotovoltaica de microgeração à luz do marco legal da geração distribuída / Paulo Vinicius Rodrigues Duarte. – 2023.

83 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2023.

Orientação: Profa. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Dimensionamento. 3. Análise financeira. I. Título.

CDD 621.042

---

**PAULO VINICIUS RODRIGUES DUARTE**

**APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE  
FINANCEIRA DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA DE  
MICROGERAÇÃO À LUZ DO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao curso de graduação em Engenharia de Energias Renováveis da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de Energias Renováveis.

Aprovada em: 06/07/2023.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof.<sup>a</sup> Dra. Ana Fabíola Leite Almeida (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof.<sup>a</sup> Dra. Maria Alexsandra de Sousa Rios  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais e família, por todo amor, dedicação e apoio recebido ao longo desta jornada, que foram essenciais para superar os desafios e perseverar até o fim.

À minha namorada, Valéria, que esteve sempre ao meu lado, me ouvindo e aconselhando nos momentos mais difíceis, seu companheirismo e amor me dão forças diariamente.

Aos meus amigos da faculdade, pelo apoio mútuo e incentivo durante toda essa jornada acadêmica. A convivência com cada um fez os meus dias mais leves e tornou possível a superação de vários obstáculos vivenciados.

Aos professores e servidores desta universidade, que contribuíram para que eu pudesse trilhar essa jornada acadêmica, o esforço de todos foi primordial para o meu sucesso.

Em especial, agradeço à minha orientadora Prof<sup>a</sup>. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida, e aos demais membros da banca examinadora, por dedicarem seu tempo e conhecimento para avaliar e debater meu trabalho. Suas sugestões e críticas construtivas foram fundamentais para o aprimoramento desta pesquisa.

## RESUMO

Diante do aumento da demanda energética mundial e a busca por fontes de energias renováveis, a energia solar fotovoltaica tem se mostrado fundamental para o alcance desses objetivos, contribuindo com a redução dos efeitos dos combustíveis fósseis e diversificando a matriz elétrica mundial. No Brasil, a energia solar fotovoltaica tem crescido em ritmo acelerado nos últimos anos, amparada pelo grande potencial solar presente no território nacional e pelas regulamentações de incentivo criadas a partir do ano de 2012 e mais recentemente pela publicação do Marco Legal da Geração Distribuída, que trouxe mudanças significativas para o setor. Assim, este trabalho teve como objetivo fornecer uma metodologia alternativa de dimensionamento e análise financeira preliminar dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFVCR), podendo ser utilizado como guia para empresas e profissionais da área neste momento de adaptação que o mercado enfrenta. Primeiramente, foram abordados os conceitos básicos que possibilitam a compreensão do funcionamento dos SFVCR, bem como os aspectos regulatórios e financeiros relevantes para as análises técnicas desses sistemas. Na etapa final, foi apresentado um estudo de caso de um SFVCR a ser instalado em um condomínio residencial localizado na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará, onde pretende-se suprir o consumo de energia elétrica da Estação de Tratamento de Esgoto (ETE) do empreendimento. Nesse sentido, dimensionou-se um SFVCR com potência fotovoltaica de 48,4 kWp, capaz de suprir toda a demanda de energia elétrica do local, e com margem de erro de apenas 1,36% em comparação com os resultados obtidos através de uma simulação em um *software* especializado. Por fim, a análise econômica da solução proposta indicou uma economia de R\$ 2.819.683,91 no tempo de vida útil do sistema e um *payback* do investimento em 4 anos e 1 mês.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica; Dimensionamento; Análise Financeira.

## ABSTRACT

In the face of the increasing global energy demand and the search for renewable energy sources, photovoltaic solar energy has proven to be essential in achieving these objectives, contributing to the reduction of the effects of fossil fuels and diversifying the global power grid. In Brazil, photovoltaic solar energy has been growing rapidly in recent years, supported by the great solar potential found in the national territory and by incentive regulations created since 2012, and more recently, by the publication of the Marco Legal da Geração Distribuída, which brought significant changes to the sector. Thus, this work aims to provide an alternative methodology for sizing and preliminary financial analysis of PV solar systems for residential consumption, serving as a guide for companies and professionals in the field during this period of market adaptation. Firstly, the basic concepts that enable an understanding of the operation of grid-connected photovoltaic systems (GCPV) were addressed, as well as the relevant regulatory and financial aspects for the technical analysis of these systems. In the final stage, a case study is presented for a PV solar system to be installed in a residential condominium located in the city of Fortaleza, in the state of Ceará, aiming to supply the power consumption of the Sewage Treatment Plant (STP) of the development. In this regard, a PV solar system with a photovoltaic power capacity of 48.4 kWp was sized, capable of supplying the entire power demand of the location, with a margin of error of only 1.36% compared to the results obtained through a simulation in specialized software. Finally, the economic analysis of the proposed solution indicated savings of R\$ 2,819,683.91 over the system's lifetime and a payback period for the investment of 4 years and 1 month.

**Keywords:** Photovoltaic solar energy; Sizing; Financial Analysis.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b> - Infográfico Geração Distribuída no Brasil .....	17
<b>Figura 2</b> - Mapa de distribuição da energia solar em diferentes áreas do planeta ...	18
<b>Figura 3</b> - Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico <i>Off-Grid</i> .....	19
<b>Figura 4</b> - Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico <i>On-Grid</i> .....	19
<b>Figura 5</b> - Diferença entre GD e GC .....	21
<b>Figura 6</b> - Alternativas para o modelo de valoração do SCEE .....	23
<b>Figura 7</b> - Regras de transição para valoração da energia ativa compensada .....	25
<b>Figura 8</b> - Linha do tempo do marco legal da MMGD.....	26
<b>Figura 9</b> - Cobrança da demanda contratada em usinas de MMGD .....	26
<b>Figura 10</b> - Espectro de radiação solar .....	28
<b>Figura 11</b> - Incidência de radiação no globo terrestre .....	29
<b>Figura 12</b> - A geometria Sol-Terra e a influência nas estações do ano e a duração do dia .....	30
<b>Figura 13</b> - Ângulos Solares .....	30
<b>Figura 14</b> - Irradiância e insolação .....	32
<b>Figura 15</b> - Efeito fotovoltaico .....	33
<b>Figura 16</b> - Células fotovoltaicas e o efeito fotovoltaico .....	34
<b>Figura 17</b> - Curva I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos .....	36
<b>Figura 18</b> - Conjunto de módulos em série .....	37
<b>Figura 19</b> - Conjunto de módulos em paralelo .....	38
<b>Figura 20</b> - Associação mista de módulos fotovoltaicos .....	39
<b>Figura 21</b> - Funcionamento de um inversor convencional CC-CA .....	40
<b>Figura 22</b> - Funcionamento do MPPT através da análise das curvas I-V e P-V .....	42
<b>Figura 23</b> - Princípio de funcionamento do recurso de anti-ilhamento .....	43
<b>Figura 24</b> - Exemplo de <i>stringbox</i> de um SFVCR .....	46
<b>Figura 25</b> - Exemplo de quadros de proteção CA para um SFVCR .....	47
<b>Figura 26</b> - Ângulos de inclinação de acordo com a latitude do local .....	50
<b>Figura 27</b> - Componentes tarifários e porcentagem média nacional de custo na tarifa de energia elétrica .....	54
<b>Figura 28</b> - Exemplo de simultaneidade para unidade residencial .....	56
<b>Figura 29</b> - Local de instalação com destaque da ETE .....	58
<b>Figura 30</b> - Simulação de sombreamento dos telhados .....	59



<b>Figura 31</b> - Dados de irradiância solar e potencial de geração local .....	61
<b>Figura 32</b> - <i>Layout</i> dos módulos fotovoltaicos com base na área disponível .....	63
<b>Figura 33</b> - <i>Layout</i> final dos módulos fotovoltaicos .....	67
<b>Figura 34</b> - <i>Layout</i> final das strings fotovoltaicas .....	68
<b>Figura 35</b> - Fluxo de Caixa acumulado dos 25 anos de vida útil do SFVCR .....	76

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Consumo histórico dos últimos 13 meses .....	60
<b>Tabela 2</b> - Principais dados dos módulos fotovoltaicos .....	63
<b>Tabela 3</b> - Principais dados do inversor .....	65
<b>Tabela 4</b> - Divisão das strings e arranjos fotovoltaicos nos rastreadores MPPT do inversor .....	67
<b>Tabela 5</b> - Geração de energia ao longo da vida útil do sistema .....	71
<b>Tabela 6</b> - Custo da TUSD Fio B .....	72
<b>Tabela 7</b> - Cobrança de ICMS .....	73
<b>Tabela 8</b> - Custos com O&M .....	74
<b>Tabela 9</b> - Fluxo de Caixa .....	75

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Âmpere
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GD	Geração Distribuída
GW	Giga-Watts
Hz	Hertz
Imp	Corrente de máxima potência
Isc	Corrente de curto-circuito
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWh/m <sup>2</sup>	Quilowatt-hora por metro quadrado
kWp	Quilowatt-pico
MMGD	Micro e minigeração distribuída
MPPT	Maximum Power Point Tracking
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
UC	Unidade Consumidora
Vmp	Tensão de máxima potência
Voc	Tensão de circuito aberto
W	Watts
Wh/m <sup>2</sup>	Watt-hora por metro quadrado
TMA	Taxa Mínima de Atratividade

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>2 OBJETIVOS.....</b>	<b>15</b>
<b>2.1 Objetivo Geral.....</b>	<b>15</b>
<b>2.2 Objetivos Específicos.....</b>	<b>15</b>
<b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>16</b>
3.1 Fontes renováveis e o potencial brasileiro de geração fotovoltaica.....	16
3.2 Energia Solar Fotovoltaica.....	18
3.3 Panorama regulatório brasileiro.....	20
3.3.1 Da Resolução Normativa ANEEL 482/2012 ao Projeto de Lei 5.829/2019.....	20
3.3.2 Marco Legal da GD: Lei nº 14.300/2022.....	24
3.4 Conceitos fundamentais.....	27
3.4.1 Radiação Solar.....	28
3.4.2 Ângulos Solares.....	29
3.4.3 Irradiância solar.....	31
3.4.4 Efeito Fotovoltaico.....	32
3.5 Componentes de um SFVCR.....	33
3.5.1 Módulos fotovoltaicos.....	33
3.5.1.1 Curvas características dos módulos fotovoltaicos.....	35
3.5.1.2 Arranjos fotovoltaicos.....	37
3.5.2 Inversores CC-CA on grid.....	39
3.5.2.1 Chave de desconexão de corrente contínua.....	41
3.5.2.2 Proteção contra fuga de corrente.....	41
3.5.2.3 Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT).....	41
3.5.2.4 Detecção de ilhamento e reconexão automática.....	42
3.5.2.5 Monitoramento remoto.....	43
3.5.2.6 Aspectos relevantes para o dimensionamento dos inversores.....	44
3.5.3 Quadros de proteção CC e CA.....	45
3.5.4 Condutores CC e CA.....	47
3.5.5 Medidor de energia bidirecional.....	48
3.6 Principais fatores de perdas relacionados aos SFVCR.....	48
3.7 Fundamentos da análise financeira de SFVCR.....	50
3.7.1 Fluxo de caixa.....	51
3.7.2 Análise de Payback Simples.....	51
3.7.3 Análise de Payback Composto.....	51
3.7.4 Valor Presente Líquido (VPL).....	52
3.7.5 Taxa Interna de Retorno (TIR).....	52
3.7.6 Aspectos relevantes para análise financeira de um SFVCR.....	52
3.7.6.1 Tarifa de energia.....	53
3.7.6.2 Cobrança de PIS/COFINS, ICMS e CIP.....	54
3.7.6.3 Cobrança do Fio B e TUSDg.....	54
3.7.6.4 Fator de Simultaneidade.....	55

<b>4 DIMENSIONAMENTO DE UM SFVCR.....</b>	<b>57</b>
4.1 Visita técnica e descrição do local.....	57
4.2 Análise de consumo do local.....	59
4.3 Cálculo da potência do SFVCR.....	60
4.4 Definição dos módulos fotovoltaicos.....	62
4.5 Definição do(s) inversor(es).....	64
4.6 Definição dos arranjos fotovoltaicos.....	65
4.7 Análise de geração para o sistema fotovoltaico dimensionado.....	68
<b>5 ANÁLISE FINANCEIRA.....</b>	<b>70</b>
<b>6 CONCLUSÃO.....</b>	<b>77</b>
<b>7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>79</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>80</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O aumento acelerado da demanda de energia elétrica, a necessidade de diminuir a dependência de combustíveis fósseis e a preferência por fontes de energia que não poluem têm levado à busca de novas fontes de energia para a geração de eletricidade (VILLALVA, 2012, p. 18).

A energia solar fotovoltaica (FV) é uma fonte de energia renovável que tem crescido rapidamente no Brasil e no mundo. A tecnologia fotovoltaica converte diretamente a luz solar em eletricidade, por meio de módulos fotovoltaicos, sem emissão de gases poluentes (VILLALVA, 2012, p. 21).

Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2023), através da fonte solar fotovoltaica foram gerados no Brasil mais de 868,8 mil novos empregos, investidos mais de R\$ 143,4 bilhões e evitados mais de 36,7 milhões de toneladas de CO<sup>2</sup> lançadas na atmosfera. Além disso, o Brasil passou de uma potência instalada de 8 MW em 2012 para 28,9 GW no primeiro trimestre de 2023 e já representa a segunda maior fonte de geração de energia elétrica do país.

Esse crescimento expressivo deu-se, dentre outras coisas, pela regulamentação da geração própria de energia, através da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, posteriormente pela Resolução Normativa ANEEL Nº 687/2015, pela Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000/2021 e mais recentemente pela promulgação da Lei nº 14.300, de 7 de janeiro de 2022 (ANEEL, 2022), comumente conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída (GD).

Apesar de todos os benefícios sociais e econômicos que a geração própria de energia elétrica ocasionou na sociedade brasileira, é preciso compreender que a expansão acelerada desse mercado trouxe também alguns desafios estruturais. De acordo com Moraes e Pontes (2022), à medida que a indústria solar se expande, há um aumento da demanda por mão-de-obra qualificada, que se justifica pela rápida taxa de mudança tecnológica, atrelada a um sistema nacional de capacitação prematuro para esse mercado.

Em decorrência dos fatos expostos, evidencia-se a necessidade crescente de ferramentas e materiais que forneçam embasamento técnico para os diversos agentes do setor de GD, de modo a garantir o avanço contínuo deste mercado em ascensão no território brasileiro.

Desse modo, neste trabalho é apresentado um estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico de microgeração a ser conectado à rede de energia elétrica do estado do Ceará, através do desenvolvimento de uma metodologia para a realização do dimensionamento e análise financeira desses sistemas, em face das mudanças trazidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída, para que sirva de guia para empresas e profissionais da área.

A metodologia utilizada compreendeu uma pesquisa básica, de abordagem qualitativa e de caráter exploratório, a partir de um estudo de caso, apresentando uma visão sistêmica do processo de dimensionamento e análise financeira dos sistemas fotovoltaicos de microgeração.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo Geral**

Este trabalho teve como objetivo geral apresentar uma metodologia de dimensionamento e análise financeira para implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica à luz das mudanças oriundas do Marco Legal da Geração Distribuída, avaliando os seus impactos na viabilidade de conexão de usinas de Microgeração para consumidores da Enel Ceará.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Realizar uma consulta bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos conectados à rede e seus principais componentes;
- Realizar um estudo do panorama regulatório da geração de energia solar fotovoltaica no Brasil, com foco nas mudanças originadas do Marco Legal da Geração Distribuída;
- Dimensionar um sistema fotovoltaico teórico que seja capaz de suprir a necessidade de energia de um condomínio residencial localizado na cidade de Fortaleza, no estado do Ceará;
- Analisar a viabilidade financeira do sistema fotovoltaico dimensionado, com base na regulação vigente e em parâmetros financeiros encontrados na literatura;
- Fornecer, ao fim do trabalho, uma metodologia simples e segura para análise de viabilidade técnica e financeira de usinas fotovoltaicas, para que possa ser usada como instrumento de pesquisa para profissionais da área.



### **3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

#### **3.1 Fontes renováveis e o potencial brasileiro de geração fotovoltaica**

As fontes de energia renováveis são aquelas consideradas inesgotáveis para os padrões humanos de utilização. Podemos utilizá-las continuamente e nunca se acabam, pois sempre se renovam (VILLALVA, 2012, p. 17).

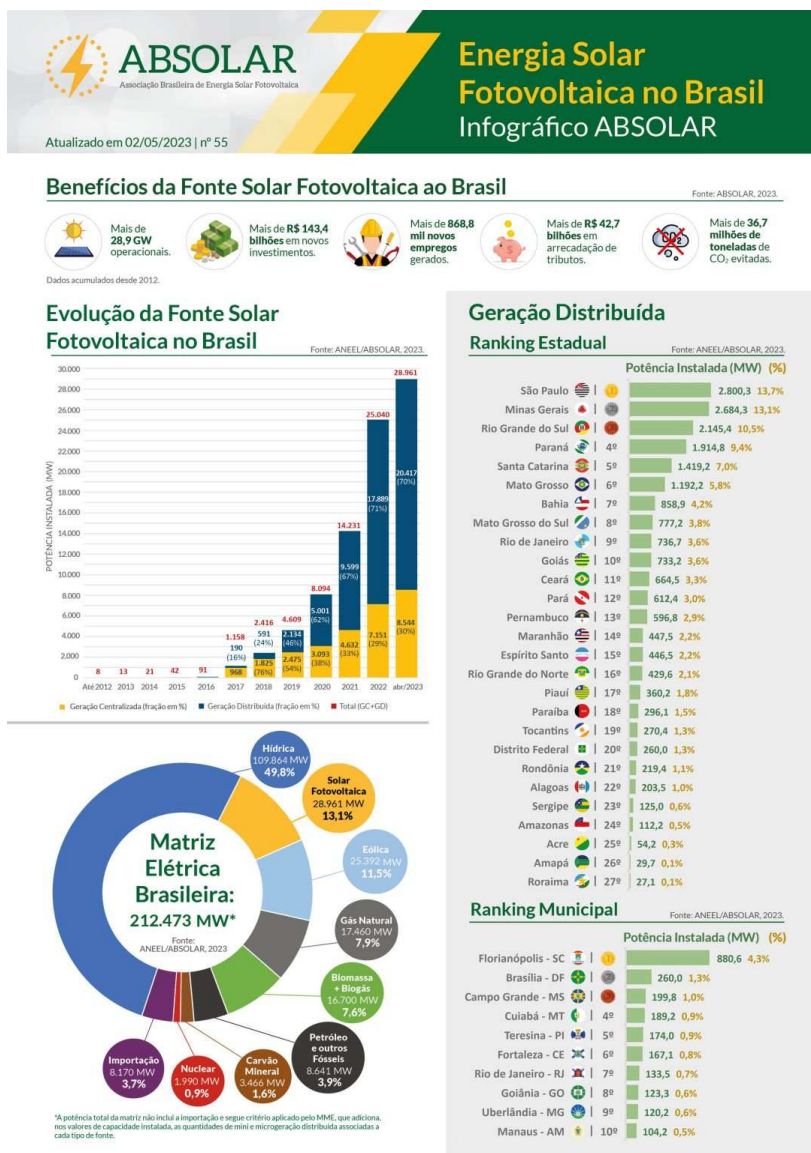
Atualmente, o ser humano é muito dependente da eletricidade e a demanda por fontes energéticas limpas e renováveis tem se intensificado à medida que as limitações e impactos das fontes não renováveis são investigados e discutidos.

Assim, segundo Nascimento et al. (2016) as fontes renováveis de energia como a eólica, solar e biomassa, são consideradas de forma positiva, pois além de reduzir gradativamente os impactos ao meio ambiente, ainda diminuem a emissão de gás carbônico na atmosfera.

No Brasil, de acordo com os dados do Ministério de Minas e Energia (MME), somente nos dois primeiros meses de 2023 a GD solar, que é aquela na qual os consumidores geram sua própria energia através da instalação de sistemas fotovoltaicos, teve um acréscimo de 1 GW de potência instalada, atingindo o valor de 18 GW e superando a potência instalada de usinas eólicas, se somados a potência de GD e da geração solar centralizada.

Além disso, dados da ABSOLAR afirmam que a matriz elétrica brasileira possui atualmente mais de 85% da capacidade de geração de energia através de fontes renováveis, sendo o Brasil um dos países do mundo com maior percentual, devido a grande utilização de centrais hidrelétricas e das usinas eólicas e solares. Esses dados são ilustrados na Figura 1:

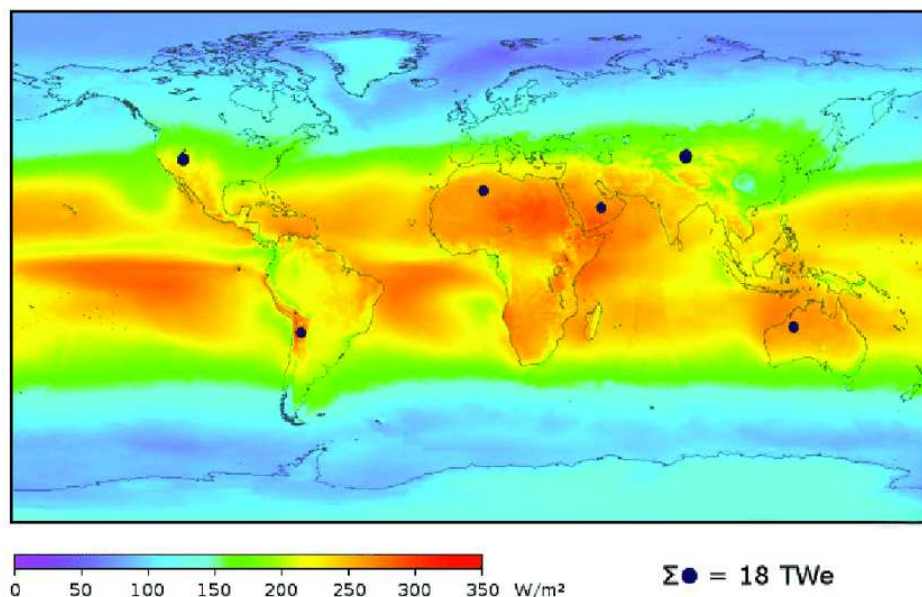
Figura 1 — Infográfico Geração Distribuída no Brasil.



Fica nítido que o Brasil está muito à frente com relação ao uso de energias renováveis, em especial ao uso da fonte solar fotovoltaica, e percebe-se também uma diminuição da dependência das hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, fato positivo, visto que essa dependência, por vezes, gera custos extras nas tarifas de energia elétrica, pela necessidade de acionamento das usinas termelétricas para suprir a demanda em períodos de seca e baixa produção nas hidrelétricas.

Um fator primordial que favorece o uso dos sistemas fotovoltaicos (SFV) no Brasil é sua localização geográfica privilegiada. Como pode ser percebido pela Figura 2, o Brasil está localizado em uma área com níveis elevados de radiação solar, em comparação com grande parte do território mundial, principalmente na região nordeste do país.

Figura 2 — Mapa de distribuição da energia solar em diferentes áreas do planeta.



Fonte: Rebollar e Rodrigues (2011).

Diante do exposto, fica claro que o Brasil é um país com potencial único para geração de energia através de fontes renováveis, em especial ao que se refere a geração de energia através da fonte solar fotovoltaica.

### 3.2 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar pode ser utilizada para produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico, que consiste na conversão direta da luz em energia elétrica [...]. Essa energia é coletada e processada por dispositivos controladores e conversores, podendo ser armazenada em baterias ou utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica. (VILLALVA, 2012, p. 21).

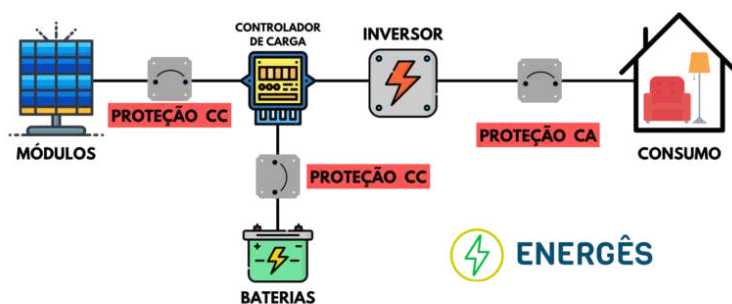
Desse modo, a energia solar pode ser aproveitada diretamente de uma fonte quase que inesgotável, que está disponível para todos e que não causa nenhum efeito degradante ao planeta Terra (JÚNIOR et al., 2018).

Atualmente, existem dois tipos de sistemas fotovoltaicos básicos: os sistemas isolados (*off-grid*) e os sistemas conectados à rede (*on-grid* ou *grid-tie*) (SFVCR) (VILLALVA, 2012). A partir desses sistemas surgem também outras tipologias, como os sistemas híbridos, que utilizam as duas tecnologias em conjunto, e os sistemas zero grid, que são aqueles que conectam-se à rede, porém não injetam energia nela, suprimindo apenas o consumo instantâneo do local.

Os sistemas *off-grid* são geralmente utilizados em áreas rurais isoladas, onde o custo de se conectar a rede elétrica é muito elevado, e necessitam de baterias e controladores de carga para que a eletricidade gerada durante o dia seja utilizada à noite, tornando o custo do sistema mais elevado. (VILLALVA, 2012, p. 99).

A Figura 3 apresenta os componentes principais presentes em um sistema *off-grid*.

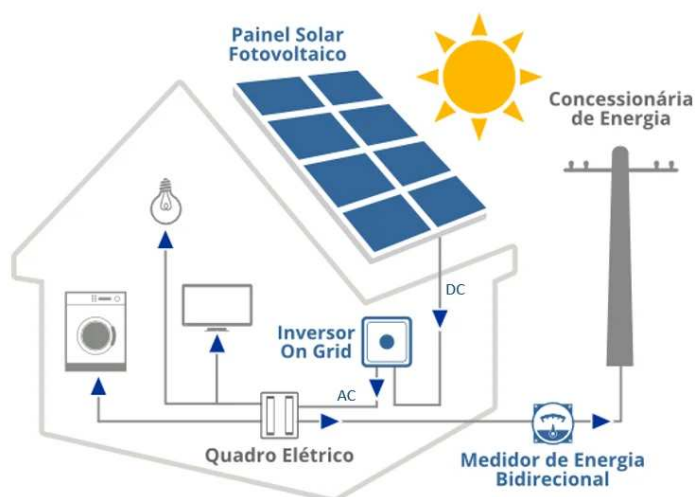
Figura 3 — Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico *Off-Grid*.



Fonte: Energês (2020).

Já os SFVCR são empregados em locais já atendidos por energia elétrica, tendo como objetivo a geração de energia para o consumo local ou mesmo a geração de excedente de energia para compensação em outras unidades consumidoras. Os seus principais componentes estão ilustrados na Figura 4.

Figura 4 — Funcionamento de um Sistema Solar Fotovoltaico On-Grid.



Fonte: Minha Casa Solar (2019).

Uma das principais vantagens dos SFVCR é o seu custo reduzido, uma vez que não necessitam de banco de baterias e de controladores de carga para seu funcionamento, que ainda apresentam valores elevados no mercado nacional.

Ao longo deste trabalho, serão abordadas as características e informações referentes aos SFVCR, por sua maior utilização no cenário nacional e mundial.

### 3.3 Panorama regulatório brasileiro

#### 3.3.1 Da Resolução Normativa ANEEL 482/2012 ao Projeto de Lei 5.829/2019

Em 17 de abril de 2012, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) publicou a Resolução Normativa (REN) nº 482, a qual, conforme seu artigo 1º, visa estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012). Essa resolução trouxe transformações profundas para o setor elétrico nacional, sendo destacadas ao longo deste tópico os principais conceitos oriundos dela.

Inicialmente, definiu-se o conceito de Microgeração e Minigeração Distribuída (MMGD), que de acordo com a resolução têm os seguintes significados:

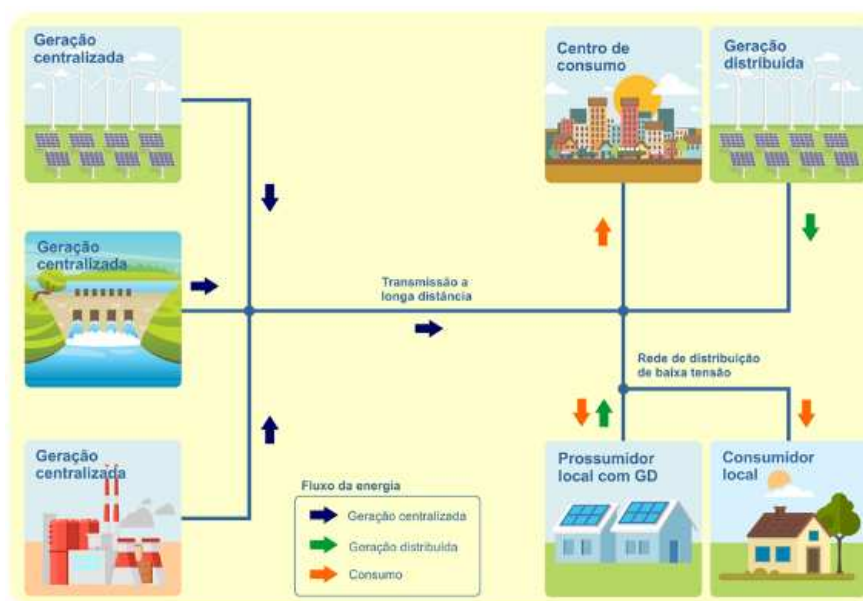
I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras (ANEEL, 2012, p.1).

Essa definição foi posteriormente alterada pela REN ANEEL 687/2015, modificando a potência de microgeração para usinas de até 75 kW e de minigeração para usinas acima de 75 kW e até 3 MW para hidrelétricas e 5 MW para demais fontes (ANEEL, 2015).

Assim, além do método tradicional de fornecimento de energia elétrica, através de grandes centrais geradoras, caracterizado como Geração Centralizada (GC), surgiu também a possibilidade dos consumidores cativos gerarem sua própria energia, através de sistemas descentralizados. A Figura 5 demonstra a diferença entre a GD e a GC.

Figura 5 — Diferença entre GD e GC.



Fonte: Solar (2021).

Além disso, foi na REN ANEEL 482/2012 que foi criado o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), no qual o consumidor que gera sua própria energia realiza um empréstimo gratuito da energia ativa injetada pelo seu sistema para a rede elétrica da distribuidora local e pode compensá-la futuramente, em forma de kWh, para suprir seu consumo local ou em outras unidades de sua mesma titularidade. Esses créditos armazenados devem ser utilizados no prazo de 60 meses após a data em que foram gerados (ANEEL, 2012).

Com isso, foram criadas quatro modalidades para geração distribuída, de acordo com a REN ANEEL 482/2012, e alteradas posteriormente pela REN ANEEL 687/2015: geração junto à carga, em que a geração e consumo ocorrem na mesma unidade consumidora; autoconsumo remoto, em que a compensação da energia excedente ocorre em unidades consumidoras que estejam sob a mesma titularidade, pessoa física ou jurídica, matriz e filial; empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (EMUC), em que é feita a instalação de um sistema de MMGD em condomínios residenciais ou comerciais e há a possibilidade de compensação dos créditos excedentes para suprir o consumo individual dos usuários e para uso em áreas comuns do condomínio; e, por fim, a geração compartilhada, em que unidades com diferentes titularidades podem formar um consórcio ou cooperativa para compensação dos créditos excedentes de uma unidade com Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

Além disso, as unidades participantes do SCEE devem pagar, no mínimo, o equivalente aos custos relativos à disponibilidade de energia elétrica para os consumidores atendidos em baixa tensão (grupo B), sendo esse custo determinado com base no tipo de ligação da unidade consumidora e cobrado o valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh para unidades monofásicas, 50 kWh para unidades bifásicas e 100 kWh para unidades trifásicas. Já para os consumidores atendidos em média/alta tensão (grupo A), a cobrança se dará pela demanda contratada (GREENER, 2023).

Ainda de acordo com essas resoluções, para que os SFV possam se conectar à rede da concessionária de distribuição de energia elétrica, é preciso que seja feita a formalização de solicitação de acesso. Para isso, as distribuidoras e os consumidores devem utilizar como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em especial no seu módulo 3, que trata especificamente sobre as condições de acesso para unidades com MMD.

Com o crescimento acelerado no número de conexões de usinas de MMD e com o amadurecimento do setor, começou a ser sentida uma pressão de algumas entidades, em especial as distribuidoras, com relação à forma de valoração da energia injetada pelas usinas. O modelo implementado até o momento estabelecia que a energia injetada seria utilizada para abater integralmente a energia consumida (considerando todas as componentes tarifárias), de modo que a energia injetada na rede pelo gerador era valorada pela tarifa de energia elétrica estabelecida para os consumidores (ANEEL, 2018).

Ainda de acordo com a entidade, de um lado, as distribuidoras alegavam que o modelo do SCEE não era suficiente para remunerar os custos pelo uso da rede de distribuição, do outro lado, as empresas integradoras e os consumidores defendiam que esse modelo deveria ser continuado, para que o mercado pudesse se consolidar e expandir ainda mais.

Assim, a partir de consultas públicas, a ANEEL publicou, em 2019, o relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) 003, onde são propostas alternativas para um novo modelo de compensação de energia elétrica (PIMENTEL, 2022). Na Figura 6 são mostradas as alternativas apresentadas no relatório:

Figura 6 — Alternativas para o modelo de valoração do SCEE.



Fonte: ANEEL (2019).

A alternativa 0 correspondia ao modelo do SCEE vigente à luz da REN ANEEL 482/2012 e 687/2015, com a tarifa de energia elétrica sendo compensada integralmente pela energia injetada pelas usinas de MMGD, e as demais alternativas seriam opções para o novo sistema de valoração, em que as componentes em cinza não seriam mais compensadas pela energia injetada e ficariam como custos adicionais nas faturas de energia das unidades com MMGD.

De acordo com RUBIM (2022), ao fim dos processos de audiência pública, a proposta apresentada pela ANEEL era baseada em um sistema de gatilhos, em que as regras seriam alteradas conforme determinados limites de potência instalada de GD fossem alcançados, até que a alternativa 5 fosse atingida. Entretanto, essa proposta causou um profundo descontentamento e gerou grande movimentação dos agentes do setor, levando à alteração dos pontos mais críticos trazidos pela agência.

Como resultado desses acontecimentos, identificou-se a necessidade de assegurar ao mercado de MMGD o seu estabelecimento via lei federal, ou seja, pela criação de um Marco Legal para a MMGD, por meio do Projeto de Lei (PL) 5.829/2019 (GREENER, 2023).

Por fim, após mais de 2 anos de tramitação no Congresso Nacional, acompanhado de intensa mobilização setorial, o PL 5.829/2019 foi publicado na forma da Lei nº 14.300, no dia 07 de janeiro de 2022 (RUBIM, 2022).



### 3.3.2 Marco Legal da GD: Lei nº 14.300/2022

A Lei nº 14.300/2022 institui o Marco Legal da MMDG, o SCEE, o Programa de Energia Renovável Social (PERS), altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências (ANEEL, 2022,p.1).

Dessa forma, o Marco Legal representa um arcabouço legal e regulatório mais robusto, trazendo não só mais segurança jurídica, como também mais estabilidade e previsibilidade para o mercado (GREENER, 2023).

Como já citado anteriormente, desde o início do processo de revisão da REN ANEEL 482/2012 até a aprovação do marco legal da MMDG, o objetivo principal era rever a forma de valoração da energia injetada pelas unidades com MMDG. Nesse sentido, a Lei trouxe três momentos importantes, que serão explicados nos parágrafos a seguir.

De acordo com RUBIM (2022), os projetos cuja solicitação de acesso seja protocolada em até 12 meses após a publicação da Lei, permanecerão com a compensação integral de créditos de energia até 31/12/2045, sendo faturados a partir de 2045 pela regra que estiver vigente. Caso seja feito encerramento contratual ou sejam constatadas irregularidades no sistema de medição, por ações de responsabilidade do consumidor, essas unidades perdem o benefício trazido pela Lei, comumente citado como “direito adquirido”.

Unidades que protocolarem a solicitação de acesso após o período de 12 meses de sua publicação, terão que pagar, no momento da compensação da energia ativa compensada, os custos relativos à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e o custo de operação e manutenção do serviço de distribuição, de forma escalonada, de acordo com as características de cada projeto, da forma como mostra a Figura 7.

Figura 7 — Regras de transição para valoração da energia ativa compensada.

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Valor da compensação	GD I: Compensação considerando todas as componentes da tarifa de eletricidade*	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>GD II:</b> Compensação considerando todas as componentes <b>menos</b> a TUSD Fio B de maneira gradativa, iniciando em 15% no ano de 2023 até 90% em 2028</li> <li>• <b>GD III:</b> Na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada**, compensação considerando todas as componentes <b>menos:</b> a TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE, P&amp;D.</li> </ul>

Fonte: GREENER (2023).

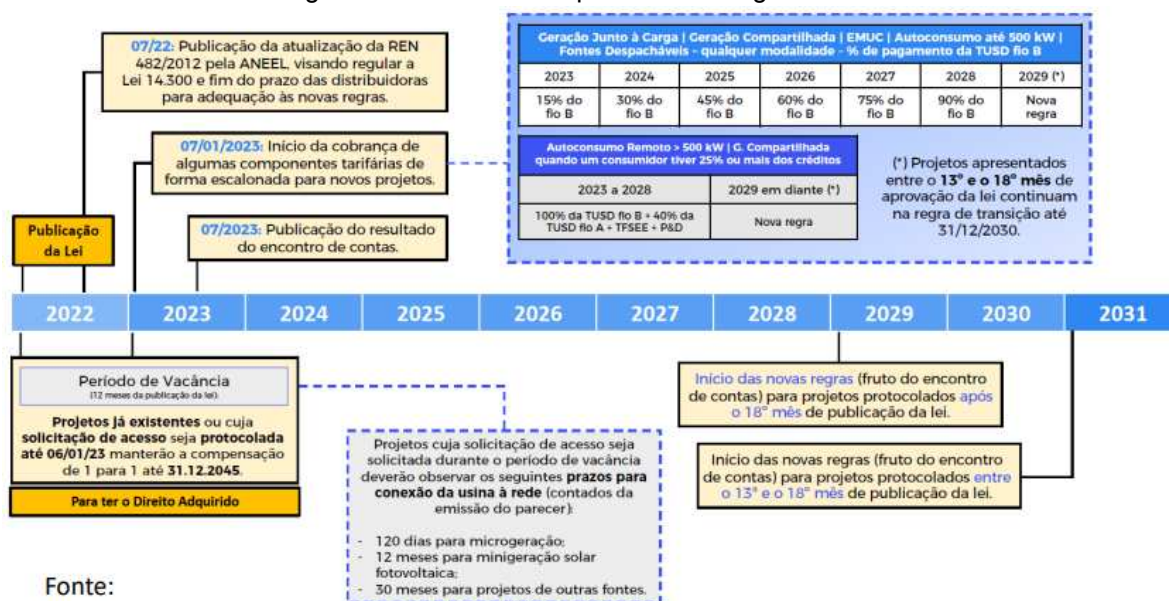
Portanto, a Lei trouxe três classificações para as unidades de MMGD, que foram conceituados formalmente pela REN ANEEL nº 1.059/2023, sendo GD I as unidades que possuem o direito adquirido, GD II as unidades com geração junto à carga, geração compartilhada, EMUC ou autoconsumo remoto menor que 500 kW, e GD III as unidades de autoconsumo remoto acima de 500 kW ou de geração compartilhada, em que um único consumidor detenha 25% ou mais dos créditos gerados pela usina.

Além disso, é possível perceber que a forma de valoração dos créditos para as unidades enquadradas como GD II é equivalente à alternativa 1 apresentada pela ANEEL através da AIR 003 em 2019, com a cobrança apenas do “Fio B”, porém ocorrendo de forma escalonada, começando em 15% e chegando a 90% ao final de 2028. Para as unidades enquadradas como GD III, não há escalonamento da cobrança das componentes tarifárias, a cobrança torna-se imediata após a publicação da Lei. (RUBIM, 2022).

Ademais, a Lei determina que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deverá estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da MMGD no prazo de até 18 meses após a sua publicação e, com isso, deverá ser estabelecida a metodologia final para valoração da energia injetada por essas unidades. Por isso, o texto prevê que as unidades que protocolarem as solicitações de acesso entre o 13º e o 18º mês a partir da publicação da Lei, deverão se enquadrar nessas novas regras de compensação apenas a partir de 2031.

Na Figura 8 é demonstrada a linha do tempo e as principais informações referentes às diretrizes da Lei nº 14.300/2022 com relação à valoração da energia injetada pelas usinas de MMGD:

Figura 8 — Linha do tempo do marco legal da MMGD.



Fonte: TECH, 2023, apud SORDI, 2023.

Além disso, no dia 10 de fevereiro de 2023 foi publicada a REN ANEEL nº 1.059/2023, que teve como principais objetivos aprimorar os conceitos e metodologias apresentadas pela Lei nº 14.300/2022 para o SCEE das unidades com MMGD. (ANEEL, 2023).

Através dessa resolução normativa, foi estabelecida a metodologia para cobrança da demanda contratada das usinas de MMGD. Essas mudanças estão explicitadas na Figura 9:

Figura 9 — Cobrança da demanda contratada em usinas de MMGD.

Item	REN 482/2012	Lei 14.300/2022
<b>Demanda contratada</b>	<p>Para consumidores do Grupo A com Mini GD, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada é a <b>TUSDdemanda (TUSDd)</b>:</p> <p><math>\text{Demanda contratada (kW)} \times \text{TUSDd}^* (\text{R\\$/kW})</math></p> <p>*TUSDdemanda (TUSDd): Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição aplicada à Demanda Contratada</p>	<p>Para usinas geradoras de Mini GD remotas pertencente ao <b>Grupo A</b>, a tarifa de referência para faturamento da demanda contratada (MUSD) passa a ser a <b>TUSDgeração (TUSDg)</b>:</p> <p><math>\text{Demanda contratada (kW)} \times \text{TUSDg (R\\$/kW)}</math></p> <p>Para usinas de micro e mini GD pertencentes ao <b>Grupo B</b>, em que não há demanda contratada, a <b>TUSDg será aplicada na parcela excedente da injeção de energia</b>. Ou seja, quando a diferença entre a energia elétrica injetada e a energia consumida por UC for positiva*.</p> <p><math>\text{Injeção - Consumo (kW)} \times \text{TUSDg (R\\$/kW)}</math></p>

Fonte: GREENER (2023).

Como pode ser percebido pela Figura 9, a cobrança da demanda contratada para as unidades atendidas e faturadas na média/alta tensão, pertencentes ao grupo A, passou a ser feita com base no valor da TUSD de geração (TUSDg), e não mais pela TUSD de demanda. De acordo com GREENER (2023), essa alteração gera uma redução de até 78% no custo com demanda pago por essas unidades, a depender da concessionária local e das tarifas aplicadas por ela.

Já para as unidades faturadas em baixa tensão, pertencentes ao grupo B, passou a ser cobrada a parcela referente a energia ativa injetada na rede, que é a diferença positiva entre a potência máxima de energia injetada e de energia consumida durante o ciclo de faturamento. Nos casos em que a potência máxima de injeção seja superior a de consumo, será aplicada a TUSDg sobre o valor, em kW, ultrapassado.

É importante destacar que, de acordo com a REN ANEEL nº 1.059/2023, essa nova cobrança para as unidades faturadas em baixa tensão só poderá ser aplicada caso o sistema de medição delas seja capaz de medir as grandezas de demanda de consumo e injeção.

Outra mudança que a Lei nº 14.300/2022 trouxe para o faturamento das usinas de MMGD foi com relação à cobrança do custo de disponibilidade. Conforme o parágrafo 1º do artigo 665-I da REN ANEEL nº 1.059/2023, as unidades com MMGD deverão pagar o maior valor entre o custo de disponibilidade e o custo de transporte da energia compensada, além da diferença positiva entre a energia ativa consumida e da energia compensada. (ANEEL, 2023). De forma simplificada, este parágrafo determina que deverá ser cobrado o maior valor entre o custo de disponibilidade e a cobrança da TUSD Fio B, para os casos em que o consumo faturado seja inferior à energia injetada.

Além das mudanças para o faturamento das unidades de MMGD determinadas pela Lei nº 14.300/2022 e apresentadas ao longo deste tópico, houve também mudanças consideráveis com relação às regras para conexão dessas unidades, porém, por não se tratar do foco deste trabalho, elas não serão discutidas.

### **3.4 Conceitos fundamentais**

Para um bom entendimento do funcionamento de um SFVCR e do estudo de caso apresentado neste trabalho, é importante serem abordados alguns conceitos que possibilitam a operação e desenvolvimento desses sistemas.

Nos tópicos a seguir, serão abordados os assuntos de radiação solar, irradiância, ângulos geométricos solares, efeito fotovoltaico, caracterização dos componentes básicos de um SFVCR e análise de perdas de geração dos SFVCR.

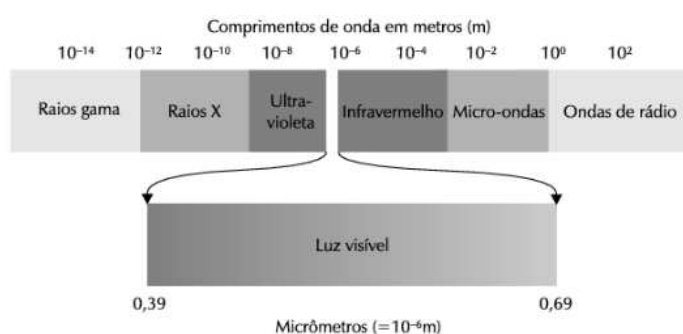
### 3.4.1 Radiação Solar

De acordo com Pereira et al. (2017), o sol fornece energia para a Terra através da radiação eletromagnética, que é proveniente das reações de fusão nuclear dos seus átomos de hidrogênio para formação do gás hélio. A taxa de energia emitida pelo Sol é aproximadamente constante há bilhões de anos, com uma potência atual da ordem de  $3,86 \cdot 10^{26}$  W, sendo que apenas uma pequena parcela dessa energia chega à superfície terrestre.

Apesar dessa pequena parcela da radiação que atinge a superfície terrestre, a radiação solar que chega a terra em uma hora ( $4,3 \cdot 10^{20}$  J) é maior que toda a energia consumida no planeta em um ano ( $4,1 \cdot 10^{20}$  J) (ARAÚJO, 2016, p. 23). Além disso, essa energia é responsável pela manutenção da vida na Terra e pelo desenvolvimento de todos os processos físicos e químicos que ocorrem nela.

De acordo com Villalva (2012), a radiação emitida pelo sol é constituída de 17 ondas eletromagnéticas, cada uma com uma determinada frequência e comprimento. Uma pequena parte dessas ondas pode ser captada pelo olho humano, chamada de luz visível, demonstrada na Figura 10, e o restante pode ser percebida de outras formas.

Figura 10 — Espectro de radiação solar.

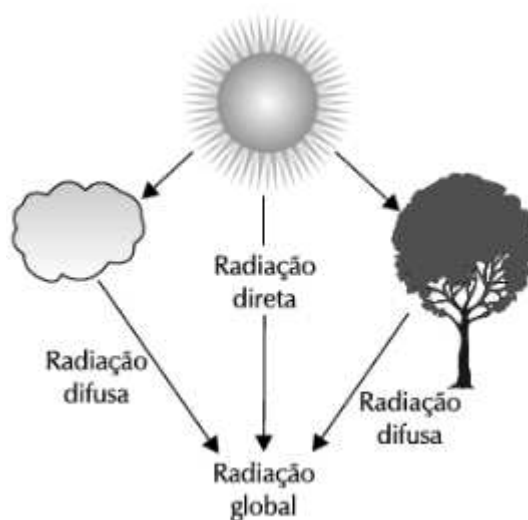


Fonte: Villalva (2012, p. 40).

Essa diferenciação das ondas em seus respectivos comprimentos e frequência chama-se espectro da radiação solar e independente do espectro em que a onda está, ela transporta energia que pode ser captada na forma de calor ou energia elétrica.

Além disso, ainda de acordo com o autor, a radiação solar que incide sobre a superfície terrestre sofre influência do ar atmosférico, das nuvens e da poluição antes de chegar ao solo, logo, um corpo ou superfície captora recebe a luz solar em diferentes direções relativas, sendo elas definidas em radiação direta e difusa.

Figura 11 — Incidência de radiação no globo terrestre.



Fonte: Villalva (2012, p. 44).

Como pode ser percebido na Figura 11, a radiação direta é aquela que incide diretamente sobre a superfície e a radiação difusa é aquela que incide indiretamente sobre a superfície, resultado da reflexão da luz na atmosfera e em outros corpos. A soma dessas duas radiações é a radiação global.

#### 3.4.2 Ângulos Solares

De acordo com Pereira et al. (2017), a disponibilidade de energia solar para a Terra, bem como a sua variação espacial e temporal, estão relacionadas a conceitos astronômicos, como a posição relativa entre o Sol e a Terra, ciclos terrestres, estações do ano, data e hora e a latitude e longitude do local.

Esses fenômenos estão diretamente relacionados ao movimento de rotação e translação da Terra e para entendê-los é necessário que seja feita uma análise geométrica da atmosfera terrestre, com a definição dos ângulos solares.

Figura 12 — A geometria Sol-Terra e a influência nas estações do ano e a duração do dia.

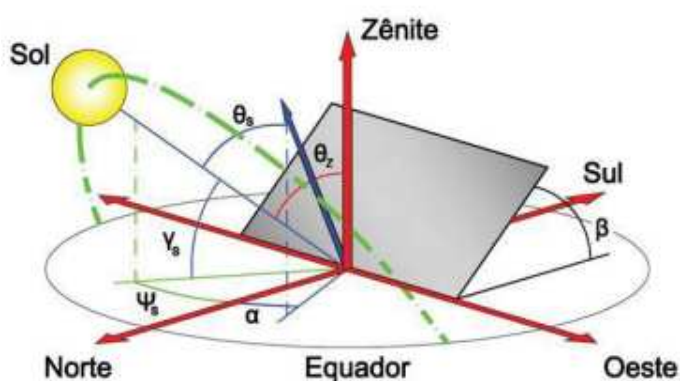


Fonte: Pereira et al. (2017, p. 16).

A Figura 12 mostra a posição relativa entre o Sol e a Terra, através dela é possível perceber que o eixo de rotação da Terra é levemente inclinado, em um ângulo de aproximadamente  $23,5^\circ$  com relação ao eixo do movimento da órbita de translação (VILLALVA, 2012). Ainda de acordo com o autor, a inclinação do eixo de rotação da Terra faz com que os hemisférios norte e sul do planeta fiquem mais próximos ou distantes do Sol em cada dia do ano, originando as estações do ano.

As regiões mais próximas da linha do Equador sofrem menos com os efeitos da inclinação do eixo de rotação da Terra, porém nas regiões mais afastadas, os dias tornam-se mais longos no verão e mais curtos no inverno. A duração dos dias é um dos principais fatores para a análise da disponibilidade de energia solar em cada região do planeta.

Figura 13 — Ângulos solares.



Fonte: Pinho (2008) *apud* Araújo (2016, p. 25).

Na Figura 13, está ilustrada a superfície de um módulo fotovoltaico e os ângulos notáveis entre ele e a radiação solar incidente. Esses ângulos são detalhados pelo autor Villalva (2012) e apresentados abaixo:

- **Ângulo Zenital ( $\theta_z$ ):** Distância angular entre o zênite (linha perpendicular ao horizonte do local) e a posição do Sol.
- **Ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico ( $\beta$ ):** Ângulo entre o módulo fotovoltaico e a reta perpendicular à sua superfície. O melhor aproveitamento da energia solar ocorre quando os raios incidem perpendicularmente ao módulo, com ângulo  $\beta = 0$ .
- **Ângulo azimutal da superfície ( $\alpha$ ):** Ângulo entre a projeção da reta normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, que varia entre o intervalo  $-180^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ$ .
- **Ângulo azimutal do sol ( $\psi_s$ ):** Ângulo formado entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul, obedecendo o mesmo intervalo do item anterior.
- **Ângulo horário ( $\omega$ ):** Ângulo entre o meridiano do Sol e o meridiano do local, considerando o ângulo do Sol do nascer até o pôr-do-sol de um dia qualquer e variando de  $-90^\circ \leq \omega \leq 90^\circ$ .

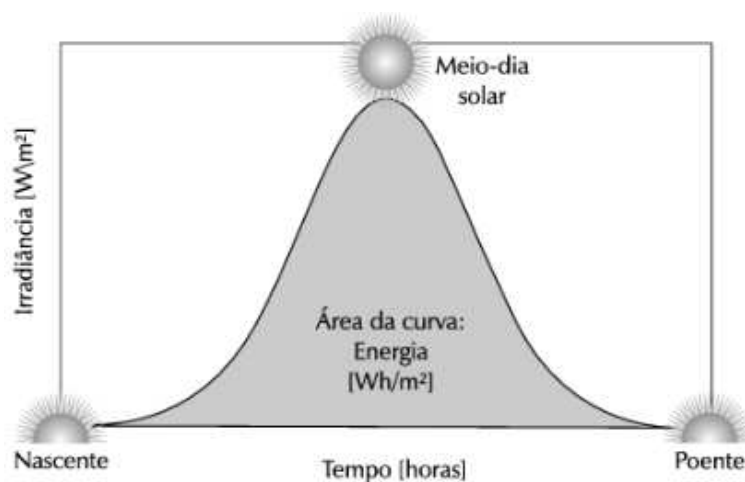
### 3.4.3 Irradiância solar

De acordo com Villalva (2012), a irradiância é uma grandeza empregada para quantificar a radiação solar incidente em uma determinada superfície, expressa em  $W/m^2$ . Como se sabe, Watts é uma medida de potência, que expressa a energia gerada ou transportada, e metros quadrados expressa uma medida de área, logo, quanto maior o valor da irradiância em um local, maior será a energia a ser aproveitada por área dos módulos fotovoltaicos ou outras superfícies coletoras.

Na superfície terrestre a irradiância da luz solar é tipicamente em torno de  $1000 W/m^2$  (VILLALVA, 2012, p. 45). Assim, esse valor é usualmente utilizado para análises de eficiência e geração dos módulos fotovoltaicos, sendo adotado pelas fabricantes como padrão para testes.



Figura 14 — Irradiância e insolação.



Fonte: Villalva (2012, p. 46).

A Figura 14 mostra a curva padrão ideal de irradiância ao longo do dia, em que a área abaixo da curva é a insolação, que expressa a energia solar que incide sobre uma determinada área de superfície plana ao longo de um determinado intervalo de tempo, sendo sua unidade o  $\text{Wh/m}^2$ .

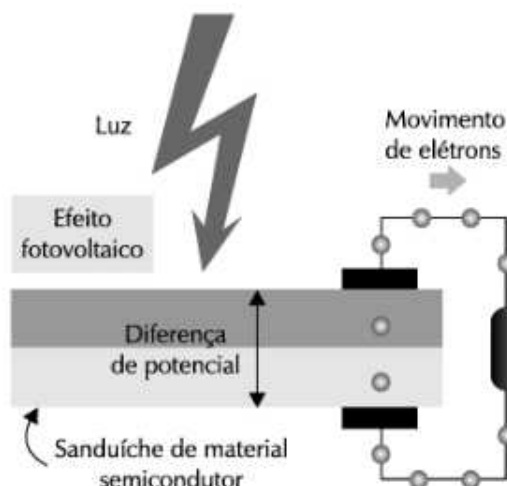
Os dados de insolação são amplamente difundidos e úteis para fazer o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, sendo disponibilizados através de mapas e Tabelas online ou através de ferramentas computacionais.

#### 3.4.4 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico, que é a base dos sistemas de energia solar fotovoltaica para a produção de eletricidade, consiste na transformação da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, ou uma tensão elétrica, sobre uma célula formada por um sanduíche de materiais semicondutores. Se a célula for conectada a dois eletrodos, haverá tensão elétrica sobre eles. Se houver um caminho elétrico entre os dois eletrodos, surgirá uma corrente elétrica. (VILLALVA, 2012, p. 41).

Na Figura 15 é possível compreender o efeito de geração de energia elétrica em um módulo fotovoltaico.

Figura 15 — Efeito fotovoltaico.



Fonte: Villalva (2012, p. 41).

### 3.5 Componentes de um SFVCR

Os SFVCR possuem alguns componentes fundamentais para o seu funcionamento, sem o entendimento desses componentes é impossível fazer uma análise e dimensionamento adequado desses sistemas. Desse modo, neste tópico serão detalhados os principais componentes de um SFVCR e as suas principais características, sendo eles:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor on grid.
- Quadros de proteção CC e CA.
- Cabos CC e CA.
- Medidor de energia bidirecional.

#### 3.5.1 Módulos fotovoltaicos

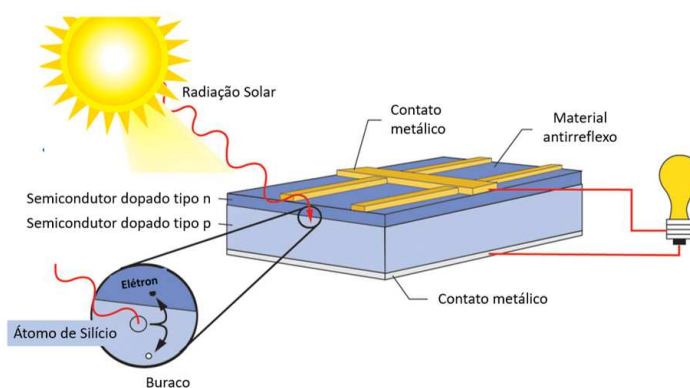
De acordo com a ABNT NBR 16690 (2019), os módulos fotovoltaicos são a unidade básica, formada por um conjunto de células fotovoltaicas, que estão interligadas eletricamente e encapsuladas, de modo a gerar energia elétrica. As células fotovoltaicas são o componente elementar desses dispositivos, sendo a estrutura capaz de realizar a conversão direta da energia solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico.

De acordo com Solar (2023), a estrutura da célula fotovoltaica é composta por duas camadas de material semicondutor P e N e de superfícies coletoras metálicas na parte inferior e superior dos semicondutores, é essa estrutura que possibilita a

geração de energia elétrica. O material N é dopado com algum elemento químico que possui um excedente de elétrons e o material P com um elemento químico que apresenta falta de elétrons.

Devido a diferença de concentração de elétrons nas duas camadas de materiais, os elétrons da camada N fluem para a camada P e criam um campo elétrico dentro de uma zona de depleção (VILLALVA, 2012, p. 66). Assim, os elétrons em movimento são coletados pelos eletrodos metálicos e se houver um circuito fechado será formada uma corrente elétrica contínua, conforme demonstrado na Figura 16.

Figura 16 — Células fotovoltaicas e o efeito fotovoltaico.



Fonte: Carvalho (2021).

Atualmente, as células fotovoltaicas produzidas em larga escala e disponíveis comercialmente são constituídas de silício monocristalino, policristalino ou amorfo (Carvalho, 2021).

De acordo com Araújo (2016), as células de silício monocristalinos apresentam maior rendimento dentre as citadas anteriormente, com eficiência variando de 15% a 23% entre as fabricantes. Por serem formadas por apenas uma semente de monocristal de silício, possuem maior grau de pureza.

Já as células de silício policristalino, são formadas por um aglomerado de pequenos cristais, com tamanhos e orientações diferentes, garantindo menor pureza ao longo do processo produtivo e a diminuição dos custos de insumos. Por conta disso, as células policristalinas apresentam rendimento ligeiramente inferior ao das monocristalinas, com eficiência variando entre 13% e 20% entre as fabricantes.

Segundo Solar (2023), as células de silício amorfo enquadram-se na tecnologia de filmes finos, que consistem na deposição de finas camadas de materiais de silício sobre uma base que pode ser rígida ou flexível. No processo de

deposição são empregadas pequenas quantidades do silício, o que garante menor custos e perdas na fabricação desses dispositivos, além do processo produtivo ser mais simples. Entretanto, essas células têm como desvantagem o processo de degradação mais acentuado e o fato de possuírem eficiência inferior aos outros tipos mencionados.

De acordo com uma pesquisa realizada pela Greener (2021), ao fim de 2021 os módulos de silício monocristalinos já atingiam quase a totalidade de participação no mercado nacional, com a tecnologia “mono PERC” sendo a principal delas. Solar (2019) afirma que a tecnologia PERC consiste em células fotovoltaicas mais finas e fabricadas com uma camada adicional de passivação, que permite obter células fotovoltaicas com menor uso de matéria prima e de alta eficiência.

É perceptível que há uma mudança constante com relação às tecnologias empregadas no processo de concepção dos módulos fotovoltaicos, com o objetivo de aprimorar a eficiência e confiabilidade desses dispositivos.

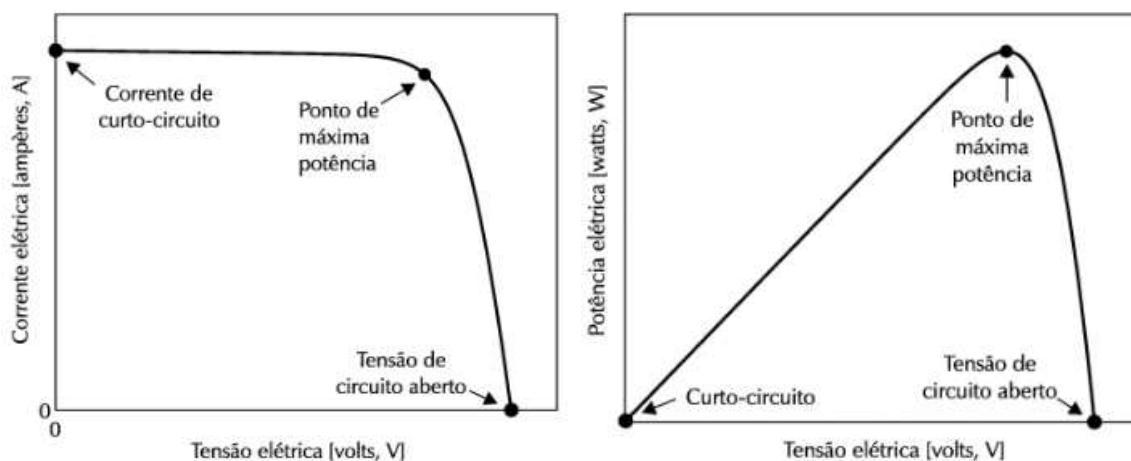
Assim, é importante discutir também a respeito das características e o funcionamento dos módulos fotovoltaicos em um SFVCR, de modo a elucidar a análise técnica desses sistemas, o que será feito nos próximos tópicos.

#### *3.5.1.1 Curvas características dos módulos fotovoltaicos*

Segundo Villalva (2012), os módulos fotovoltaicos não se comportam como fontes elétricas convencionais, uma vez que a tensão e corrente de saída desses dispositivos não são constantes, dependendo da carga conectada nos seus terminais e das condições de irradiação da qual estão expostos.

Usualmente, a representação dos parâmetros de saída de um módulo fotovoltaico é feita através das curvas I-V e P-V, que mostram o comportamento do módulo fotovoltaico com base na relação entre os dois parâmetros utilizados.

Figura 17 — Curva I-V e P-V dos módulos fotovoltaicos.



Fonte: Villalva (2012, p. 77).

A Figura 17 representa as curvas I-V e P-V características de um módulo fotovoltaico, através delas pode-se identificar alguns parâmetros elétricos importantes, que, de acordo com Villalva (2012), são:

- **Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ):** Valor máximo de tensão entre os terminais do módulo, sem a presença de carga.
- **Corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ):** Valor máximo da corrente quando colocamos em curto-circuito os terminais do módulo. Nessa situação não existe tensão elétrica.
- **Tensão de máxima potência ( $V_{mp}$ ):** Valor de tensão em que o módulo fotovoltaico está no ponto de máxima potência e gera maior quantidade de energia.
- **Corrente de máxima potência ( $I_{mp}$ ):** Valor de corrente em que o módulo fotovoltaico está no ponto de máxima potência e gera maior quantidade de energia.
- **Ponto de máxima potência ( $P_{mp}$ ):** Ponto da curva em que o módulo fornece a potência máxima, sendo o ponto ideal para a maior geração de energia. Para encontrá-lo, pode-se também fazer a multiplicação do  $V_{mp}$  pelo  $I_{mp}$ .

Esses e diversos outros parâmetros dos módulos fotovoltaicos são informados pelos seus próprios fabricantes nas fichas técnicas, ou *datasheet*, deles.

Para isso, ainda de acordo com o autor, as fabricantes realizam testes em condições padronizadas, comumente conhecidas como *Standard Test Conditions* (STC), que são feitas com os módulos sobre irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$  e com

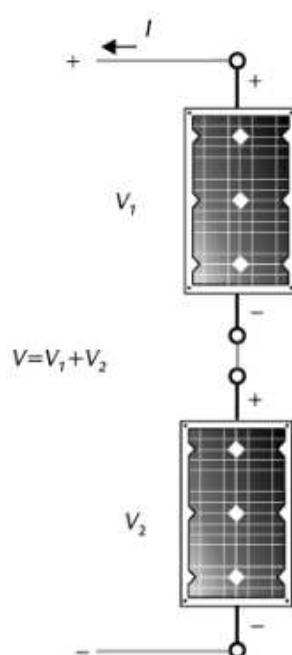
temperatura da célula fotovoltaica de 25 °C, e realizam também os testes em condições de temperatura normais de operação da célula, conhecidas como *Normal Operating Cell Temperature (NOCT)*, em que os testes são feitos com temperatura da célula de 48,4 °C e irradiância solar de 800 W/m<sup>2</sup>, sendo esse último o que apresenta valores mais próximos do funcionamento real do módulo fotovoltaico.

### 3.5.1.2 Arranjos fotovoltaicos

De acordo com Villalva (2012), os sistemas fotovoltaicos são usualmente compostos por um grande número de módulos fotovoltaicos conectados em série ou em paralelo, para que se obtenha os valores de tensão e corrente de saída desejados no projeto. Esse agrupamento de módulos fotovoltaicos é denominado arranjo ou conjunto fotovoltaico e a conexão deles é feita através dos conectores que já são fornecidos junto com os módulos, sendo os mais comuns os denominados MC4, desenvolvidos especificamente para essa aplicação.

Quando os módulos fotovoltaicos são conectados em série, a tensão de saída do conjunto corresponde à soma da tensão fornecida por cada um dos módulos. Já a corrente que circula pelo conjunto é a mesma em todos os módulos (ARAÚJO, 2016, p. 39). O conjunto de módulos em série recebe o nome de *strings*, que está ilustrada na Figura 18.

Figura 18 — Conjunto de módulos em série.



Fonte: Villalva (2012, p. 89).

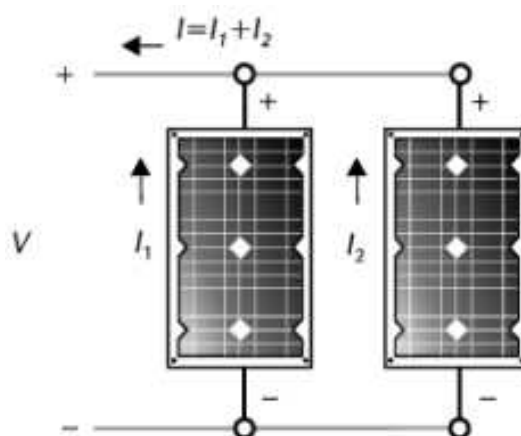
Formulam-se, assim, as duas equações básicas para o cálculo da corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos em série, demonstradas em 1 e 2:

$$V_T = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + V_n \quad (1)$$

$$I_T = I_1 = I_2 = I_3 = \dots = I_n \quad (2)$$

Quando os módulos são conectados em paralelo a tensão de saída do conjunto é a mesma tensão fornecida por um módulo individual, entretanto, a corrente fornecida pelo conjunto é a soma das correntes dos módulos do conjunto (ARAÚJO, 2016, p. 38). Esse tipo de ligação está ilustrado na Figura 19.

Figura 19 — Conjunto de módulos em paralelo.



Fonte: Villalva (2012, p. 89).

Assim, formulam-se também as duas equações básicas para o cálculo da corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos em paralelo, representadas na equação 3 e 4, respectivamente:

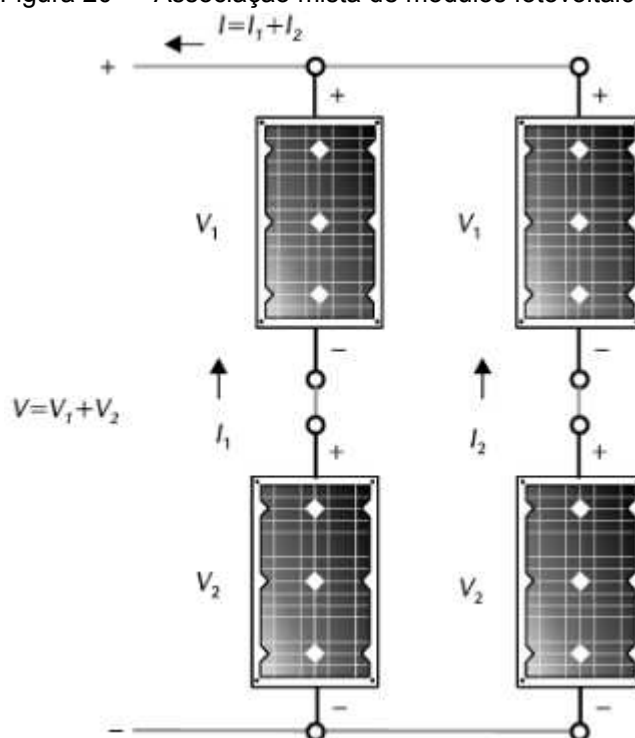
$$V_T = V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n \quad (3)$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad (4)$$

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede, é muito comum efetuar-se a associação de várias fileiras de módulos ligadas em paralelo. Já na associação mista, obtêm-se as características das associações em série e em paralelo. No entanto, consegue-se obter valores mais elevados de corrente e de tensão (CARNEIRO, 2010).

Nesses casos, a tensão e corrente de saída dos arranjos são determinadas através da análise dos nós de cada arranjo, com base nas equações descritas para os métodos anteriores. A Figura 20 demonstra um circuito com essas características.

Figura 20 — Associação mista de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Villalva (2012, p. 89).

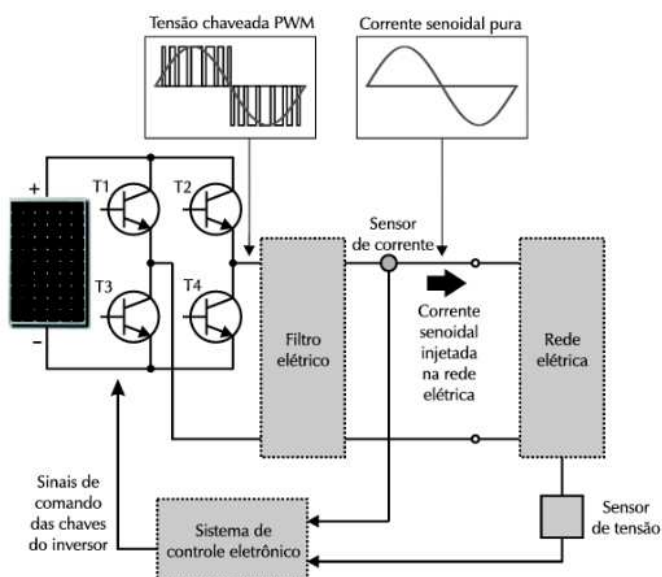
### 3.5.2 Inversores CC-CA on grid

O inversor é um equipamento eletrônico que converte a eletricidade de tensão e corrente contínua (CC) em tensão e corrente alternada (CA) (VILLALVA, 2012). Esse componente é fundamental para o funcionamento de um SFVCR, pois os módulos fotovoltaicos geram tensão e corrente contínua e os equipamentos elétricos e a rede de distribuição de energia operam através de tensão e corrente alternada.

Nos SFVCR os inversores funcionam como uma fonte de corrente elétrica, sendo dependentes da conexão com a rede de distribuição de energia elétrica para obter tensão em seus terminais.



Figura 21 — Funcionamento de um inversor convencional CC-CA.



Fonte: Villalva (2012, p. 159).

A Figura 21 demonstra o funcionamento simplificado do processo de conversão de energia CC em CA e de injeção na rede por um inversor convencional. Como pode ser percebido, esses dispositivos possuem um sistema eletrônico de controle sofisticado, para que, principalmente, a corrente injetada pelo inversor na rede elétrica tenha o formato senoidal e esteja sincronizada com a tensão senoidal da rede. Para isso, são usados transistores, filtros elétricos e sensores especiais, que juntos transformam a energia CC em uma energia puramente CA. (VILLALVA, 2012).

Existem também outros tipos de tecnologias de inversores fotovoltaicos, que possuem outros dispositivos e tecnologias embarcadas, sendo os microinversores e os inversores com otimizadores de potência os mais utilizados atualmente dentre essas tecnologias. Esses dispositivos estão inseridos na classe de tecnologias MLPE (*Module-Level Power Electronics*), que significa que a produção e controle da energia CC é feita em nível modular, ou seja, individualizada para cada módulo fotovoltaico (NEOSOLAR, 2023).

Cada tecnologia possui suas peculiaridades, porém, no geral, as tecnologias MLPE tem como principais características o maior aproveitamento de geração quando comparado aos inversores convencionais, porém com maior custo agregado.

Além disso, os inversores *on grid* possuem outros recursos e funções importantes, gerais à todas as tecnologias, que serão detalhados nos próximos tópicos.

#### 3.5.2.1 *Chave de desconexão de corrente contínua*

De acordo com Villalva (2012), os inversores *on grid* são equipados com uma chave de desconexão de corrente contínua, acessível geralmente na parte inferior do equipamento. Essa chave tem como objetivo desconectar inteiramente os módulos fotovoltaicos do circuito do inversor, muito importante em momentos de manutenção, pois dispensa a necessidade de se fazer a desconexão física dos cabos elétricos dos módulos no inversor.

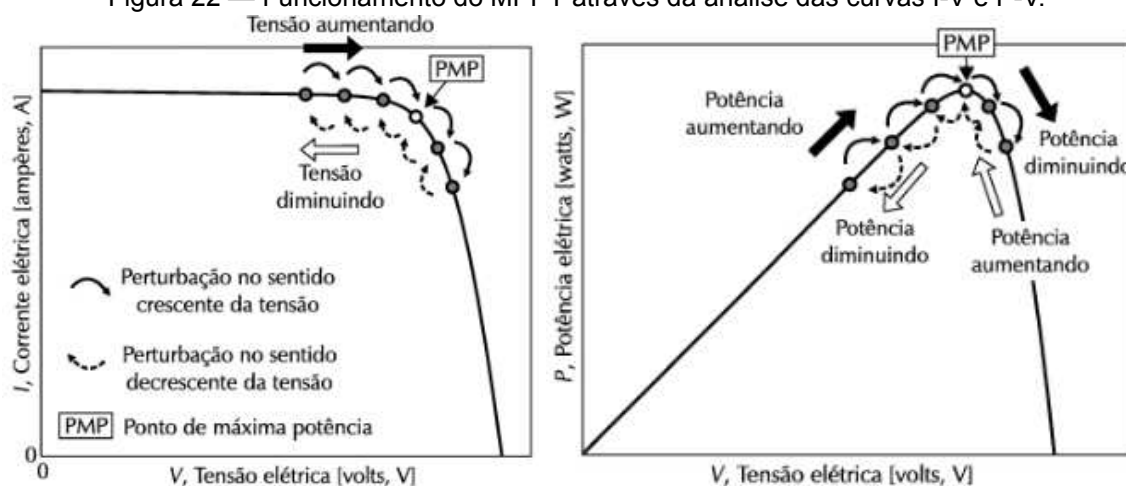
#### 3.5.2.2 *Proteção contra fuga de corrente*

Os inversores são equipados com um sistema eletrônico que monitora a fuga de corrente para a terra através de um medidor de corrente contínua residual (VILLALVA, 2012, p. 166). Caso exista uma corrente elétrica que se desvie do caminho original do circuito e flua para a terra ou até para o corpo de outra pessoa, em casos de choque elétrico, o inversor irá atuar e cessar a conexão com a rede, trazendo maior segurança para a instalação e para a vida das pessoas.

#### 3.5.2.3 *Rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT)*

O *MPPT* (Maximum Power Point Tracking), ou rastreamento do ponto de máxima potência, é um recurso presente em todos os inversores para conexão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (Neosolar, 2023). Ainda de acordo com o autor, esse sistema eletrônico tem como objetivo garantir que o módulo ou o arranjo de módulos fotovoltaicos opere em seu ponto de máxima potência, com base na relação entre as curvas I-V e P-V, já discutidas anteriormente.

Figura 22 — Funcionamento do MPPT através da análise das curvas I-V e P-V.



Fonte: Villalva (2012, p. 167).

A Figura 22 mostra o princípio de funcionamento do *MPPT*, que consiste na capacidade do inversor injetar ou diminuir a tensão na saída dos módulos ou arranjos fotovoltaicos, de modo que a potência fornecida e a geração de energia sejam otimizadas.

Entretanto, para sistemas convencionais, o sistema de *MPPT* pode ser prejudicado quando existem módulos sombreados nos arranjos fotovoltaicos, pois como esse mecanismo está sempre à procura do melhor ponto de operação, se um ou mais módulos do mesmo arranjo estão em condição de sombreamento, a corrente elétrica fornecida por eles é diferente dos demais, surgindo um ponto de máxima potência local desses módulos sombreados e podendo fazer com que o algoritmo não consiga distinguir entre o ponto de máxima potência local e o ponto de máxima potência global do arranjo (SOLAR, 2019).

Desse modo, é possível deduzir que quanto maior a quantidade de *MPPT* em um inversor, maior será a capacidade de aproveitamento de energia dos módulos fotovoltaicos, pois assim é possível dividir os módulos em mais de um arranjo independente e caso algum arranjo sofra com sombreamento, os demais não serão afetados.

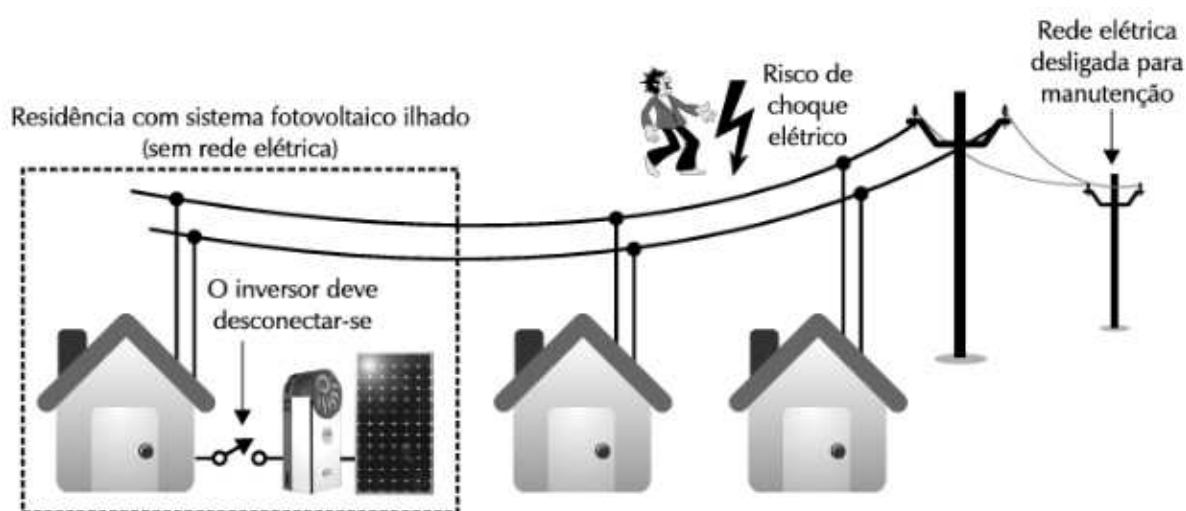
#### 3.5.2.4 Detecção de ilhamento e reconexão automática

O recurso de detecção de ilhamento e reconexão automática é obrigatório pelas normas nacionais e internacionais para inversores *on-grid*. De acordo com Solar (2019), esse recurso tem como objetivo garantir segurança para as pessoas,

equipamentos e instalações, em situações em que há a interrupção do fornecimento de energia da rede elétrica.

Assim, caso o fornecimento de energia elétrica da rede pública seja interrompido, o inversor irá automaticamente fazer a desconexão e interrupção de injeção de energia, pois, caso não o fizesse, poderia apresentar riscos para as pessoas que fossem realizar manutenção na rede ou para os equipamentos conectados nela. Na Figura 23 é representado a importância da função de ilhamento para os sistemas conectados à rede.

Figura 23 — Princípio de funcionamento do recurso de anti-ilhamento.



Fonte: Villalva (2012, p. 172).

### 3.5.2.5 Monitoramento remoto

Atualmente, é comum os inversores on grid terem a funcionalidade de monitoramento remoto dos parâmetros de geração dos sistemas fotovoltaicos. De acordo com Bertoncetto (2020), o sistema de monitoramento remoto funciona através do emprego de múltiplos sensores e equipamentos eletrônicos, capazes de medir os parâmetros de entrada e saída de energia do inversor e transmiti-los através de registradores eletrônicos, que armazenam as informações em intervalos previamente conFigurados e fazem o upload para softwares e plataformas online.

Através dessa funcionalidade é possível obter maior controle da instalação, maximizando sua eficiência e diminuindo consideravelmente os gastos com manutenção, evitando, assim, períodos longos sem geração de energia.

### 3.5.2.6 Aspectos relevantes para o dimensionamento dos inversores

Ao dimensionar um SFVCR é muito importante estar atento aos parâmetros de entrada e saída dos inversores disponíveis, pois é necessário que haja compatibilidade entre os parâmetros dos módulos fotovoltaicos, do inversor e da rede local que ele será conectado.

Com o objetivo de elucidar essa análise, serão abordados os principais parâmetros que devem ser levados em consideração no momento de escolha dos inversores.

Inicialmente, é importante identificar o *range* ou faixa útil de tensão de entrada (CC) no qual o inversor consegue operar, que, de acordo com Villalva (2012) é a faixa de tensão no qual o sistema de rastreadores *MPPT* consegue maximizar a produção de energia dos módulos fotovoltaicos. Os inversores são geralmente construídos para receber os arranjos fotovoltaicos com tensões elevadas, e por isso já são disponibilizados no *datasheet* do fabricante os limites de tensão aceitáveis para operação do equipamento.

Além disso, no *datasheet* dos inversores também é descrito o valor máximo de potência, tensão e corrente elétrica suportada na entrada CC, devendo esses valores serem usados como referência para a determinação do comprimento das *strings* e arranjos fotovoltaicos.

Outra informação que deve ser considerada no dimensionamento dos arranjos fotovoltaicos é a quantidade de rastreadores *MPPT* que o inversor possui e o número de entradas independentes suportadas por *MPPT*, principalmente em sistemas em que são identificadas áreas de sombreamento ou em que as *strings* serão orientadas em posições distintas, pois estando elas ligadas em *MPPT* distintas o baixo rendimento de uma não irá influenciar no desempenho das demais.

Já com relação aos parâmetros de conexão com a rede de energia elétrica, é importante atentar-se à compatibilidade entre a tensão de operação CA do inversor e tensão de fornecimento da rede local, além de verificar o tipo de conexão do inversor, que pode ser monofásica, bifásica ou trifásica. Segundo ANEEL (2016), no Brasil há diversas tensões nominais secundárias de distribuição, que varia conforme a região, sendo atualmente adotadas como padrões as tensões de 127V/220V e 220V/380V. Assim, no momento da escolha do inversor é importante consultar a distribuidora de energia local para saber as condições de fornecimento e certificar-se

de que o aparelho é adequado para operação na rede elétrica desejada (VILLALVA, 2012).

Além disso, é fundamental atentar-se à potência máxima de saída do inversor a ser utilizado, que deve estar de acordo com os limites de potência CC discutidos anteriormente, além de verificar também a compatibilidade entre a frequência de operação do inversor e da rede elétrica, sendo a frequência de rede padrão do Brasil igual a 60 Hertz (Hz), de acordo com dados da ANEEL (2016).

Por fim, o rendimento do inversor é um dado muito importante, pois, assim como em qualquer outro dispositivo de conversão e geração de energia, é através desse dado que pode-se identificar a quantidade de energia que será desperdiçada durante o funcionamento do equipamento. Um bom equipamento possui rendimento acima de 90%, sendo encontrado atualmente na maioria dos fabricantes equipamentos com rendimento acima de 95% (ARAÚJO, 2016).

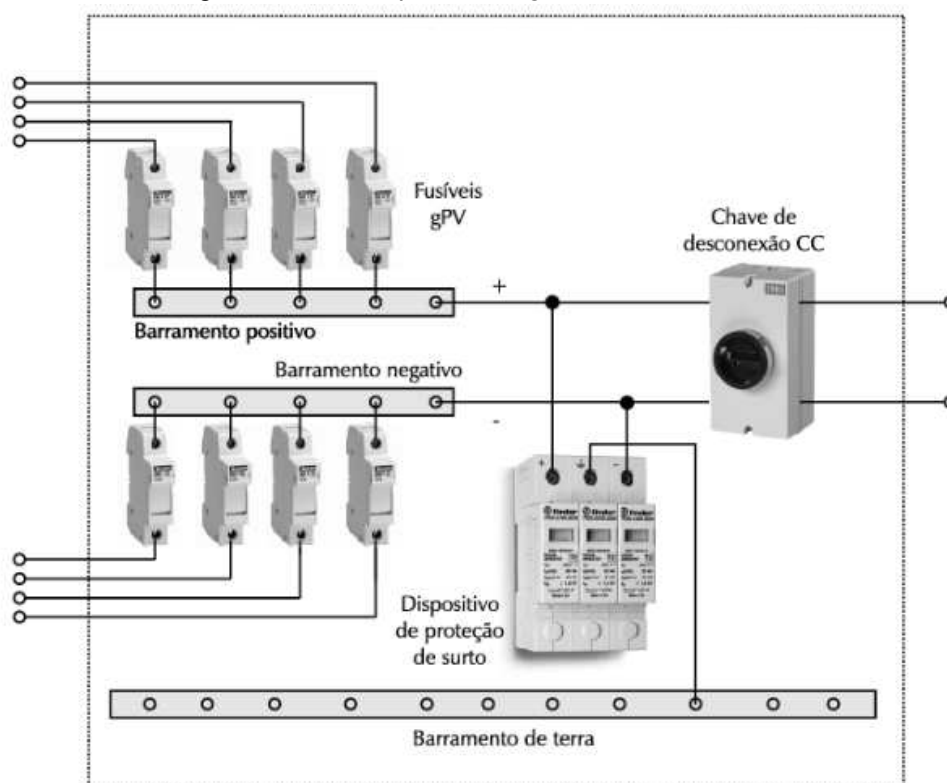
### 3.5.3 Quadros de proteção CC e CA

Para alocação das proteções necessárias para a segurança e funcionamento dos SFVCR, devem ser instalados quadros de proteção individual para o lado CC e CA da instalação, sendo o quadro de proteção CC comumente denominado de *stringbox*.

O quadro de proteção CC além de possuir os fusíveis para a conexão das strings, incorpora uma ou mais chaves de desconexão CC e o dispositivo de proteção contra surtos (DPS) (VILLALVA, 2012). Além disso, deve conter também o barramento de aterramento para equipotencialização das estruturas metálicas e carcaça dos módulos fotovoltaicos.

É através das chaves CC ou fusíveis que é possível fazer a desconexão das *strings* fotovoltaicas em caso de manutenção ou emergências, enquanto que os DPS são importantes para proteger os cabos e equipamentos contra sobretensões ocasionadas por descargas atmosféricas (JÚNIOR et al., 2018).

Figura 24 — Exemplo de *stringbox* de um SFVCR.

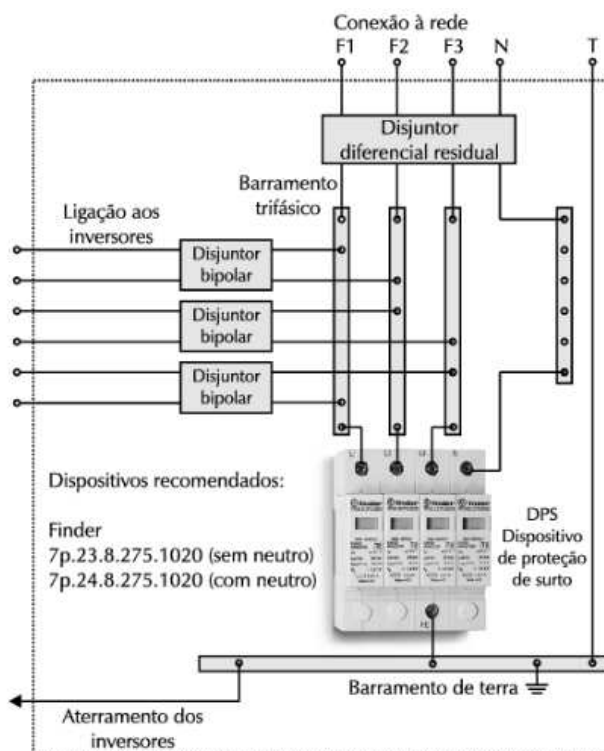


Fonte: Villalva (2012, p. 198).

Na Figura 24 é possível identificar um exemplo de ligações e conexões em uma *stringbox*. É importante atentar-se ao fato de que todos os dispositivos utilizados devem ser de fabricação específica para uso em sistemas fotovoltaicos, ou seja, próprios para operar em corrente contínua e com os valores de tensão e corrente característicos do sistema a ser instalado. O dimensionamento errado desses componentes pode trazer riscos graves à instalação e vida das pessoas.

Já o quadro de proteção CA faz a conexão entre os inversores do sistema fotovoltaico e a rede elétrica. Os dispositivos e o modo de dimensionamento são semelhantes aos empregados nas instalações elétricas convencionais em baixa tensão (JÚNIOR et al., 2018).

Figura 25 — Exemplo de quadros de proteção CA para um SFVCR.



Fonte: Villalva (2012, p. 199).

Pela análise da Figura 25, pode-se perceber que nos quadros de proteção CA são encontradas proteções similares às encontradas nas *stringbox*, porém com sua fabricação específica para operação em corrente alternada e dentro da faixa de tensão e corrente elétrica que será injetada pelos inversores na rede elétrica. O uso de componente e método de conexão está sujeito às condições de projeto e padrões exigidos nas normas técnicas, assim como as do lado CC.

### 3.5.4 Condutores CC e CA

Os condutores, ou cabos, são responsáveis por fazer a conexão de todos os componentes dos seus respectivos circuitos e são de fundamental importância para o bom funcionamento dos sistemas fotovoltaicos.

De acordo com a ABNT NBR 16690/2019, os condutores utilizados nos arranjos fotovoltaicos devem ter características especiais para aplicação em corrente contínua, com proteção contra raios ultravioletas, resistência a grandes temperaturas e água, além de possuírem tensão nominal igual ou superior à tensão máxima dimensionada para os arranjos fotovoltaico.



Já para o dimensionamento dos cabos CA, devem ser atendidas as exigências da norma ABNT NBR 5410/2004, respeitando os critérios de capacidade de corrente, queda de tensão e método de instalação.

### 3.5.5 Medidor de energia bidirecional

De acordo com Araújo (2016), os medidores de energia bidirecionais são responsáveis por medir a energia que entra na unidade consumidora (consumo) e aquela que sai dela (injeção). Em geral, os medidores convencionais que as concessionárias de energia utilizam não possuem a função de medição da energia injetada pelos SFVCR, assim, é necessário que seja feita uma alteração da medição por parte da concessionária nos casos em que há a instalação de um SFVCR.

## 3.6 Principais fatores de perdas relacionados aos SFVCR

As perdas do sistema fotovoltaico fazem com que a energia efetivamente entregue à rede elétrica seja menor que a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos (TONOLO, 2019, p. 35). Assim, é de extrema importância a análise de alguns fatores que geram perdas para os sistemas fotovoltaicos, que é o que será feito no decorrer deste tópico.

Ainda de acordo com o autor, a corrente elétrica que o módulo fotovoltaico pode fornecer depende diretamente da intensidade da radiação solar que incide sobre suas células. Com pouca luz a corrente fornecida pelo módulo é muito pequena e sua capacidade de gerar energia é severamente reduzida.

A temperatura também tem influência na tensão fornecida pelo módulo em seus terminais e conseqüentemente na sua potência fornecida. Assim, quanto maior a temperatura, menores são as tensões que o módulo alcança, e quanto mais baixas as temperaturas, maiores as tensões que o módulo pode alcançar (CARNEIRO, 2010).

Com isso, em locais com temperaturas elevadas, há uma diminuição da potência de saída dos módulos fotovoltaicos, pois, como a potência é o produto da tensão e da corrente elétrica, se há uma diminuição da tensão elétrica e a irradiação permanece constante, naturalmente haverá uma queda na potência de saída.

Outro fator de influência sobre o desempenho dos módulos fotovoltaicos é o sombreamento total ou parcial desses dispositivos. Um módulo fotovoltaico sujeito a sombra causada por um obstáculo pode deixar de produzir energia mesmo se

apenas uma de suas células estiver recebendo pouca luz (TONOLO, 2019).

Como a intensidade da corrente elétrica é diretamente proporcional à radiação solar que incide sobre o módulo fotovoltaico, se uma célula estiver recebendo uma quantidade menor de luz solar, sua corrente torna-se pequena ou nula e todas as células conectadas nela terão sua corrente reduzida, uma vez que as células em um módulo estão conectadas em série. Esse fenômeno se estende também para os módulos fotovoltaicos conectados em série, se um deles sofre sombreamento, todos os demais irão diminuir sua corrente elétrica, ocasionando redução da energia gerada pelo arranjo fotovoltaico.

Para minimizar a influência do sombreamento sobre a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos, os fabricantes de módulos fotovoltaicos adicionam diodos de *bypass* (passagem) ligados em paralelo com um conjunto de células fotovoltaicas de um módulo. Esses diodos tem como objetivo gerar um caminho alternativo para a corrente elétrica caso as células estejam sombreadas, fazendo com que a corrente das células sem sombreamento fluam por esse caminho alternativo e não sejam afetadas pela corrente baixa dos módulos sombreados (SOLAR, 2023).

O fator mais importante que influencia a geração de energia dos módulos FV, é o efeito de perdas ópticas que variam com o ângulo de incidência da luz solar quando atingem os módulos FV. Em instalações com inclinação fixa, o ângulo de incidência, e conseqüentemente a potência de saída, será determinado pela posição do Sol, orientação do módulo e ângulo de inclinação do módulo (TONOLO, 2019, p. 51).

Desse modo, ao fazer o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos é de extrema importância analisar o seu local de instalação. Caso os módulos fotovoltaicos sejam colocados sobre um telhado já existente, é importante identificar o ângulo e orientação desse telhado e prever os ganhos ou perdas que o sistema terá por esses fatores. Caso sejam colocados em solo ou superfície a ser construída especificamente para a instalação dos módulos, é importante utilizar artifícios para que seja calculado o melhor ângulo e inclinação para instalação dos módulos fotovoltaicos.

Além disso, Villalva (2012) afirma que, para regiões abaixo da linha do equador, a melhor maneira de instalar um módulo solar fixo, sem um sistema de rastreamento solar, é orientá-lo com sua face voltada para o norte geográfico. Para regiões acima da linha do equador recomenda-se a instalação dos módulos voltados

para o sul geográfico. Essas orientações favorecem a recepção de luz pelos módulos fotovoltaicos ao longo de todo dia.

Para ajudar na escolha do melhor ângulo de inclinação para instalação dos módulos fotovoltaicos em superfícies fixas, recomenda-se usar como referência o ângulo de latitude da região em que o sistema será instalado, utilizando as recomendações da Figura 26:

Figura 26 — Ângulos de inclinação de acordo com a latitude do local.

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: Villalva (2012, p. 59).

Ângulos de inclinação inferiores a 10° tem maior tendência de acumular poeira sobre as placas, ocasionando perdas consideráveis na geração dos módulos fotovoltaicos.

De acordo com Almeida (2012) *apud* Tonolo (2019), outro fator de perda é a eficiência de conversão da energia CC para a CA, que ocorre nos inversores fotovoltaicos. A eficiência varia dependendo do equipamento utilizado e dos parâmetros de tensão, corrente, irradiação e temperatura de operação desses dispositivos.

### 3.7 Fundamentos da análise financeira de SFVCR

Ao optar por instalar um sistema fotovoltaico, sacrifica-se uma quantia monetária no presente para receber outras quantias durante o período de vida útil do projeto (AYRÃO, 2018). Assim, é preciso encarar a aquisição de um SFVCR como um investimento e é imprescindível que a empresa ou profissional da área tenha os conhecimentos necessários para realizar uma análise financeira dos seus projetos e transmiti-las para os seus clientes.

Desse modo, neste tópico serão definidos os principais conceitos financeiros que dão embasamento para uma análise de investimento em um SFVCR, com base na metodologia desenvolvida por Ayrão (2018), Casarin (2019) e Menezes (2022).

### 3.7.1 Fluxo de caixa

Ao iniciar uma análise de investimentos, o primeiro passo é determinar o fluxo de caixa, representando os valores de entrada e saída no transcorrer do período em análise (AYRÃO, 2018, p. 76). Para isso, é preciso se atentar ao fato de que os SFVCR possuem vida útil superior a 25 anos, e, em geral, se utiliza esse período ao se analisar o fluxo de caixa desse tipo de investimento.

Com isso, é importante que durante o processo de análise financeira seja levado em consideração os efeitos da inflação e da flutuação do valor monetário ao longo dos anos. Para isso, são usados os conceitos de trazer a “Valor Presente” ou a “Valor Futuro”, quando se quer analisar os valores do fluxo de caixa com base na data de início do investimento ou quando se quer analisar os valores iniciais do investimento com base nos valores finais, respectivamente.

### 3.7.2 Análise de *Payback* Simples

De acordo com Ayrão (2018), a análise de *payback* tem como objetivo verificar o tempo que levará para que o valor das entradas do investimento se iguale ao valor investido inicialmente. Dá-se o nome de *payback* simples pelo fato de que não se considera a variação monetária ao longo do tempo, o que, naturalmente, torna a análise menos precisa, porém mais simples de realizar.

Além disso, neste tipo de análise é considerado apenas o período até que o ponto de retorno do investimento seja alcançado, sem analisar todo o período de funcionamento do projeto. Por isso, sugere-se o uso dessa análise apenas para fornecer informações rápidas.

### 3.7.3 Análise de *Payback* Composto

O *Payback* Composto usa o conceito do *Payback* simples, mas corrige o erro conceitual de desconsiderar o valor do dinheiro no tempo (AYRÃO, 2018, p. 77). Assim, no fluxo de caixa as entradas e saídas são sempre trazidas a valor presente, usando uma taxa de juros, e são comparadas com o valor investido. Essa taxa de juros geralmente é definida de acordo com os índices de juros da fonte que o cliente irá usar para fazer o investimento no SFVCR.

Este tipo de análise possui a mesma limitação da análise de *payback* simples, pois só analisa o fluxo de caixa até o período em que o investimento tenha sido pago.

### 3.7.4 Valor Presente Líquido (VPL)

Esse é o critério mais utilizado em análise de investimentos. Ele objetiva quantificar, em valores atuais, qual valor de riqueza será gerado pelo projeto. (AYRÃO, 2018, p. 77). Desse modo, o grande diferencial desse método de análise é que nela o fluxo de caixa é desenvolvido ao longo de toda a vida útil do projeto, com as entradas e saídas sendo trazidas a valor presente e comparadas com o valor do investimento.

Assim, quando o resultado de VPL é positivo significa que, em valores atuais, o investimento traz riqueza, para valores iguais a zero é indiferente investir ou não, e para valores negativos significa que se perdeu riqueza (AYRÃO, 2018, p. 77). Ainda de acordo com o autor, para trazer esses valores ao longo do tempo a valor presente, é necessário definir uma taxa de juros, nesse tipo de análise essa taxa é chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Casarin (2019, p. 75) afirma que, para investimentos de pessoas físicas, é de praxe adotar uma taxa igual àquela que o capital investido no projeto renderia se fosse aplicada em fundos de renda fixa como a poupança ou um investimento no tesouro direto nacional SELIC.

### 3.7.5 Taxa Interna de Retorno (TIR)

De acordo com Ayrão (2018), a TIR é um valor de taxa de juros comumente utilizado em análises de investimento mais simples, em que não há muita inversão de valores no fluxo de caixa, e ela é conceituada como a taxa que torna o VPL nulo.

Na análise de investimentos dos SFVCR, a TIR é utilizada na grande maioria das vezes, pois garante uma análise segura e simples do investimento.

### 3.7.6 Aspectos relevantes para análise financeira de um SFVCR

De posse dos conceitos abordados anteriormente, é necessário também ter conhecimento das principais variáveis que irão fazer parte do processo metodológico da análise financeira dos SFVCR.

De acordo com Menezes (2022), nas análises de fluxo de caixa dos SFVCR, as entradas são formadas pelo produto da tarifa de energia pela geração mensal do sistema, que é o valor de economia financeira mensal que o proprietário do sistema terá, e as saídas são os custos envolvidos no processo de Operação e Manutenção

(O&M) da usina ao longo da sua vida útil, além dos Custos de Iluminação Pública (CIP) e os descontos que incidem na tarifa de energia através dos tributos.

### 3.7.6.1 Tarifa de energia

Haja vista que a análise financeira dos SFVCR tem seu fluxo de caixa baseado na tarifa de energia elétrica do consumidor, é imprescindível entender como é formada a tarifa de energia elétrica e como se dá a cobrança nas faturas de energia dos consumidores.

A tarifa representa a soma de todos os componentes do processo industrial de geração, transporte (transmissão e distribuição) e comercialização de energia elétrica (BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 2021). Por se tratar do somatório de custos produtivos, a tarifa de energia elétrica varia em cada concessionária de distribuição de energia elétrica.

Figura 27 — Componentes tarifários e porcentagem média nacional de custo na tarifa de energia elétrica.

TARIFA DE ENERGIA*					
TE		TUSD			
ENERGIA	ENCARGOS	TRANS. FIO A	TRANS. FIO B	ENCARGOS	PERDAS
38%	12%	6%	28%	8%	8%

Fonte: Rubim (2022).

A Figura 27 demonstra a estrutura tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, que é dividida em duas macrocomponentes, Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), e os valores médios da composição tarifária nacional, demonstrando o peso médio que cada componente possui sobre o valor total da tarifa de energia.

A TUSD é dividida em outras microcomponentes, que são os custos de Transporte (Fio A - transmissão; Fio B - distribuição), as Perdas e parte dos Encargos Setoriais. Já a TE é composta pelo valor da Energia consumida e Encargos Setoriais (Pimentel, 2022). Além disso, incidem também sobre a tarifa os tributos PIS/COFINS, ICMS e CIP, que são cobranças vinculadas ao Governo Federal, Estadual e Municipal, respectivamente.

### *3.7.6.2 Cobrança de PIS/COFINS, ICMS e CIP*

De acordo com Energês (2020), a cobrança do PIS/COFINS na conta de energia dos consumidores com GD não traz custos adicionais, visto que, conforme a Lei nº 13.169/2015, os projetos de MMGD de autoconsumo local ou remoto de até 5MW possuem isenção total.

Já com relação à cobrança de ICMS, as unidades com MMGD são cobradas de acordo com o Convênio ICMS nº 16/2015, que garante isenção do tributo para essas unidades, porém alguns estados concedem isenção total, tanto para a componente TE quanto para TUSD, e alguns estados concedem a isenção apenas para a componente da TE, incidindo a alíquota sobre a componente da TUSD referente à energia injetada.

No estado do Ceará, por exemplo, a isenção do ICMS é concedida apenas para a componente da TE. Na prática, essas unidades sofrem uma desvalorização do valor da tarifa de compensação da TUSD, fazendo com que a TUSD para a energia consumida tenha valor superior à TUSD de energia injetada e gerando um custo remanescente no momento da compensação (ENERGÊS, 2020).

Já a CIP é cobrada de acordo com a legislação do município em que a unidade consumidora está localizada e é cobrada igualmente para as unidades com e sem MMGD.

### *3.7.6.3 Cobrança do Fio B e TUSDg*

Como já falado anteriormente, a lei nº 14.300/2022 introduziu a cobrança do Fio B e de outras componentes tarifárias para o consumidor com MMGD, além da TUSDg sobre a ultrapassagem de demanda de injeção, para os consumidores de microgeração, e é necessário entender como se dará essa cobrança.

Para encontrar o valor da TUSD Fio B é necessário consultar os resultados dos processos tarifários de distribuição da ANEEL e baixar a estrutura tarifária da distribuidora da área de concessão objeto de consulta (Solar, 2022). Assim, sabendo o valor do Fio B e sua proporção na tarifa de energia total, consegue-se determinar o valor a ser pago na fatura de energia do consumidor de MMGD, considerando os percentuais do Fio B determinados nas regras de transição abordadas no tópico 3.3.2 e multiplicando pelo consumo que foi compensado na fatura de energia elétrica. O mesmo procedimento deve ser feito para as demais componentes, no caso dos consumidores enquadrados na GD III.

De acordo com a REN ANEEL 1.059/2023, a cobrança do Fio B deve ser feita no caso em que o seu valor seja maior do que o valor do custo de disponibilidade que seria aplicado à unidade, caso seja menor, deve ser cobrado o próprio custo de disponibilidade. Ou seja, será sempre cobrado na fatura de energia dos consumidores de MMGD enquadrados na GD II o maior valor entre a cobrança do Fio B e o custo de disponibilidade.

Já com relação ao pagamento da TUSDg para unidades de microgeração, a própria REN ANEEL 1.059/2023 regulamenta a metodologia para o cálculo, sendo o produto da subtração da demanda de injeção pela demanda de consumo. Para as unidades que têm potência de geração inferior a de consumo, não haverá essa cobrança, pois não haverá ultrapassagem de demanda de injeção.

#### *3.7.6.4 Fator de Simultaneidade*

Um conceito que ganhou força após o Marco Regulatório da MMGD foi o de simultaneidade. A simultaneidade corresponde à parcela da energia gerada que é autoconsumida no mesmo momento da geração, não sendo registrada pelo medidor e, portanto, não sendo utilizada no processo de compensação (ENERGÊS, 2022).

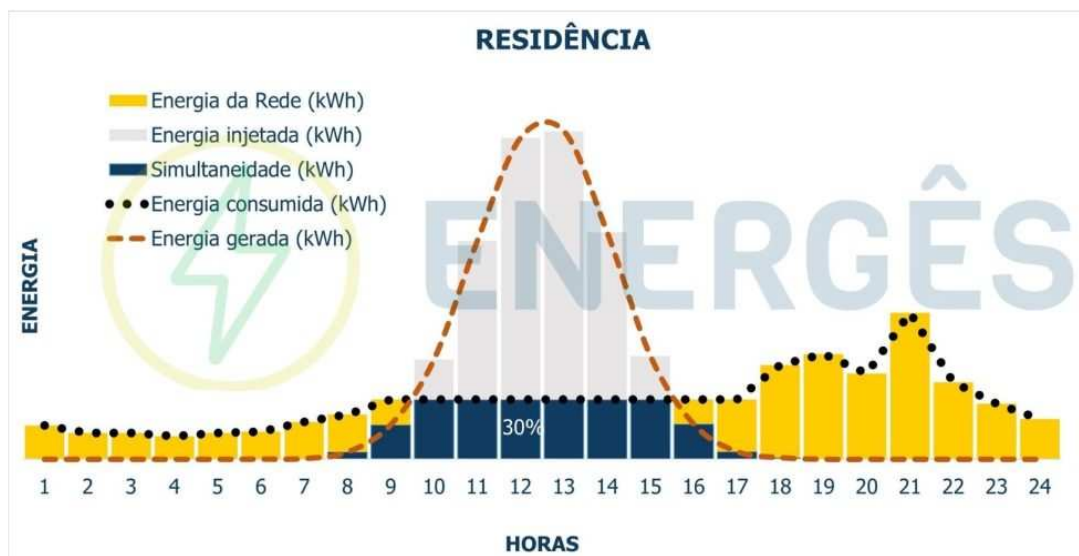
Como o faturamento de energia elétrica das unidades consumidoras é feito sobre a energia compensada, quanto menor for a parcela de energia injetada, menor serão os tributos e cobranças que incidem sobre a unidade. Logo, a simultaneidade torna-se relevante e deve ser considerada na análise de viabilidade financeira dos sistemas de MMGD.

De acordo com Energês (2022), a energia autoconsumida, ou a simultaneidade, é a diferença entre a energia gerada e a energia injetada. Já o fator de simultaneidade representa a porcentagem de energia autoconsumida sobre a energia gerada. Quanto maior for o fator de simultaneidade, menor será a injeção de energia na rede da concessionária, pois as próprias cargas da unidade estarão consumindo a energia no momento em que ela estará sendo gerada.

A Figura 28 mostra o exemplo de uma análise de simultaneidade para uma unidade residencial padrão, que possui pouco consumo durante o dia, período em que há geração de energia pelos SFVCR, e durante a noite há um aumento do consumo de energia, período em que o abastecimento é feito através da energia da rede da concessionária local.



Figura 28 — Exemplo de simultaneidade para unidade residencial.



Fonte: Energês (2022).

De acordo com estudos desenvolvidos pela Greener (2022), para unidades residenciais, o fator de simultaneidade normalmente varia entre 30% a 40%, já as comerciais podem chegar a um fator de 70% e as industriais têm fator de simultaneidade próximo de 50%. Este fator varia conforme o padrão de consumo de cada unidade, para aquelas em que há um maior consumo diurno, há um aumento da simultaneidade. Além disso, para usinas de autoconsumo remoto, não há fator de simultaneidade, uma vez que a compensação se dá em local diferente do local de geração, impactando negativamente os resultados financeiros desses empreendimentos.

## 4 DIMENSIONAMENTO DE UM SFVCR

Neste tópico será desenvolvida uma abordagem técnica para determinação preliminar dos componentes de um SFVCR, com base nas características do empreendimento em que pretende-se instalar o sistema. Para isso, as abordagens serão feitas considerando um projeto real desenvolvido na cidade de Fortaleza, no Ceará.

A metodologia que será apresentada baseia-se nos estudos de Villalva (2012), Ribeiro (2016) e Ayrão (2018) e nas normas e demais pesquisas feitas ao longo deste trabalho, com apresentação descritiva dos métodos utilizados e com auxílio de softwares para análises matemáticas, sendo usado como ferramenta principal o Microsoft Office Excel e *software Designer*, da fabricante *Solaredge*.

### 4.1 Visita técnica e descrição do local

Inicialmente, foi feita uma visita técnica no empreendimento em que o SFVCR seria instalado, com o objetivo de identificar as principais características do local e favorecer o desenvolvimento de um SFVCR que irá, de fato, suprir a demanda energética do empreendimento, além de coletar informações que servirão para as etapas seguintes.

Assim, na visita técnica foram levantados os seguintes dados:

- Fatura de energia da Unidade Geradora (UG) e de outras unidades para compensação, caso seja de interesse do responsável, para análise do perfil de consumo das unidades.
- Disponibilidade de área do telhado, fachadas ou outras superfícies disponíveis no terreno, bem como suas condições estruturais;
- Orientação e inclinação das estruturas disponíveis para colocação dos módulos fotovoltaicos.
- Estruturas ou objetos que possam causar sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos.
- Condições da instalação elétrica do local, verificando quadros de distribuição internos, métodos de instalação dos eletrodutos existentes e possíveis locais de conexão dos componentes do SFVCR com a instalação elétrica da unidade.

O empreendimento em que será instalado o SFVCR consiste em um condomínio residencial localizado no bairro Maraponga, na cidade de Fortaleza, no Ceará.

O local possui 26 edifícios de apartamentos, com uma área de aproximadamente 115 m<sup>2</sup> por edifício, totalizando uma área de telhado disponível de aproximadamente 2.990 m<sup>2</sup>, sendo desconsiderados os telhados mais baixos da edificação. Os telhados são de fibrocimento, com estrutura de sustentação em madeira convencional e com altura do solo de aproximadamente 14 m.

A administração do condomínio tem como objetivo instalar o SFVCR para suprir a demanda de consumo dos equipamentos da sua Estação de Tratamento de Esgoto (ETE), pois são equipamentos com gasto de energia elevado. A Figura 29 mostra o terreno do empreendimento e a área em que a ETE está localizada, destacada pelo retângulo vermelho.

Figura 29 — Local de instalação com destaque da ETE.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Através do uso do *software Designer*, da *Solaredge*, marca mundial de produção de equipamentos fotovoltaicos, foi possível fazer a simulação dos telhados do empreendimento e dos pontos de sombreamento que estão sujeitos. Como os edifícios são iguais, a análise foi feita apenas na parte mais próxima da ETE, que é o local onde ficam os quadros elétricos e o conjunto de medição da unidade na qual o sistema fotovoltaico será conectado.

Foi percebido que o condomínio é dividido em blocos, sendo cada bloco formado por dois edifícios com telhados em orientações opostas, norte e sul, e há

pontos de sombreamento local ocasionados pela construção da caixa d'água, que fica entre os dois telhados de cada bloco, afetando principalmente os telhados com orientação para o sul geográfico.

Figura 30 — Simulação de sombreamento dos telhados.



Fonte: Elaborado pelo autor, através do software *Designer*.

Além disso, constatou-se que o empreendimento é atendido pela rede elétrica trifásica de baixa tensão da ENEL-CE e possui um disjuntor de 80A em seu padrão de entrada, com tensão de atendimento de 220V/380V. Ademais, foi determinado que os módulos fotovoltaicos serão instalados nos telhados mais próximos da ETE, que estão demarcados na Figura 30 e serão instalados através de estruturas de fixação específicas para o uso.

## 4.2 Análise de consumo do local

Para fazer o dimensionamento do SFVCR, é imprescindível uma análise aprofundada do perfil de consumo das unidades que o sistema deverá atender, considerando o histórico de consumo disponível nas faturas de energia elétrica e buscando também identificar se há uma pretensão de mudança do padrão de consumo das unidades.

Como mencionado anteriormente, o sistema fotovoltaico deverá suprir apenas o consumo de energia da ETE, logo, foi feita uma análise da fatura de energia dessa unidade, considerando o histórico de consumo presente no documento.

Tabela 1 — Consumo histórico dos últimos 13 meses.

<b>Mês/Ano</b>	<b>Consumo (kWh)</b>
Novembro/2022	5.368
Outubro/2022	4.087
Setembro/2022	5.166
Agosto/2022	4.670
Julho/2022	4.795
Junho/2022	5.052
Mai/2022	5.127
Abril/2022	4.910
Março/2022	4.155
Fevereiro/2022	429
Janeiro/2022	476
Dezembro/2021	1.460
Novembro/2021	1.490
<b>MÉDIA</b>	<b>3.630</b>

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser percebido pela Tabela 1, a unidade passou a aumentar seu padrão de consumo a partir do mês de março de 2022, que foi o período em que efetivamente a ETE entrou em operação, chegando a consumir 5.368 kWh no mês de novembro de 2022.

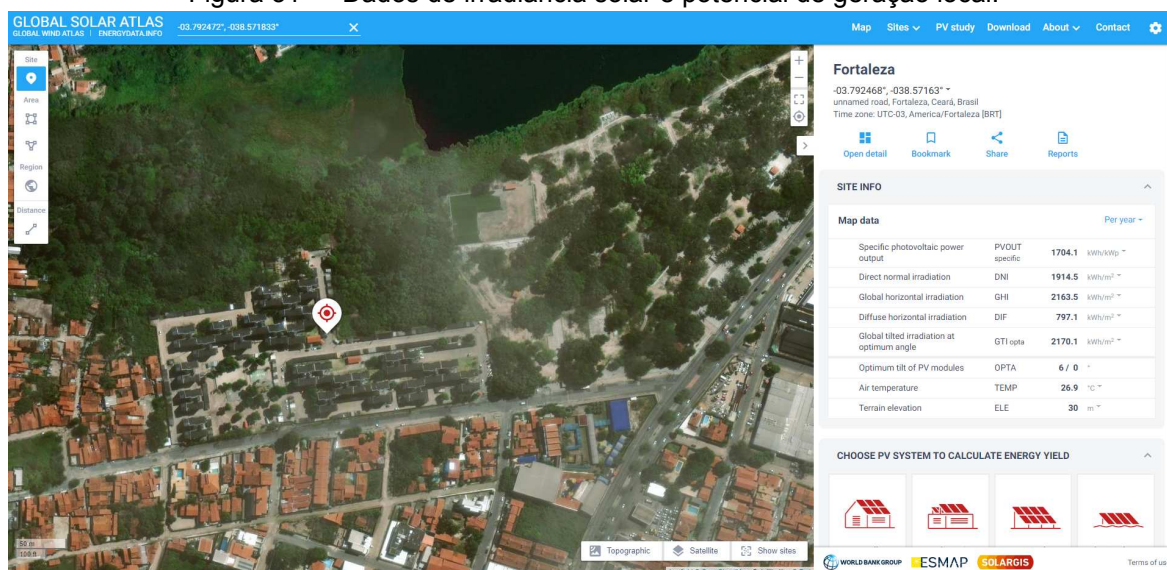
Além disso, através da visita técnica e das informações coletadas, foi identificado que o uso dos equipamentos elétricos da ETE ainda não está em sua capacidade máxima desejada. Com isso, para garantir que o sistema irá suprir integralmente a demanda de energia da unidade, o sistema será dimensionado para suprir uma média de consumo mensal de 6.000 kWh.

### 4.3 Cálculo da potência do SFVCR

Com o valor de consumo estimado anteriormente, foram utilizados os dados solarimétricos disponíveis no site do Global Solar Atlas para a estimativa da potência do SFCVR e do potencial de geração, a partir da análise de irradiância solar fornecida para as coordenadas geográficas do local.

De acordo com a Solargis (2019), desenvolvedora da ferramenta, o modelo foi validado através dos dados de 228 sites meteorológicos públicos e 20 redes públicas de dados ao redor do mundo. A Figura 31 demonstra os dados obtidos para a localização geográfica do condomínio.

Figura 31 — Dados de irradiância solar e potencial de geração local.



Fonte: Global Solar Atlas (2019).

Através dos dados fornecidos, nota-se que o valor anual de potência fotovoltaica de saída específica (*PVOUT*) é de 1.704,1 kWh/kWp, para um ângulo azimutal de 0° e inclinação dos módulos de 6°, adotados automaticamente pelo *software* de acordo com as condições geográficas do local. Ou seja, cada kWp de módulos fotovoltaicos instalados nesse local, produz, em média, 1.704,1 kWh em um ano.

Ao dividir o valor de *PVOUT* por 12, determina-se o seu valor mensal, que corresponde a 142 kWh/kWp. Em seguida, divide-se o consumo mensal estimado anteriormente pelo valor de *PVOUT* mensal, para determinar a potência mínima de módulos fotovoltaicos necessária. Esse equacionamento está descrito na equação 5:

$$P_{FV} [\text{kWp}] = E_c [\text{kWh}] / PVOUT [\text{kWh/kWp}] \quad (5)$$

Aplicando os valores discutidos anteriormente, obtêm-se o seguinte resultado:

$$P_{FV} = 6.000 / 142 = 42,25 \text{ kWp}$$

Logo, a potência mínima total de módulos fotovoltaicos necessária para suprir a demanda de energia do condomínio é de 42,25 kWp. Entretanto, por mais que o *software* utilizado forneça dados confiáveis e já considere em sua metodologia os fatores de perdas locais, foi aplicado um fator de segurança para o dimensionamento.

Para isso, foi considerado um acréscimo de 12% sobre o valor de potência determinado anteriormente, de modo a prever possíveis perdas adicionais decorrentes da orientação dos módulos que ficarão no telhado sul, além das perdas pela queda de tensão do cabeamento, acúmulo de sujeira, perdas de conversão do inversor fotovoltaico, por sombreamentos e etc.

Acrescentando do valor encontrada anteriormente obtêm-se o seguinte resultado, descrito na equação 6:

$$P_{FV\text{-corrigida}} [\text{kWp}] = P_{FV} / (1 - \text{Fator de segurança}) \quad (6)$$

$$P_{FV\text{-corrigida}} = 42,25 / 0,88 = 48 \text{ kWp}$$

Desse modo, conclui-se que, para a geração dos 6.000 kWh necessários para suprir o consumo pretendido do condomínio, seria necessário realizar a instalação de um SFVCR com potência total de módulos fotovoltaicos de, no mínimo, 48 kWp.

Além disso, o valor da *PVOUT* considerado a partir de agora será determinado pela relação entre a potência corrigida encontrada e a geração estimada, obtendo-se, assim um valor de *PVOUT* mensal de 125 kWh/kWp.

Nos tópicos seguintes, serão determinados os módulos e demais componentes que fazem parte do SFVCR.

#### **4.4 Definição dos módulos fotovoltaicos**

Para definição dos módulos fotovoltaicos, é necessário fazer uma análise dos módulos disponíveis no mercado e suas características. Geralmente, os SFVCR são vendidos em forma de kits geradores, que já são inclusos os módulos, inversores, estrutura de fixação, conectores e outros componentes, tendo cada fornecedor as suas peculiaridades.

Para o projeto em questão, foi levado em consideração a área de telhado disponível próxima à ETE, optando-se por trabalhar com os três telhados mais próximos, para minimizar as perdas elétricas e custos excessivos com cabos e outros materiais.

Como já discutido anteriormente, os telhados orientados para o sul sofrem com um sombreamento local causado pela altura superior da caixa d'água. Assim, para aproveitar ao máximo a área de cada telhado e ao mesmo tempo distanciar os

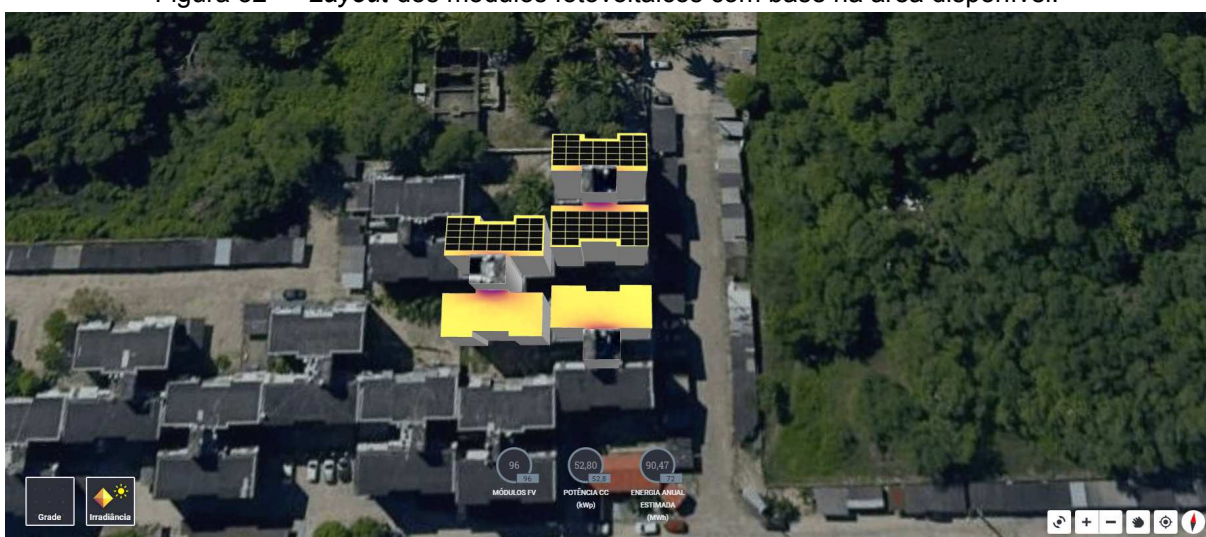
módulos desse ponto de sombreamento, percebeu-se que seria possível instalar até 32 módulos fotovoltaicos em cada telhado, totalizando 96 módulos fotovoltaicos.

Para determinação da potência de cada módulo, levou-se em consideração a compatibilidade entre as dimensões do telhado e a área que cada fileira de módulos ocuparia, a disponibilidade dos fornecedores e o custo desses equipamentos.

Assim, foram escolhidos os módulos monocristalinos da fabricante japonesa Leapton Solar, de potência nominal de 550 Wp, com tecnologia *Half Cells*. Outro fator determinante para a escolha foi que a fabricante em questão oferece garantia de fabricação padrão de 15 anos para esses dispositivos, enquanto que a maioria dos outros módulos disponíveis possuem garantia de fabricação de apenas 12 anos.

Na Figura 32 é possível verificar a simulação de alocação dos módulos no telhado, considerando a quantidade máxima discutida anteriormente.

Figura 32 — *Layout* dos módulos fotovoltaicos com base na área disponível.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 2 — Principais dados dos módulos fotovoltaicos.

Modelo	LP182*182-M-72-MH-550W
Potência máxima em STC	550 W
Tensão de circuito aberto (Voc)	49,80 V
Tensão Máxima de funcionamento (Vmp)	41,60 V
Corrente de curto-circuito (Isc)	13,99 A
Corrente de potência de pico (Imp)	13,23 A
Eficiência do módulo	21,28%
Dimensões do módulo	2279 mm x 1134 mm x 35 mm
Tolerância de potência	±3%

Fonte: Elaborado pelo autor. Dados disponíveis pela fabricante (Solar, 2022).



Na Tabela 2 estão reunidas as principais informações dos módulos fotovoltaicos escolhidos. Assim, para a determinação final do número de módulos fotovoltaicos a serem instalados, é necessário dividir a potência do sistema dimensionada ao fim do tópico anterior pela potência nominal dos módulos escolhidos, demonstrado na equação 7.

$$\text{Número de módulos} = P_{\text{FV-corrigida}} [\text{kWp}] / P_{\text{módulo}} [\text{kWp}] \quad (7)$$

$$\text{Número de módulos} = 48 / 0,55 = 87,27$$

O resultado encontrado foi aproximado para o número inteiro acima dele, garantindo a produção ideal do SFVCR, conforme equação 8. Com isso, foram considerados 88 módulos fotovoltaicos de 550 Wp para suprir a demanda de energia elétrica da ETE, resultando em uma potência fotovoltaica final de:

$$P_{\text{FV-final}} [\text{kWp}] = \text{Número de módulos} \times P_{\text{módulo}} [\text{kWp}] \quad (8)$$

$$P_{\text{FV-final}} = 88 \times 0,55 = 48,4 \text{ kWp}$$

#### 4.5 Definição do(s) inversor(es)

Para dimensionamento do inversor ou do conjunto de inversores utilizados no SFVCR é importante considerar tanto os dados de entrada dos módulos fotovoltaicos como os dados de saída do inversor, para garantir a compatibilidade entre os módulos, inversor e com a rede de energia elétrica.

Para o sistema em questão, foi escolhido o inversor trifásico de 50 kW da fabricante Solplanet, modelo ASW50K-LT-G2, que a própria fabricante afirma na ficha técnica do equipamento que suporta uma potência de entrada máxima de 75 kWp, fator que foi decisivo para a escolha, visto que há um interesse do condomínio em fazer a ampliação futura do sistema para atender as outras unidades pertencentes à administração.

Além disso, o inversor escolhido possui cinco rastreadores *MPPT*, com possibilidade de ligação de duas *strings* em paralelo por rastreador, o que garante maior flexibilidade na determinação das *strings* e arranjos fotovoltaicos e maior

eficiência de geração, uma vez que cada rastreador buscará o ponto de máxima potência das *strings* conectadas nele de forma independente das demais. Os dados do inversor escolhido estão descritos na Tabela 3.

Tabela 3 — Principais dados do inversor.

Modelo	ASW50K-LT-G2
Potência de entrada máxima	75.000 Wp (STC)
Rastreadores MPPT / Entradas por MPPT	5 / 2
Máxima tensão de entrada	1.100 V
Faixa de tensão MPPT	200 V - 1.000 V
Corrente de entrada de funcionamento máxima	32 A
Corrente de curto-circuito máxima	48 A
Potência ativa de saída nominal	50.000 W
Corrente de saída máxima	80 A
Tensão nominal CA	220 V / 380 V
Eficiência máxima	98,6%

Fonte: Elaborado pelo autor. Dados disponíveis pela fabricante (Solplanet, 2023).

#### 4.6 Definição dos arranjos fotovoltaicos

Para definição dos arranjos fotovoltaicos é necessário considerar os dados de saída dos módulos fotovoltaicos e os dados de entrada do inversor de energia, dividindo as *strings* entre as entradas do inversor e respeitando os seus limites de operação.

Para descobrir a quantidade máxima ou mínima de módulos por *string* divide-se o valor máximo ou mínimo de tensão de entrada informado na ficha técnica do inversor pela tensão de circuito aberto dos módulos fotovoltaicos, que é o valor máximo teórico de tensão a ser alcançado por eles. Nesse caso, a fabricante informa que a tensão máxima de entrada é de 1.100 V e a mínima é de 200 V.

$$\text{N}^\circ \text{ máximo de módulos por } string = V_{\text{MPPT-Máx}} [\text{V}] / V_{\text{oc}}_{\text{módulos}} [\text{V}] \quad (9)$$

$$\text{N}^\circ \text{ mínimo de módulos por } string = V_{\text{MPPT-Mín}} [\text{V}] / V_{\text{oc}}_{\text{módulos}} [\text{V}] \quad (10)$$

Resolvendo as equações 9 e 10 através dos dados das Tabelas 2 e 3, obtêm-se os seguintes resultados aproximados:

$$\text{N}^\circ \text{ máximo de módulos por } string = 1.100 / 49,80 = 22 \text{ módulos FV}$$

$$N^{\circ} \text{ m\u00ednimo de m\u00f3dulos por } string = 200 / 49,80 = 4 \text{ m\u00f3dulos FV}$$

\u00c9 importante ressaltar que esses valores s\u00e3o apenas uma estimativa para an\u00e1lise preliminar, uma vez que durante o projeto executivo outros fatores podem ser adicionados, dando mais precis\u00e3o \u00e0 an\u00e1lise, como \u00e9 o caso da influ\u00eancia da varia\u00e7\u00e3o de temperatura do local sobre a tens\u00e3o de sa\u00edda dos m\u00f3dulos, que n\u00e3o foi considerada nos c\u00e1lculos anteriores.

Al\u00e9m disso, \u00e9 necess\u00e1rio analisar tamb\u00e9m a corrente de sa\u00edda das *strings*, para identificar se est\u00e1 dentro do valor m\u00e1ximo permitido pelo inversor, considerando como valor de sa\u00edda de cada *string* o valor da corrente de curto-circuito dos m\u00f3dulos fotovoltaicos, que \u00e9 o valor m\u00e1ximo te\u00f3rico de corrente que a *string* alcan\u00e7ar\u00e1.

Nesse caso, a fabricante informa que a corrente de curto-circuito m\u00e1xima suportada por cada *MPPT* \u00e9 de 48A, e cada rastreador *MPPT* possui duas entradas. Para saber o valor m\u00e1ximo de corrente por *string* que cada *MPPT* suporta, divide-se os dois valores descritos acima, conforme Equa\u00e7\u00e3o 11.

$$\text{Corrente m\u00e1xima por } string = I_{SC-M\u00e1x} [A] / \text{Entradas por } MPPT \quad (11)$$

$$\text{Corrente m\u00e1xima por } string = 48 / 2 = 24A$$

Como a corrente de curto-circuito dos m\u00f3dulos fotovoltaicos escolhidos \u00e9 de apenas 13,99A, conclui-se que os m\u00f3dulos fotovoltaicos podem ser conectados no inversor dimensionado.

Por fim, para determina\u00e7\u00e3o do arranjo das *strings* \u00e9 necess\u00e1rio analisar a \u00e1rea dos telhados dispon\u00edveis na unidade e as orienta\u00e7\u00f5es dos telhados, pois, como abordado no t\u00f3pico 2.5.2.3, \u00e9 ideal que os m\u00f3dulos das *strings* fotovoltaicas conectadas no mesmo rastreador *MPPT* estejam nas condi\u00e7\u00f5es mais similares poss\u00edveis, principalmente com rela\u00e7\u00e3o \u00e0 orienta\u00e7\u00e3o e inclina\u00e7\u00e3o deles.

Para isso, foi utilizada a an\u00e1lise feita no software *Designer*, resultando no sistema apresentado na Figura 33.

Figura 33 — *Layout* final dos módulos fotovoltaicos.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme demonstrado na Figura 33, o telhado mais próximo da ETE, com orientação para o norte geográfico, foi preenchido com 32 módulos fotovoltaicos, enquanto que cada um dos outros dois telhados foi preenchido com 28 módulos fotovoltaicos, sendo um deles orientado para o norte e o outro para o sul.

Pensando na divisão das *strings* e arranjos fotovoltaicos foi determinada a seguinte configuração:

Tabela 4 — Divisão das *strings* e arranjos fotovoltaicos nos rastreadores *MPPT* do inversor.

	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4	MPPT 5
Qtd. de <i>strings</i>	2	1	1	1	1
Qtd. Módulos por <i>string</i>	16	14	14	14	14
Orientação dos módulos	Norte	Sul	Sul	Norte	Norte
Tensão máxima por MPPT	796,8 V	697,2 V	697,2 V	697,2 V	697,2 V
Corrente máxima por <i>string</i>	13,99 A	13,99 A	13,99 A	13,99 A	13,99 A
Corrente máxima por MPPT	27,98 A	13,99 A	13,99 A	13,99 A	13,99 A

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados apresentados na Tabela 4 são baseados nos conceitos abordados no tópico 3.5.1.2, em especial no que diz respeito ao cálculo de tensão e corrente de saída das *strings* com base no tipo de ligação dos módulos. Neste caso, como os módulos estão ligados em série, a tensão de saída da *string* é a soma da tensão nominal de cada módulo e a corrente de saída é o valor da corrente de saída do módulo.

A Figura 34 demonstra o *layout* de conexão das *strings* fotovoltaicas com base na Tabela 4.

Figura 34 — *Layout* final das *strings* fotovoltaicas.



Fonte: Elaborado pelo autor.

É importante destacar que o desmembramento das *strings* do mesmo telhado em diferentes rastreadores *MPPT* foi possível por conta da disponibilidade do inversor e têm como objetivo maximizar a geração de energia, uma vez que, assim, há uma individualização da geração dessas *strings*. No caso de uma ampliação futura, as *strings* que estão no mesmo telhado e com mesma configuração poderão ser conectadas em paralelo em um mesmo rastreador, dando possibilidade de adição de novos módulos e *strings* para o sistema.

#### 4.7 Análise de geração para o sistema fotovoltaico dimensionado

Para determinação da geração mensal e anual estimada para o sistema fotovoltaico dimensionado, multiplica-se o valor de *PVOUT* corrigido, determinado no tópico 4.3, pelo valor da potência final do sistema, determinado no tópico 4.4.

Esse cálculo resulta em uma geração de energia mensal estimada em 6.050 kWh e anual de 72.600 kWh, representando uma capacidade de geração de 100,8% do consumo estimado, ou seja, produzindo 0,8% acima do consumo estimado.

Além disso, para validar os resultados obtidos anteriormente, foi feita a comparação com os resultados da simulação realizada no *software Designer*. Como o *software* baseia-se na tecnologia de otimizadores de potência, que otimizam as perdas quando comparados aos sistemas convencionais, foi considerado o percentual de perdas apresentados no estudo de Pinheiro (2021), em que foi constatado que os sistemas convencionais acumulam perdas adicionais de até 10% em situações de sombreamento parcial dos módulos.

O valor de produção fotovoltaica anual específica obtido ao fim da simulação no *software* foi de 1.641 kWh/kWp, logo, é subtraído desse valor os 10% de perdas adicionais para o sistema dimensionado, uma vez que a tecnologia empregada é diferente. Com isso, obtêm-se o valor de produção fotovoltaica anual específica de 1.476,9 kWh/kWp.

Ao multiplicar o valor encontrado anteriormente pela potência final do sistema, determinada no tópico 4.4, obtêm-se o valor de geração anual de 71.627,16 kWh e mensal de 5.968,93 kWh, apresentando uma diferença de aproximadamente -1,36% entre os dados obtidos no *software* e pela metodologia de cálculo descrita anteriormente.

Desse modo, percebe-se que a metodologia desenvolvida apresentou resultados com bom grau de precisão quando comparado com os resultados obtidos na simulação em um *software* atual, cumprindo com o objetivo de servir como uma metodologia mais simples e prática para o processo de dimensionamento preliminar de um SFVCR.

## 5 ANÁLISE FINANCEIRA

Para que a empresa ou o profissional possa fazer um orçamento completo de um SFVCR, para apresentar para um potencial comprador, em geral, é necessário também fazer uma análise financeira desse investimento, para determinar se além da viabilidade técnica do projeto, há, também, viabilidade financeira.

Para o estudo em questão, considerou-se a metodologia de análise financeira detalhada anteriormente, empregando o cálculo de *payback* composto. Para isso foram feitas as seguintes considerações:

- Custo da tarifa de energia elétrica sem encargos de 0,74373 R\$/kWh, com a componente TE valendo R\$ 0,29882 e a TUSD valendo R\$ 0,44491, disponível em ANEEL (2023);
- Previsão de aumento anual da tarifa de energia elétrica conforme projeção do IPCA, de 6,02% (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023);
- Taxa Mínima de Atratividade de 13,75% ao ano, tomando como custo de oportunidade um investimento em renda fixa no tesouro SELIC (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023), por ser um tipo de investimento muito comum e com baixo risco;
- Custo total do sistema de R\$ 169.400,00, considerando um custo de R\$ 3.500,00/kWp, que é a média adotada pelo mercado na região;
- Vida útil do projeto de 25 anos;
- Custos de O&M estimados em 1% do investimento inicial ao ano (NAKABAYASHI, 2014);
- Degradação dos módulos fotovoltaicos de 2% no primeiro ano e de 0,55% nos anos subsequentes, conforme especificação da própria fabricante;
- Incidência da alíquota de PIS/COFINS de 5,37%, ICMS de 20%, e CIP de R\$ 333,53, conforme dados da fatura disponibilizada pelo condomínio;
- Custo do Fio B de 0,28695 R\$/kWh (ANEEL, 2023), que corresponde a 38,58% da tarifa de energia elétrica;
- Unidade enquadrada como GD II, com porcentagem regressiva de cobrança do Fio B até 90% do seu valor, sem aumentos extras após a determinação das diretrizes de valoração dos créditos pelo CNPE;
- Como a unidade do projeto já possui cargas com alta potência de saída e não será necessário acréscimo de carga para operação do sistema, considera-se

que não haverá aumento da demanda de injeção da rede, logo, não haverá custo com TUSDg de injeção;

- Fator de simultaneidade de 60%, por se tratar de uma unidade comercial que terá grande parte do seu consumo ocorrendo no mesmo período de geração do sistema;

Assim, inicialmente, é levantada a geração mensal estimada para cada ano de vida útil do sistema, considerando as perdas de geração que ocorrerão pela degradação natural dos equipamentos ao longo dos anos. A Tabela 5 apresenta a geração de energia mensal ao longo dos 25 anos de vida útil considerados na análise e a energia que será efetivamente injetada na rede mensalmente, com base no fator de simultaneidade escolhido.

Tabela 5 — Geração de energia ao longo da vida útil do sistema.

<b>Ano</b>	<b>Geração (kWh)</b>	<b>Energia Ativa injetada (kWh)</b>
2023	6.000	2.400
2024	5.880	2.352
2025	5.848	2.339
2026	5.815	2.326
2027	5.784	2.313
2028	5.752	2.301
2029	5.720	2.288
2030	5.689	2.275
2031	5.657	2.263
2032	5.626	2.250
2033	5.595	2.238
2034	5.564	2.226
2035	5.534	2.214
2036	5.503	2.201
2037	5.473	2.189
2038	5.443	2.177
2039	5.413	2.165
2040	5.383	2.153
2041	5.354	2.142
2042	5.324	2.130
2043	5.295	2.118
2044	5.266	2.106
2045	5.237	2.095
2046	5.208	2.083
2047	5.179	2.072
2048	5.151	2.060

Fonte: Elaborado pelo autor.



Em seguida, calcula-se o custo mensal e anual que a unidade terá pela cobrança escalonada da TUSD Fio B, que incidirá sobre a energia compensada. Para isso, foi considerado o custo total da tarifa de energia elétrica com a aplicação dos tributos, com o reajuste tarifário anual e o fator de simultaneidade de 60%.

Tabela 6 — Custo da TUSD Fio B.

Ano	Fio B cobrado (%)	Fio B sobre a tarifa de energia (%)	Tarifa de energia (R\$/kWh)	Cobrança Fio B (R\$/mês)	Cobrança Fio B (R\$/ano)
2023	15%	5,79%	R\$ 0,98232	R\$ 136,43	R\$ 1.637,19
2024	30%	11,57%	R\$ 1,04146	R\$ 283,51	R\$ 3.402,07
2025	45%	17,36%	R\$ 1,10415	R\$ 448,38	R\$ 5.380,55
2026	60%	23,15%	R\$ 1,17062	R\$ 630,34	R\$ 7.564,11
2027	75%	28,94%	R\$ 1,24109	R\$ 830,77	R\$ 9.969,21
2028	90%	34,72%	R\$ 1,31581	R\$ 1.051,12	R\$ 12.613,47
2029	90%	34,72%	R\$ 1,39502	R\$ 1.108,27	R\$ 13.299,25
2030	90%	34,72%	R\$ 1,47900	R\$ 1.168,53	R\$ 14.022,31
2031	90%	34,72%	R\$ 1,56803	R\$ 1.232,06	R\$ 14.784,69
2032	90%	34,72%	R\$ 1,66243	R\$ 1.299,04	R\$ 15.588,52
2033	90%	34,72%	R\$ 1,76251	R\$ 1.369,67	R\$ 16.436,05
2034	90%	34,72%	R\$ 1,86861	R\$ 1.444,14	R\$ 17.329,66
2035	90%	34,72%	R\$ 1,98110	R\$ 1.522,65	R\$ 18.271,85
2036	90%	34,72%	R\$ 2,10036	R\$ 1.605,44	R\$ 19.265,27
2037	90%	34,72%	R\$ 2,22680	R\$ 1.692,73	R\$ 20.312,70
2038	90%	34,72%	R\$ 2,36086	R\$ 1.784,76	R\$ 21.417,08
2039	90%	34,72%	R\$ 2,50298	R\$ 1.881,79	R\$ 22.581,51
2040	90%	34,72%	R\$ 2,65366	R\$ 1.984,10	R\$ 23.809,24
2041	90%	34,72%	R\$ 2,81341	R\$ 2.091,98	R\$ 25.103,72
2042	90%	34,72%	R\$ 2,98278	R\$ 2.205,72	R\$ 26.468,58
2043	90%	34,72%	R\$ 3,16234	R\$ 2.325,64	R\$ 27.907,65
2044	90%	34,72%	R\$ 3,35272	R\$ 2.452,08	R\$ 29.424,96
2045	90%	34,72%	R\$ 3,55455	R\$ 2.585,40	R\$ 31.024,76
2046	90%	34,72%	R\$ 3,76853	R\$ 2.725,96	R\$ 32.711,54
2047	90%	34,72%	R\$ 3,99540	R\$ 2.874,17	R\$ 34.490,03
2048	90%	34,72%	R\$ 4,23592	R\$ 3.030,43	R\$ 36.365,22

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 6 apresenta o resultado obtido, onde a coluna do “Fio B cobrado” corresponde à porcentagem a ser cobrada ano a ano, conforme a definição de escalonamento da Lei nº 14.300/2022, e a coluna do “Fio B sobre a tarifa de energia” corresponde à porcentagem a ser cobrada por kWh com base no valor total que o Fio B representa sobre a tarifa de energia elétrica da unidade.

Além disso, deve-se determinar também o custo remanescente que a unidade terá pela cobrança de ICMS sobre a energia compensada. Como explicado no tópico 3.7.6.2, a ENEL-CE concede a isenção parcial de ICMS para as unidades de MMGD, apenas sobre a parcela da TE. Assim, consideram-se os valores de energia ativa injetada descritos na Tabela 5 e calcula-se o custo remanescente que a unidade terá pela desvalorização da tarifa da TUSD compensada.

Tabela 7 — Cobrança de ICMS.

<b>Ano</b>	<b>TUSD Consumo (R\$/kWh)</b>	<b>TUSD Compensada (R\$/kWh)</b>	<b>Custo ICMS (R\$/mês)</b>	<b>Custo ICMS (R\$/ano)</b>
2023	R\$ 0,58766	R\$ 0,47013	R\$ 282,08	R\$ 3.384,92
2024	R\$ 0,62304	R\$ 0,49843	R\$ 293,08	R\$ 3.516,92
2025	R\$ 0,66054	R\$ 0,52844	R\$ 309,01	R\$ 3.708,13
2026	R\$ 0,70031	R\$ 0,56025	R\$ 325,81	R\$ 3.909,74
2027	R\$ 0,74247	R\$ 0,59397	R\$ 343,53	R\$ 4.122,31
2028	R\$ 0,78716	R\$ 0,62973	R\$ 362,20	R\$ 4.346,43
2029	R\$ 0,83455	R\$ 0,66764	R\$ 381,90	R\$ 4.582,74
2030	R\$ 0,88479	R\$ 0,70783	R\$ 402,66	R\$ 4.831,90
2031	R\$ 0,93806	R\$ 0,75044	R\$ 424,55	R\$ 5.094,61
2032	R\$ 0,99453	R\$ 0,79562	R\$ 447,63	R\$ 5.371,59
2033	R\$ 1,05440	R\$ 0,84352	R\$ 471,97	R\$ 5.663,64
2034	R\$ 1,11787	R\$ 0,89430	R\$ 497,63	R\$ 5.971,57
2035	R\$ 1,18517	R\$ 0,94813	R\$ 524,69	R\$ 6.296,24
2036	R\$ 1,25651	R\$ 1,00521	R\$ 553,21	R\$ 6.638,55
2037	R\$ 1,33216	R\$ 1,06573	R\$ 583,29	R\$ 6.999,49
2038	R\$ 1,41235	R\$ 1,12988	R\$ 615,00	R\$ 7.380,04
2039	R\$ 1,49738	R\$ 1,19790	R\$ 648,44	R\$ 7.781,28
2040	R\$ 1,58752	R\$ 1,27001	R\$ 683,70	R\$ 8.204,34
2041	R\$ 1,68309	R\$ 1,34647	R\$ 720,87	R\$ 8.650,41
2042	R\$ 1,78441	R\$ 1,42753	R\$ 760,06	R\$ 9.120,72
2043	R\$ 1,89183	R\$ 1,51346	R\$ 801,38	R\$ 9.616,60
2044	R\$ 2,00572	R\$ 1,60457	R\$ 844,95	R\$ 10.139,45
2045	R\$ 2,12646	R\$ 1,70117	R\$ 890,89	R\$ 10.690,72
2046	R\$ 2,25448	R\$ 1,80358	R\$ 939,33	R\$ 11.271,96
2047	R\$ 2,39019	R\$ 1,91216	R\$ 990,40	R\$ 11.884,80
2048	R\$ 2,53408	R\$ 2,02727	R\$ 1.044,25	R\$ 12.530,97

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como pode ser percebido pela Tabela 7, há uma desvalorização da componente TUSD na tarifa de energia injetada, com o valor da tarifa da energia consumida sendo maior do que o valor da tarifa da energia injetada e gerando um custo remanescente para a unidade.

Ainda, é necessário determinar também o custo anual com a O&M da usina durante sua vida útil. É importante ressaltar que os SFVCR não apresentam custos anuais elevados e constantes, porém, considera-se esse valor de gasto anual para cobrir os possíveis custos com retrofit do inversor e com outros sinistros que possam ocorrer ao longo dos anos, considerando um reajuste anual deste valor com base no IPCA. A Tabela 8 apresenta a projeção de custos com O&M ao longo da vida útil do sistema dimensionado.

Tabela 8 — Custos com O&amp;M.

<b>Ano</b>	<b>Custo ICMS (R\$)</b>
2023	R\$ 1.694,00
2024	R\$ 1.799,03
2025	R\$ 1.910,57
2026	R\$ 2.029,02
2027	R\$ 2.154,82
2028	R\$ 2.288,42
2029	R\$ 2.430,30
2030	R\$ 2.580,98
2031	R\$ 2.741,00
2032	R\$ 2.910,95
2033	R\$ 3.091,42
2034	R\$ 3.283,09
2035	R\$ 3.486,64
2036	R\$ 3.702,82
2037	R\$ 3.932,39
2038	R\$ 4.176,20
2039	R\$ 4.435,12
2040	R\$ 4.710,10
2041	R\$ 5.002,13
2042	R\$ 5.312,26
2043	R\$ 5.641,62
2044	R\$ 5.991,40
2045	R\$ 6.362,87
2046	R\$ 6.757,36
2047	R\$ 7.176,32
2048	R\$ 7.621,25

Fonte: Elaborado pelo autor.

Por fim, calcula-se o fluxo de caixa, comparando o custo que a unidade teria sem a instalação da usina fotovoltaica e o custo que ela terá após a instalação da usina, baseado nos custos remanescentes calculados anteriormente. Ao final, é feito

o cálculo do balanço financeiro, aplicando a TMA determinada no início deste tópico sobre o valor de economia anual e determinando o VPL do projeto, com auxílio da função de cálculo de VPL disponibilizada no *software* Excel, e com base nos conceitos abordados ao longo do tópico 3.7.

Tabela 9 — Fluxo de Caixa.

<b>Ano</b>	<b>Custo anual sem usina (R\$)</b>	<b>Custo anual com usina (R\$)</b>	<b>Economia anual (R\$)</b>	<b>Economia anual (%)</b>	<b>Balanço financeiro (R\$)</b>
2023	R\$ 74.729,40	R\$ 10.718,47	R\$ 56.273,34	85,66%	-R\$ 113.126,65
2024	R\$ 78.987,17	R\$ 12.720,37	R\$ 58.256,52	83,90%	-R\$ 63.785,92
2025	R\$ 83.501,25	R\$ 15.001,61	R\$ 60.219,47	82,03%	-R\$ 3.566,46
2026	R\$ 88.287,09	R\$ 17.505,23	R\$ 62.225,80	80,17%	R\$ 58.659,35
2027	R\$ 93.361,03	R\$ 20.248,70	R\$ 64.274,58	78,31%	R\$ 122.933,93
2028	R\$ 98.740,42	R\$ 23.250,68	R\$ 66.364,61	76,45%	R\$ 189.298,53
2029	R\$ 104.443,65	R\$ 24.314,65	R\$ 70.443,08	76,72%	R\$ 259.741,61
2030	R\$ 110.490,22	R\$ 25.437,55	R\$ 74.771,57	76,98%	R\$ 334.513,18
2031	R\$ 116.900,78	R\$ 26.622,66	R\$ 79.365,39	77,23%	R\$ 413.878,57
2032	R\$ 123.697,27	R\$ 27.873,42	R\$ 84.240,75	77,47%	R\$ 498.119,32
2033	R\$ 130.902,90	R\$ 29.193,47	R\$ 89.414,88	77,70%	R\$ 587.534,20
2034	R\$ 138.542,32	R\$ 30.586,68	R\$ 94.906,06	77,92%	R\$ 682.440,26
2035	R\$ 146.641,62	R\$ 32.057,09	R\$ 100.733,65	78,14%	R\$ 783.173,91
2036	R\$ 155.228,50	R\$ 33.609,00	R\$ 106.918,24	78,35%	R\$ 890.092,16
2037	R\$ 164.332,32	R\$ 35.246,94	R\$ 113.481,65	78,55%	R\$ 1.003.573,81
2038	R\$ 173.984,18	R\$ 36.975,68	R\$ 120.447,03	78,75%	R\$ 1.124.020,84
2039	R\$ 184.217,09	R\$ 38.800,27	R\$ 127.838,96	78,94%	R\$ 1.251.859,80
2040	R\$ 195.066,01	R\$ 40.726,04	R\$ 135.683,49	79,12%	R\$ 1.387.543,29
2041	R\$ 206.568,05	R\$ 42.758,61	R\$ 144.008,29	79,30%	R\$ 1.531.551,59
2042	R\$ 218.762,50	R\$ 44.903,92	R\$ 152.842,71	79,47%	R\$ 1.684.394,30
2043	R\$ 231.691,06	R\$ 47.168,23	R\$ 162.217,87	79,64%	R\$ 1.846.612,17
2044	R\$ 245.397,92	R\$ 49.558,16	R\$ 172.166,82	79,80%	R\$ 2.018.778,99
2045	R\$ 259.929,93	R\$ 52.080,70	R\$ 182.724,60	79,96%	R\$ 2.201.503,59
2046	R\$ 275.336,77	R\$ 54.743,22	R\$ 193.928,40	80,12%	R\$ 2.395.431,99
2047	R\$ 291.671,11	R\$ 57.553,51	R\$ 205.817,66	80,27%	R\$ 2.601.249,65
2048	R\$ 308.988,76	R\$ 60.519,80	R\$ 218.434,26	80,41%	R\$ 2.819.683,91

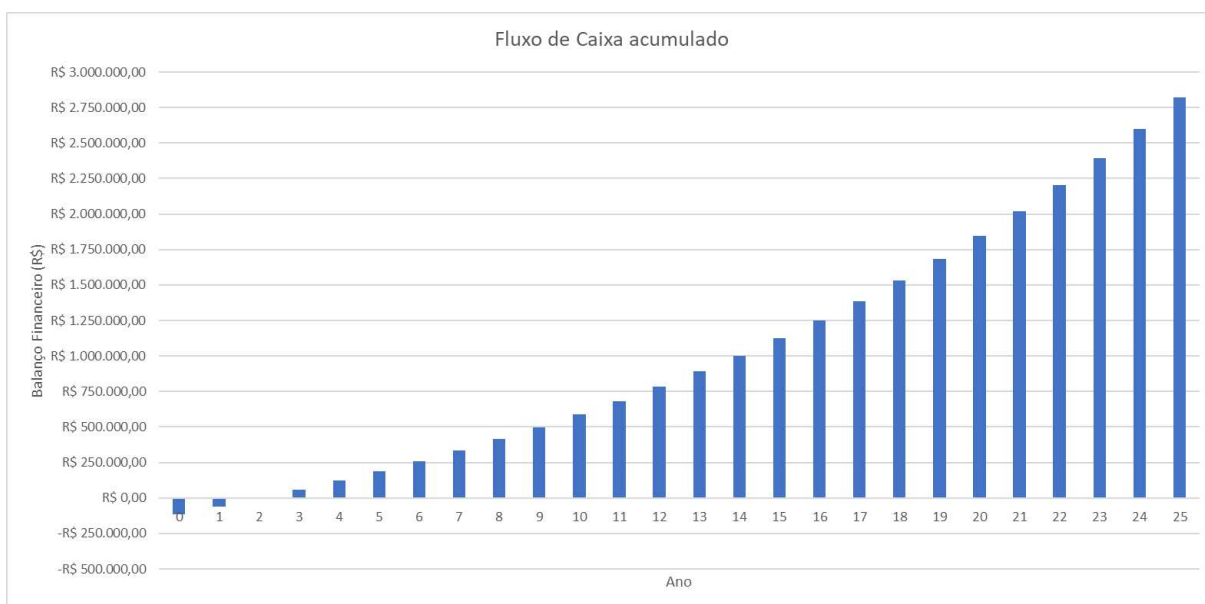
Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da Tabela 9, percebe-se que o investimento trará um acúmulo de capital, em valor presente, de R\$ 2.819.683,91, com o seu payback ocorrendo em 4 anos e 1 mês e com uma economia anual variando entre 76,45% e 85,66%.

Além disso, foi estimado o valor da TIR, com o auxílio da função presente no *software* Excel, encontrando um valor de 52,89%, ou seja, para valores de TMA abaixo de 52,89%, o investimento trará acúmulo de riqueza, para taxas maiores, o

investidor perderá riqueza. Essa taxa elevada de TIR pode ser explicada pelo custo de implantação do sistema, que tem caído de forma expressiva nos últimos anos, e pelo alto fator de simultaneidade, que diminui os impactos das cobranças de ICMS e do Fio B sobre a fatura de energia.

Figura 35 — Fluxo de Caixa acumulado dos 25 anos de vida útil do SFVCR.



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 35 representa o fluxo de caixa acumulado para os 25 primeiros anos de geração do SFVCR dimensionado, conforme os dados apresentados na Tabela 9. Com isso, percebe-se que o investimento no sistema analisado é viável e trará ganho de receita para o condomínio.

Observa-se, por fim, que a análise financeira depende das condições do local, como a tarifa de energia e suas componentes, em especial ao custo do Fio B para as unidades de GD II e III, a forma de cobrança de ICMS em cada distribuidora de energia, a geração de energia do sistema fotovoltaico, a simultaneidade entre consumo e geração de energia, a TMA escolhida e etc.

## 6 CONCLUSÃO

A metodologia de dimensionamento utilizada mostrou-se promissora, uma vez que os resultados obtidos através dela apresentaram uma diferença de apenas -1,36% dos resultados obtidos através de uma simulação em um *software* especializado. Além disso, a metodologia se mostrou como uma forma mais ágil de análise, diferente do processo de análise pelo *software*, que requer uma entrada de dados mais robusta. Para empresas e profissionais que buscam maior agilidade no processo de dimensionamento preliminar, com segurança nos resultados, o uso da metodologia mostra-se uma boa alternativa.

Com relação aos resultados obtidos na análise financeira, o investimento em questão mostrou-se rentável para o condomínio, trazendo ganho de receita durante a vida útil do sistema e apresentando um *payback* do investimento em apenas 4 anos e 1 mês.

Além disso, foi possível perceber o impacto das novas regras trazidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída, sendo introduzido o conceito do fator de simultaneidade e a sua influência para o cálculo dos custos da TUSD Fio B e dos demais custos remanescentes que incidem sobre a energia compensada na fatura dos consumidores com MMGD.

## **7 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS**

Como sugestão para trabalhos futuros sugere-se a possibilidade de ser feito um estudo comparativo entre as projeções realizadas neste trabalho com os dados reais obtidos pelo sistema fotovoltaico, de modo a validar os cálculos e considerações que foram feitas ao longo da metodologia de dimensionamento e de análise financeira.

Ainda, sugere-se o desenvolvimento de novos estudos de caso para outros perfis de consumidores, de modo a analisar o impacto das mudanças trazidas pelo Marco Legal da Geração Distribuída para as diferentes classes de consumidores.

## REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 25 maio 2023.

ABSOLAR. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**. ABSOLAR. 2023. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 18 abr. 2023.

ANEEL. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012**: relatório de análise de impacto regulatório nº 0004/2018-srd/scg/sma/aneel. Brasília: Aneel, 2018. 60 p. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD++Gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>. Acesso em: 20 abr. 2023.

ANEEL. **Matriz Elétrica Brasileira**. 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdKNTQ1MTc1NjM2liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 16 maio 2023.

ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 23 de novembro de 2015. Diário oficial, 24 nov. 2015. Disponível em: [http://www.bioenergiaengenharia.com.br/RESOLUCAO%20NORMATIVA%20REN%200687\\_2015.pdf](http://www.bioenergiaengenharia.com.br/RESOLUCAO%20NORMATIVA%20REN%200687_2015.pdf). Acesso em: 15 abr. 2023.

ANEEL. **Aplicações tarifa**. 2023. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes\\_liferay/tarifa/](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/). Acesso em: 20 abr. 2023.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 20 maio 2023.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 16 de abril de 2012. Diário Oficial da União. Disponível em: [https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/REN-482\\_2012.pdf](https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/REN-482_2012.pdf). Acesso em: 15 abr. 2023.

ANEEL. **Tensões Nominais**. 2016. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/tensoes-nominais>. Acesso em: 25 abr. 2023.

ARAÚJO, Rafael Vasconcelos Moura. **Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Aplicado a Uma Fábrica de Polpas de Fruta**. Fortaleza, 2016 Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará. Disponível em: [https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/36286/1/2016\\_tcc\\_rvmaraujo.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/36286/1/2016_tcc_rvmaraujo.pdf). Acesso em: 18 abr. 2023.



ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). Norma Técnica nº 16690, de 02 de outubro de 2019. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto, 3 out. 2019. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/abnt-nbr-nm/11499/abnt-nbr16690-instalacoes-eletricas-de-arranjos-fotovoltaicos-requisitos-de-projeto>. Acesso em: 24 abr. 2023.

AYRÃO, Vinicius. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil: conceitos, aplicações e estudo de caso**. Rio de Janeiro: International Copper Association Brazil, 2018. 102 p. Disponível em: <https://abcobre.org.br/wp-content/uploads/2021/04/estudos-fotovoltaicos-vinicius-ayrao.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2023.

BERTONCELLO, Soraya Damasio. **Monitoramento Remoto na Geração Solar Fotovoltaica – Garantia de Eficiência e máximo retorno no projeto**. Novus. 2020. Disponível em: <https://www.novus.com.br/blog/artigo-monitoramento-remoto-na-geracao-solar-fotovoltaica-garantia-de-eficiencia-e-maximo-retorno-no-projeto/>. Acesso em: 25 abr. 2023.

BRASIL. Poder Legislativo. Lei n. 14.300, de 05 de janeiro de 2022. **Diário Oficial da União**: Seção 01, 07 de janeiro de 2022. Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 18 abr. 2023.

BRASIL, Banco Central do. **Taxas de juros básicas – Histórico**: histórico das taxas de juros fixadas pelo copom e evolução da taxa selic.. Histórico das taxas de juros fixadas pelo Copom e evolução da taxa Selic.. 2023. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>. Acesso em: 04 mar. 2023.

CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos - Características e associações**. Azurém: Universidade do Minho, 2010. 18 p. Disponível em: [https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos\\_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf](https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16961/1/M%C3%B3dulos%20Fotovoltaicos_Caracteristicas%20e%20Associa%C3%A7%C3%B5es.pdf). Acesso em: 13 mar. 2023.

CASARIN, Gabriel Vinicius. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um estudo de caso**. 2019. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Controle e Automação, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/200065>. Acesso em: 20 mar. 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**. ABCD Energia. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 16 abr. 2023.

ENERGÊS. **Do início ao fim Sistema Solar Off-Grid**. Energês: A linguagem da Energia. 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/do-inicio-ao-fim-sistema-solar-fotovoltaico-off-grid/>. Acesso em: 16 abr. 2023.

ENERGIA, Ministério de Minas e. **Capacidade instalada de geração distribuída solar cresce e atinge 18 GW.** 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/capacidade-instalada-de-geracao-solar-cresce-e-atinge-18-gw>. Acesso em: 20 abr. 2023.

ENERGIA, Ministério de Minas e. **Matriz elétrica brasileira apresenta expansão de 2.746 MW no primeiro trimestre de 2023.** 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/matriz-eletrica-brasileira-apresenta-expansao-de-2-746-mw-no-primeiro-trimestre-de-2023>. Acesso em: 25 abr. 2023.

ENERGIA, Ministério de Minas e. **Tarifa de Energia Elétrica.** 2021. Disponível em: [https://www.gov.br/mme/pt-br/canais\\_atendimento/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica](https://www.gov.br/mme/pt-br/canais_atendimento/ouvidoria/perguntas-frequentes/tarifa-de-energia-eletrica). Acesso em: 26 mar. 2023.

ENERGIA, Oak. **Sistema Fotovoltaico Personalizado – Guia Completo da Energia Solar.** 2021. João Vitor Carvalho. Disponível em: <https://oakenergia.com.br/sistema-fotovoltaico-guia-completo-energia-solar/>. Acesso em: 24 fev. 2023.

ENERGÊS, Joi. **Entendendo a Fatura de Energia – 4.** 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia-4/>. Acesso em: 23 mar. 2023.

ENERGÊS, Joi. **Simultaneidade Impacta a Viabilidade da Geração Própria?** 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/simultaneidade/>. Acesso em: 13 mar. 2023.

ENEL. **Tarifas Enel-CE.** 2023. Disponível em: [https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/Tarifas-ENELCE\\_Hist\\_Verde\\_REH.3.185\\_22042023.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/megamenu/taxas,-tarifas-e-impostos/Tarifas-ENELCE_Hist_Verde_REH.3.185_22042023.pdf). Acesso em: 15 abr. 2023.

GOVERNO DO BRASIL. **Setor elétrico brasileiro alcança recordes históricos e conquistas em 2021.** Gov.br. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2022/02/setor-eletrico-brasileiro-alcancarecordes-historicos-e-conquistas-em-2021>. Acesso em: 16 abr. 2023.

GRUBERT, Suzana Silva; OLIVEIRA, Vanessa Ávalo de. **Evolução das Energias Renováveis e perspectivas para o futuro utilizando a biomassa.** Revista Jurídica Direito, Dourados, v. 6, n. 8, Julho 2019.

GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300 Atualização 2023.** 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-2023/>. Acesso em: 20 abr. 2023.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico.** 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/02/Estudo-Estrategico-de-Generacao-Distribuida-2021-Mercado-Fotovoltaico-2o-semester-v1.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2023.

SOLARGIS. **Global Solar Atlas.** 2023. Disponível em:

<<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 15 maio 2023.

JÚNIOR, Natanael Fernandes Macêdo *et al.* **Dimensionamento de um sistema fotovoltaico e análise de investimento para o Instituto Centro de Ensino Tecnológico.** XXXVIII ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO. 2018. 38 ed. Anais eletrônicos [...] Maceió, 2018. Disponível em: [http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN\\_STO\\_266\\_526\\_35547.pdf](http://www.abepro.org.br/biblioteca/TN_STO_266_526_35547.pdf). Acesso em: 16 abr. 2023.

MINHA CASA SOLAR. **Inversor Solar: Tudo o que você precisa saber está aqui.** 2019. Disponível em: <http://blog.minhacasasolar.com.br/inversor-solar-tudo-o-que-voce-precisa-saber-esta-aqui/>. Acesso em: 16 abr. 2023.

MENEZES, Mariana Pereira. **Impactos da Lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: estudo de caso no Ceará.** 2022. 54 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/67636#:~:text=Apesar%20da%20redu%C3%A7%C3%A3o%20da%20tarifa,em%20compara%C3%A7%C3%A3o%20com%20a%20microgera%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 16 abr. 2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **REN ANEEL nº 1.000, de 06 de dezembro de 2021.** Diário Oficial da União, 20 dez. 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 18 abr. 2023.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **ICMS 16: CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015.** 1 ed. Brasília, 2015. 2 p. Disponível em: [https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15). Acesso em: 15 mar. 2023.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Condições atuais e perspectivas futuras.** 2014. Universidade de São Paulo, Instituto de Energia e Ambiente, Programa de Pós-Graduação em Energia. São Paulo. Disponível em: <[https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao\\_Renny\\_vfinal.pdf](https://teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-26012015-141237/publico/Dissertacao_Renny_vfinal.pdf)>. Acesso em: 04 abr. 2023.

NASCIMENTO, Adriana de Souza . **Energia Solar Fotovoltaica: Estudo e Viabilidade no Nordeste Brasileiro.** João Pessoa, 2015 Dissertação (Engenharia de Produção) - Universidade Federal da Paraíba. Disponível em: <https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/tede/8153/2/arquivototal.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2023.

NASCIMENTO, Fabiana Melo; JÚNIOR, Francisco Leite de Alencar ; CARVALHO, Jislane dos Santos . Energias Renováveis: Conhecendo as principais fontes e suas vantagens e desvantagens. *In*: CONGRESSO TÉCNICO CIENTÍFICO DA ENGENHARIA E DA AGRONOMIA. 2016, Foz do Iguaçu, 2016.

NEOSOLAR. **O que são MPPT e MLPE no inversor solar.** 2023. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/tecnologia-mppt-mlpe-otimizacao-inversor-solar>. Acesso em: 10 mar. 2023.

PEREIRA, Enio Bueno *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar.** 2 ed. São José dos Campos, f. 80, 2017. 80 p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 18 abr. 2023.

OLIVEIRA, T.; ALFONSO, S.; ALEGRE, P. **Análise Sistêmica do Impacto da Geração Distribuída no Sistema de Distribuição de Energia.** 2021. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Porto Alegre. Disponível em: <https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2022/04/001125930-1.pdf>. Acesso em: 16 jun. 2023.

OLIVEIRA, M. A. **O impacto do ICMS na Geração Distribuída no Brasil.** Revista Brasileira de Energias Renováveis, v. 5, n. 3, 19 ago. 2016. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/rber/article/download/48135/pdf>. Acesso em: 12 abr. 2023.

PINHEIRO, Marcos Aurélio da Silva. **Análise de Desempenho e Viabilidade Econômica entre Inversores do tipo String e Otimizadores de Potência instalados em Sistemas Fotovoltaicos sob diferentes condições de operação.** 2021. 97 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/37308/1/TCC%20UFMG%20-%20MARCO%20S%20AURELIO%20DA%20SILVA%20PINHEIRO%20PUBLICA%C3%87%C3%83O.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2023.

PIMENTEL, Julia Pellizzon. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída.** 2022. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2022. Disponível em: [https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/236058/pimentel\\_jp\\_tcc\\_ilha.pdf?sequence=4&isAllowed=y](https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/236058/pimentel_jp_tcc_ilha.pdf?sequence=4&isAllowed=y). Acesso em: 12 abr. 2023.

REBOLLAR, Paola Beatriz May ; RODRIGUES, Paulo Roberto . Energias Renováveis: Energia Solar. *In:* CONSÓRCIO DE UNIVERSIDADES EUROPÉIAS E LATINO-AMERICANAS EM ENERGIAS RENOVÁVEIS. 2011. Anais eletrônicos [...]. 100 p. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/259868130\\_Energia\\_Solar/download](https://www.researchgate.net/publication/259868130_Energia_Solar/download) . Acesso em: 18 abr. 2023.

RIBEIRO, Raylla Pereira. **Estudo de caso: Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial.** Araxá, 2016 Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Automação Industrial) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

RUBIM, Bárbara. **Lei 14.300: Valoração dos créditos de energia.** 2022. Disponível em: <https://drive.google.com/file/d/10XfhkaxMKA9w2UQMrh6brnf8IFE6huhA/view>. Acesso em: 14 abr. 2023.

SALES, A. M. F. D.; BARBOSA, A. T. R. ANÁLISE DAS AÇÕES E POLÍTICAS PÚBLICAS NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, v. 9, p. 91–107, 21 fev. 2020. Disponível em: [https://portaldeperiodicos.animaeducacao.com.br/index.php/gestao\\_ambiental/article/view/8688/4841](https://portaldeperiodicos.animaeducacao.com.br/index.php/gestao_ambiental/article/view/8688/4841). Acesso em: 16 maio 2023.

SOLAR, Canal. **O que é geração distribuída de energia elétrica?** 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 12 abr. 2023.

SOLAR, Portal. **Painel solar: o que é, como funciona e tipos.** 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/painel-solar>. Acesso em: 05 mar. 2023.

SOLAR, Leapton. **LP182\*182-M-72-MH - Rated Power 530-550W.** 2022. V. 3. Disponível em: <http://www.leaptonpv.com/upload/file/20220902/e736bc21ea1b4012960c1d325b63d04c.pdf>. Acesso em: 15 maio 2023.

SOLPLANET. **Ficha de dados - SÉRIE ASW LT-G2.** 2021. Disponível em: <https://solplanet.net/pt-br/products/serie-asw-lt-g2/>. Acesso em: 15 maio 2023.

TONOLO, Édwin Augusto. **Análise dos Fatores de Perdas nos Sistemas Fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba.** Curitiba, 2019. 139 p Dissertação (Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Disponível em: [http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/4664/1/CT\\_PPGSE\\_M\\_Tonolo%20C%20%C3%89dwin%20Augusto\\_2019.pdf](http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/4664/1/CT_PPGSE_M_Tonolo%20C%20%C3%89dwin%20Augusto_2019.pdf). Acesso em: 25 abr. 2023.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e aplicações.** 2 ed. Saraiva Educação S.A., v. 3, 2012.