



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO  
TOCANTINS  
CAMPUS PALMAS  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**THÁRGILA LIRA DE OLIVEIRA**

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA LOCAÇÃO DE MICRO USINAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

**PALMAS**

**2022**

**THÁRGILA LIRA DE OLIVEIRA**

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA LOCAÇÃO DE MICRO USINAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Coordenação do Curso Superior de  
Bacharelado em Engenharia Elétrica do  
Instituto Federal do Tocantins, Campus Palmas,  
como exigência à obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Fábio Lima de Albuquerque  
Coorientador: Felipe Tozzi Bittencourt

**PALMAS**

**2022**

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**  
**Bibliotecas do Instituto Federal do Tocantins**

---

- O48v      Oliveira, Thárgila Lira de  
              Viabilidade técnica e econômica da locação de micro usinas de geração  
              fotovoltaica / Thárgila Lira de Oliveira. – Palmas, TO, 2022.  
              74 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –  
              Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins, Campus  
              Palmas, Palmas, TO, 2022.
- Orientador: Dr. Fábio Lima Albuquerque  
              Coorientador: Me. Felipe Tozzi Bittencourt
1. Geração distribuída. 2. Locação de usinas fotovoltaicas. 3. Sistema  
              fotovoltaico. I. Albuquerque, Fábio Lima. II. Bittencourt, Felipe Tozzi. III.  
              Título.

**CDD 621**

---

A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio, deste documento é autorizada para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

**Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica do IFTO com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).**

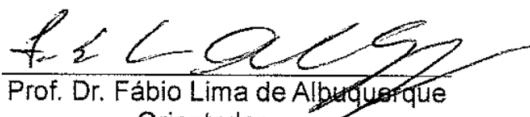
**THÁRGILA LIRA DE OLIVEIRA**

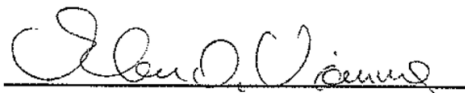
**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA LOCAÇÃO DE MICRO USINAS DE  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

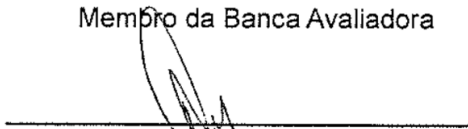
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Coordenação do Curso Superior de  
Bacharelado em Engenharia Elétrica do  
Instituto Federal do Tocantins, Campus Palmas,  
como exigência à obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: 22/06/2022

**BANCA EXAMINADORA**

  
Prof. Dr. Fábio Lima de Albuquerque  
Orientador

  
Prof. Dra. Elen Oliveira Vianna  
Membro da Banca Avaliadora

  
Prof. Me. Alex Monteiro Junior  
Membro da Banca Avaliadora

## RESUMO

Tendo em vista que o modelo de locação não possui relatos na literatura para conhecer com mais detalhes a execução e viabilidade de investimento ou locação, pesquisa-se sobre o tema da viabilidade técnica e econômica da locação de micro usinas de geração fotovoltaica, a fim de analisar as soluções viáveis respeitando as normativas da ANEEL. Para tanto é necessário fazer o levantamento das normas aplicadas, detalhar as modalidades de compensação e analisar a viabilidade técnica e econômica para o autoconsumo remoto. Realiza-se então, uma pesquisa de um objeto aplicado para a implementação da locação no estado do Tocantins. Diante disso, verifica-se a viabilidade econômica para o contratante com uma economia de R\$ 2.033,16 e para o investidor da usina um retorno financeiro de R\$ 1.316.764,34 ao longo dos 25 anos, o que impõe a constatação de conceder aos clientes uma energia mais barata sem qualquer investimento com construção e compra de equipamentos e uma oportunidade de lucro a longo prazo para investidores no modelo de negócio.

**Palavras-chave:** Geração distribuída. Locação de usinas fotovoltaicas. Sistema fotovoltaico.

## **ABSTRACT**

Considering that the lease model does not have reports in the literature to know in more detail the execution and feasibility of investment or lease, research is carried out on the technical and economic feasibility of the lease of micro photovoltaic generation plants, in order to analyze viable solutions in compliance with ANEEL regulations. To do so, it is necessary to survey the standards applied, detail the compensation modalities and analyze the technical and economic feasibility for remote self-consumption. Then, a research of an object applied for the implementation of the lease in the state of Tocantins is carried out. In view of this, the economic viability for the contractor with a savings of R\$ 2,033.16 and for the plant investor a financial return of R\$ 1,316,764.34 over the 25 years is verified, which imposes the verification of provide customers with cheaper energy without any investment in building and purchasing equipment and a long-term profit opportunity for investors in the business model.

**Keywords:** Distributed generation. Leasing of photovoltaic plants. Photovoltaic system.

## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                    |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 1</b> - Usina solar em Tauá .....                                                        | 16 |
| <b>Figura 2</b> - Ranking da capacidade instalada acumulada.....                                   | 18 |
| <b>Figura 3</b> - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019 .....                  | 19 |
| <b>Figura 4</b> - Geração Distribuída Solar por Estado em 2022 .....                               | 20 |
| <b>Figura 5</b> - Esquema de autoconsumo remoto .....                                              | 22 |
| <b>Figura 6</b> - Esquema de geração compartilhada.....                                            | 23 |
| <b>Figura 7</b> - Esquema de geração com múltiplas unidades consumidoras .....                     | 23 |
| <b>Figura 8</b> - Esquema de faturação antes e depois da locação.....                              | 25 |
| <b>Figura 9</b> - Sistema de geração off-grid e on-grid .....                                      | 26 |
| <b>Figura 10</b> – Módulo fotovoltaico.....                                                        | 27 |
| <b>Figura 11</b> – Composição de um painel solar .....                                             | 28 |
| <b>Figura 12</b> - Esquema de ligação das placas com os conectores MC4 .....                       | 28 |
| <b>Figura 13</b> - cabo solar .....                                                                | 28 |
| <b>Figura 14</b> - trechos dos cabos solares .....                                                 | 29 |
| <b>Figura 15</b> – Estruturas solares .....                                                        | 30 |
| <b>Figura 16</b> - Inversor solar .....                                                            | 31 |
| <b>Figura 17</b> - Plataforma de monitoramento.....                                                | 31 |
| <b>Figura 18</b> - Entradas e conexões do inversor.....                                            | 32 |
| <b>Figura 19</b> - Principais mudanças no novo marco regulatório.....                              | 36 |
| <b>Figura 20</b> - Fluxograma da metodologia utilizada .....                                       | 37 |
| <b>Figura 21</b> - Coordenada geográfica .....                                                     | 38 |
| <b>Figura 22</b> - Irradiação solar diária mensal no plano inclinado da cidade de Palmas - TO..... | 39 |
| <b>Figura 23</b> - Módulo solar com orientação incorreta .....                                     | 40 |
| <b>Figura 24</b> - Tarifa média de aplicação em (R\$/MWH) para a ETO.....                          | 41 |
| <b>Figura 25</b> - Efeito dos reajustes tarifários para a ETO. ....                                | 42 |
| <b>Figura 26</b> - Simulação da curva de geração do inversor com clipping .....                    | 48 |
| <b>Figura 27</b> – Projeto do objeto de estudo .....                                               | 53 |
| <b>Figura 28</b> - Inversor Sungrow de 75kW .....                                                  | 54 |
| <b>Figura 29</b> – Geração x Consumo .....                                                         | 55 |
| <b>Figura 30</b> - Conta antes do sistema com as bandeiras tarifárias.....                         | 58 |
| <b>Figura 31</b> - Conta depois do sistema com as bandeiras tarifárias.....                        | 58 |
| <b>Figura 32</b> - Fio B para cada consumidor .....                                                | 60 |

|                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 33</b> - Retorno financeiro .....               | 63 |
| <b>Figura 34</b> - Comparação do retorno financeiro ..... | 64 |

## LISTA DE TABELAS

|                                                                                               |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabela 1</b> - Unidades consumidoras com geração distribuída em 2022 .....                 | 18 |
| <b>Tabela 2</b> - Modalidades da geração distribuída 2022 .....                               | 20 |
| <b>Tabela 3</b> - Taxa de disponibilidade da energia elétrica .....                           | 21 |
| <b>Tabela 4</b> - Características dos consumidores.....                                       | 45 |
| <b>Tabela 5</b> - Características dos módulos Jinko Solar .....                               | 46 |
| <b>Tabela 6</b> - Característica do inversor .....                                            | 47 |
| <b>Tabela 7</b> – Orçamento dos equipamentos .....                                            | 51 |
| <b>Tabela 8</b> – Geração do objeto de estudo.....                                            | 54 |
| <b>Tabela 9</b> - Informações sobre as tarifas dos modelos de compensações .....              | 56 |
| <b>Tabela 10</b> - Rateio e economia mensal dos participantes .....                           | 56 |
| <b>Tabela 11</b> - Análise mensal dos clientes.....                                           | 57 |
| <b>Tabela 12</b> - Bandeiras tarifárias sobre o consumo e sobre o custo disponibilidade ..... | 59 |
| <b>Tabela 13</b> - Retorno financeiro .....                                                   | 61 |
| <b>Tabela 14</b> - Retorno anual com as despesas .....                                        | 61 |
| <b>Tabela 15</b> – Payback descontado .....                                                   | 62 |
| <b>Tabela 16</b> - Resultado dos indicadores .....                                            | 63 |

## LISTA DE EQUAÇÕES

|                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Equação 1</b> - Valor Presente Líquido.....                         | 33 |
| <b>Equação 2</b> - Taxa Interna de Retorno .....                       | 34 |
| <b>Equação 3</b> - Payback descontado .....                            | 35 |
| <b>Equação 4</b> - Tarifa com imposto sem o sistema .....              | 44 |
| <b>Equação 5</b> - Tarifa com imposto com o sistema.....               | 44 |
| <b>Equação 6</b> - Consumo médio diário .....                          | 45 |
| <b>Equação 7</b> - Potência do sistema .....                           | 45 |
| <b>Equação 8</b> - Cálculo da quantidade de módulos necessários .....  | 46 |
| <b>Equação 9</b> - Fator de Dimensionamento do Inversor .....          | 49 |
| <b>Equação 10</b> - Cálculo da correção do Voc .....                   | 49 |
| <b>Equação 11</b> - Quantidade máxima de módulos pelo método Voc.....  | 50 |
| <b>Equação 12</b> - Quantidade máxima de módulos pelo método Vmp ..... | 50 |
| <b>Equação 13</b> - Strings por MPPT .....                             | 50 |
| <b>Equação 14</b> - Relação CC/CA .....                                | 50 |
| <b>Equação 15</b> - Valor monetário da geração .....                   | 51 |
| <b>Equação 16</b> - Economia média p/ o cliente .....                  | 51 |
| <b>Equação 17</b> - Cálculo do aluguel mensal .....                    | 51 |

## LISTA DE SIGLAS

|         |                                                                         |
|---------|-------------------------------------------------------------------------|
| ANEEL   | Agência Nacional de Energia Elétrica                                    |
| ABNT    | Associação Brasileira de Normas Técnicas                                |
| BEN     | Balanço Energético Nacional                                             |
| CA      | Corrente Alternada                                                      |
| CC      | Corrente Contínua                                                       |
| CGC     | Cadastro Geral de Contribuintes                                         |
| COFINS  | Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social                  |
| CONFAZ  | Conselho Nacional de Política Fazendária                                |
| CRESESB | Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito |
| EPE     | Empresa de Pesquisa Energética                                          |
| ETO     | Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A                         |
| FDI     | Fator de Dimensionamento do Inversor)                                   |
| GD      | Geração Distribuída                                                     |
| ICMS    | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços         |
| INPE    | Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE)                        |
| IRENA   | Agência Internacional de Energias Renováveis                            |
| MPPT    | <i>Maximum Power Point Tracking</i>                                     |
| NBR     | Norma Brasileira                                                        |
| OPEX    | <i>Operational Expenditure</i>                                          |
| PIS     | Programa de Integração Social                                           |
| REN     | Resolução Normativa                                                     |
| SISGD   | Sistema de Registro de Geração Distribuída                              |
| TE      | Tarifa de Energia                                                       |
| TIR     | Taxa Interna de Retorno                                                 |
| TMA     | Taxa Mínima de Atratividade                                             |
| TUSD    | Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição                                |
| VPL     | Valor Presente Líquido                                                  |

## SUMÁRIO

|          |                                                               |           |
|----------|---------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>INTRODUÇÃO .....</b>                                       | <b>12</b> |
| 1.1      | Problema de pesquisa .....                                    | 13        |
| 1.2      | Justificativa.....                                            | 14        |
| 1.3      | Objetivos .....                                               | 15        |
| 1.3.1    | Objetivo geral.....                                           | 15        |
| 1.3.2    | Objetivos específicos.....                                    | 15        |
| <b>2</b> | <b>REVISÃO DE LITERATURA.....</b>                             | <b>16</b> |
| 2.1      | A geração distribuída .....                                   | 16        |
| 2.2      | A geração de energia fotovoltaica distribuída no Brasil ..... | 18        |
| 2.2.1    | Panorama da GD no Brasil.....                                 | 19        |
| 2.3      | Normativas da GD em baixa tensão .....                        | 21        |
| 2.3.1    | Sistema de compensação .....                                  | 22        |
| 2.4      | Modelo de negócio: Locação de micro usinas .....              | 23        |
| 2.5      | Funcionamento de geração da energia solar .....               | 25        |
| 2.6      | Equipamentos básicos da energia solar .....                   | 26        |
| 2.6.1    | Módulo Fotovoltaico .....                                     | 27        |
| 2.6.2    | Cabos solares.....                                            | 28        |
| 2.6.3    | Estrutura de suporte .....                                    | 30        |
| 2.6.4    | Inversor.....                                                 | 30        |
| 2.7      | Viabilidade técnica e econômica .....                         | 32        |
| 2.7.1    | Aquisição do terreno .....                                    | 32        |
| 2.7.2    | Fluxo de caixa .....                                          | 33        |
| 2.7.3    | Valor Presente Líquido (VPL) .....                            | 33        |
| 2.7.4    | Taxa Interna de Retorno (TIR).....                            | 34        |
| 2.7.5    | Payback. ....                                                 | 34        |
| 2.8      | Novo marco regulatório da geração distribuída .....           | 35        |
| <b>3</b> | <b>PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS .....</b>                      | <b>37</b> |
| 3.1      | Levantamento de dados.....                                    | 37        |
| 3.1.1    | Características do objeto de estudo .....                     | 38        |
| 3.1.2    | Irradiação solar.....                                         | 38        |
| 3.1.3    | Orientação e inclinação dos módulos.....                      | 40        |
| 3.1.4    | Processos e reajustes tarifários .....                        | 41        |
| 3.1.5    | Incidência de impostos federais e estaduais .....             | 42        |

|                                                                              |           |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>3.2 Dimensionamento do sistema de microgeração conectado à rede .....</b> | <b>44</b> |
| 3.2.1 Consumo e energia a ser produzida.....                                 | 44        |
| 3.2.2 Escolha e dimensionamento do número de módulos .....                   | 45        |
| 3.2.3 Dimensionamento do inversor .....                                      | 47        |
| 3.2.4 Sobrecarregamento máximo.....                                          | 49        |
| <b>3.3 Análise de viabilidade .....</b>                                      | <b>50</b> |
| 3.3.1 Despesas com o sistema .....                                           | 52        |
| <b>4 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>                                        | <b>53</b> |
| 4.1 Sistema proposto .....                                                   | 53        |
| 4.2 Viabilidade econômica do cliente .....                                   | 55        |
| 4.3 Viabilidade econômica para o proprietário da usina .....                 | 60        |
| <b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>                                           | <b>65</b> |
| <b>REFERÊNCIAS .....</b>                                                     | <b>67</b> |
| <b>APÊNDICE A – PROJETO DA USINA SOLAR .....</b>                             | <b>73</b> |

## 1 INTRODUÇÃO

Em 1996, foi instituída Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da lei 9.427/1996, com a função de regulamentar a utilização de energia no Brasil. Desde então, a agência determina as normas, com as condições necessárias para a utilização de qualquer fonte de energia elétrica no país. A lei determina que a ANEEL é responsável pela regulamentação e fiscalização de qualquer produção, transmissão, distribuição e comercialização do insumo (BRASIL, 1996).

Em complemento, foi instituído o decreto nº 2.335/1997, normatizando a organização interna da agência, incluindo suas competências, atribuições, estatuto, autonomia, entre outros elementos nesse aspecto. A legislação sobre a energia solar vem tanto de leis criadas e desenvolvidas pelo Governo Federal, quanto de resoluções da ANEEL (BRASIL, 1997).

No segmento de Geração Distribuída (GD), na qual a energia elétrica é gerada no local de consumo ou próximo a carga, o Brasil conta atualmente com cerca de 10,82 GW de potência instalada de energia solar fotovoltaica, de acordo com a dados levantados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022a). Nos últimos 22 anos o Brasil passou por várias crises energéticas devido à escassez hídrica ocorridas no ano de 2001 e 2014, sendo o crescimento da energia solar fotovoltaica intensificado a partir da crise que ocorreu nos anos de 2020 e 2021, o qual ocasionou um aumento significativo das tarifas de energia elétrica, impulsionando os consumidores a buscarem sua própria produção de energia sustentável.

Segundo o diretor de engenharia Ricardo Ferraz (2021), no portal Jornal Nacional, em entrevista sobre como a crise hídrica impulsiona a energia solar<sup>1</sup>, afirma que o investimento em energia fotovoltaica não é só apenas sustentável, como também modifica o estado de dependência em relação as hidrelétricas.

Exercendo um papel fundamental para o sistema elétrico brasileiro, a construção da primeira usina solar em escala comercial na América Latina, inserida no município de Tauá em 2011, permitiu o processo evolutivo do setor após a publicação da Resolução Normativa (REN) 482 em 2012 da ANEEL, que estabelece a premissa de que qualquer consumidor pode gerar sua própria energia conectada à rede de distribuição. Assim, pretendendo melhorar a normativa, a ANEEL determinou em 2015, através da normativa 687, que seriam consideradas como microgeração a central geradora com potência instalada de até 75kW, enquanto potências superiores a 75kW e menor ou igual a 5MW como minigeração, além de criar modalidades de

---

<sup>1</sup> Disponível em <https://g1.globo.com/jornal-nacional/noticia/2021/10/23/crise-hidrica-impulsiona-energia-solar.ghtml>. Acesso em 27/10/2021.

compensação conhecidas como: autoconsumo remoto, geração compartilhada e múltiplas unidades consumidores (BRASIL, 2012, 2015a).

Com o alto crescimento das usinas solares se propagando em ritmo acelerado, foi notado a necessidade dos consumidores em querer ter um desconto na conta de luz sem precisar realizar um investimento inicial alto com a compra de todos os equipamentos. Além disso, também foi observado que ademais consumidores se encontravam em situações a qual eram residentes de moradia alugada ou não detinham de espaço suficiente para a instalação.

Dessa forma, pensando em diminuir a crise hídrica e oferecer melhor economia para os consumidores, nasce uma nova modalidade de investimento para preencher essa lacuna, a locação de usinas solares, que funciona a partir de mensalidades fixa para a locação de uma fração da usina para a compensação de energia, junto com os custos de manutenção destas. Assim, a partir do planejamento de empresas, a locação de usinas passou a não ter apenas vantagens para os consumidores que não careciam de investimento inicial, mas também, como uma forma de lucro a longo prazo para investidores.

Conforme Guilherme de Araújo (2021), diretor do grupo Cadastro Geral de Contribuintes (CGC), o benefício principal dessa modalidade de investimento é o cliente apenas pagar pelo valor gasto com a energia elétrica com um custo menor em relação à tarifa da concessionária de energia, sem necessidades de fazer alterações ou compras de equipamentos para a sua unidade consumidora. Entretanto pelo ponto de vista contratual do modelo de negócio de locação, pelas regras da ANEEL no artigo 6-A da REN 482/2012 não é permitido vender energia no mercado cativo, devido existirem algumas restrições para viabilizar esse tipo de projeto.

Nesse sentido, é evidente que a locação de usinas solares fotovoltaicas se torne cada vez mais competitivas no mercado, tendo em vista que a energia elétrica sofre reajustes anuais na tarifa e o custo desta aumenta. Além de ser uma alternativa acessível para consumidores por meio de mensalidades de aluguel fixo, esse modelo é capaz de melhorar o perfil do setor elétrico brasileiro por produzir energia limpa e contribuir para a sustentabilidade do planeta.

### **1.1 Problema de pesquisa**

Em virtude das informações até aqui apresentadas, com a alta demanda da busca por economia, muitas empresas e consumidores optam pela locação de usina solar para reduzir a conta de energia. Dessa forma, o investidor responsável pela construção da usina necessita seguir as normativas da ANEEL para viabilizar o projeto. Logo que, para assinar o contrato de

locação, é necessário solicitar o acesso à rede da concessionária que será comissionada ao sistema, informando, de forma legal, que a energia a ser direcionada para o consumidor será referente a geração da usina.

Somado a isso, o artigo 6-A da REN 482/2012 dispõe que:

“a distribuidora não pode incluir os consumidores no Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a micro ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica”.

Diante dessa problemática o presente estudo estabelece como problema de pesquisa: Quais são soluções viáveis, respeitando as normativas da geração distribuída para a locação de usinas solares?

## **1.2 Justificativa**

Em um contexto em que a matriz elétrica brasileira é uma das mais renováveis do mundo por sua característica hidráulica, torna-se cada vez mais necessária a implementação de outras energias renováveis como usinas solares e eólicas para reduzir os problemas causados pela escassez hídrica. Constituindo a maior parte da matriz por hidrelétricas, principais centrais geradoras de energia renovável no Brasil, essa fonte é um modelo que se apresenta suscetível a vulnerabilidades de eventos climáticos, sendo inevitável o uso das termoelétricas movidas a combustíveis fósseis, as quais são caras e emissora de gás carbônico e outros poluentes, que em contrapartida ocasiona aumento das tarifas e do efeito estufa, o qual contribui para mudanças climáticas, prejudicando assim a geração das hidrelétricas (CIRILO, 2015).

Dentro dessas opções em substituição às hidrelétricas como fonte renovável, atualmente o modelo de negócio que vem ganhando força dentro da geração distribuída são as locações de usinas solares. Por ser uma energia renovável a sua geração não provoca danos ao meio ambiente, além do baixo custo da construção em relação a vida útil dos equipamentos e da confiabilidade a falhas. Mas, apesar de ser um modelo que está crescendo pela alternativa econômica que fornece o acesso à energia solar, não há relatos na literatura para entender detalhes maiores referentes a execução e viabilidade para quem vai investir ou contratar.

Assim, a relevância e o ineditismo do presente trabalho parte da necessidade de entender os diferentes modelos de compensação de energia dentro do modelo de locação, e soluções viáveis respeitando as normativas da geração distribuída para a viabilização técnica e

econômica do projeto, e para que empresas e consumidores não só compreendam o funcionamento, como também tenham acesso a um estudo aprofundado sobre a implementação desse modelo.

### **1.3 Objetivos**

#### **1.3.1 Objetivo geral**

Analisar as soluções viáveis respeitando as normativas da geração distribuída para a locação de usinas solares.

#### **1.3.2 Objetivos específicos**

- a) Realizar o levantamento das normas aplicadas a geração distribuída;
- b) Detalhar as modalidades de compensação de energia;
- c) Analisar a viabilidade técnica e econômica para a compensação em autoconsumo remoto;

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 A geração distribuída

No Brasil o sistema convencional de energia elétrica vem passando por problemas, tendo em vista que a demanda energética ocorre pela maior parte da queima do petróleo e da biomassa, segundo os dados levantados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2004 (EPE, 2004). Devido à baixa eficiência energética desses modelos e dos impactos ambientais e climáticos provenientes da queima, surge uma nova tendência utilizando fontes de energias renovável para a geração de energia no local ou próximo a carga a níveis de tensão mais baixos, denominado de GD (CARDOSO et al., 2021).

No Brasil a GD foi criada através do decreto nº 5.163/2004, que a define como a produção de energia elétrica originada de concessionárias, permissionárias ou autorizadas, com a exceção da geração de hidrelétricas com potência superior a 30MW e termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%. Em outras palavras, a geração distribuída refere-se à aproximação dos consumidores com geradores, ligados diretamente na rede de distribuição (BRASIL, 2004).

O maior salto para o incentivo dessa nova tecnologia foi com a construção da primeira usina solar de iniciativa privada localizada em Tauá (Figura 1), no sertão do Ceará em 2011, contendo cerca de 4.680 painéis fotovoltaicos com capacidade inicial de geração de 1MW. Esta foi a primeira central solar no Brasil em escala comercial na América Latina a gerar energia elétrica para mais de mil famílias.

**Figura 1** - Usina solar em Tauá



Fonte: ENEVA (c2020).

Posteriormente a GD passou por várias revisões, até que em 2012 houve uma grande mudança no setor de energia solar após a publicação da REN nº 482 instituída pela a ANEEL, que estabelece as condições gerais para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica e compensação de energia, definindo as potências do sistema como microgeração a central geradora com capacidade instalada de 100kW utilizando fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, e a minigeração superior a 100kW e menor ou igual a 1MW para fontes com base na mesma utilizada pela a microgeração (BRASIL, 2012).

Segundo Bajay et al. (2018), com o aumento do interesse dos consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias pela nova tendência de geração, a GD consequentemente teve uma certa ampliação no número de sistemas instalados. Para estimular ainda mais os consumidores a colorem placas geradoras, a ANEEL em 2015 determinou através da resolução nº 687, uma revisão e atualização da resolução nº 482/2012, com destaque para as seguintes numerações:

- a) Alteração dos limites de potência instalada para a microgeração sendo menor ou igual a 75kW, e para a minigeração superior a 75kW e menor ou igual a 5MW;
- b) A criação dos métodos de compensação de energia, como a geração compartilhada, autoconsumo remoto e empreendimento com múltiplas unidades consumidoras.

Ainda segundo Baya et al. (2018), conforme interpretação da normativa nº 482/2012 atualizada em 2017, é importante ressaltar que os investidores em geração distribuída não conseguem zerar a fatura de energia com a compensação, devido a cobrança do imposto ICMS no faturamento do valor de parte da diferença entre a energia consumida e a energia injetada, além de levar em consideração a taxa mínima de disponibilidade que se resumem em monofásica 30kWh/mês, bifásica 50kWh/mês e trifásica 100kWh/mês para os consumidores do grupo B em baixa tensão. Para os consumidores de alta tensão categorizado como grupo A, o valor mínimo a ser pago é referente a demanda contratada pela unidade consumidora. Será discutido sobre a compensação de energia com mais riqueza de detalhes nos próximos capítulos do trabalho.

Para acesso as informações do novo modelo, a ANEEL disponibiliza uma base de dados do Sistema de Registro de Geração Distribuída (SISGD) em Power BI com todas as informações das GD's instaladas pelo Brasil, contendo relatórios e painéis iterativos de fácil consulta e acesso. De acordo com a SISGD existem cerca de 1.018.792 usinas com um total de 11,03GW de potência instalada (ANEEL, 2022a). Na Tabela 1 é possível observar a participação correspondente a cada tipo de central geradora e a quantidade de unidades consumidoras que recebem os créditos gerados por cada central.

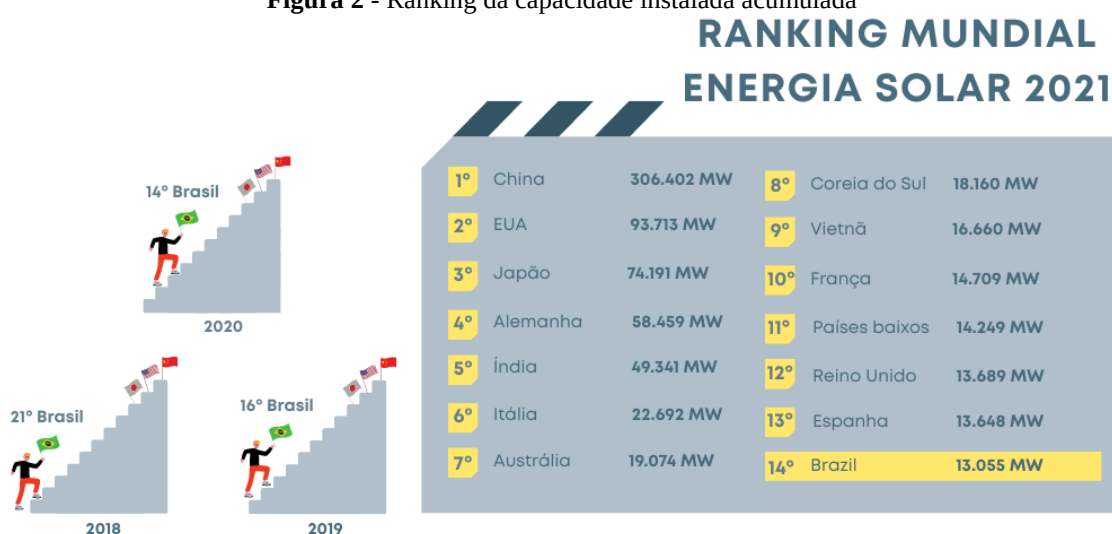
**Tabela 1** - Unidades consumidoras com geração distribuída em 2022

| Tipo         | Quantidade       | Quantidade de UC's que recebem os créditos | Potência instalada (kW) |
|--------------|------------------|--------------------------------------------|-------------------------|
| CGH          | 76               | 17.184                                     | 70.321,67               |
| EOL          | 90               | 160                                        | 17.155,10               |
| UFV          | 1.018.232        | 1.284.887                                  | 10.820.447,44           |
| UTE          | 394              | 7.073                                      | 122.269,20              |
| <b>TOTAL</b> | <b>1.018.792</b> | <b>1.309.304</b>                           | <b>11.030.193,41</b>    |

Fonte: ANEEL (2022a).

## 2.2 A geração de energia fotovoltaica distribuída no Brasil

A Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA) elabora anualmente um relatório que mostra o ranking mundial da energia solar fotovoltaica. Em 2021, o Brasil desembarcou em 14º lugar com 13,055 GW (Figura 2), um aumento de aproximadamente 5GW a mais do que o relatório do ano passado mostrou e que atualmente já alcançou 15GW. A China foi apontada como líder, seguida por EUA, Japão, Alemanha, Índia, Itália, Austrália, Coreia do Sul, Vietnã e França em décimo lugar (IRENA, 2022).

**Figura 2** - Ranking da capacidade instalada acumulada

Fonte: Adaptado de IRENA (2022).

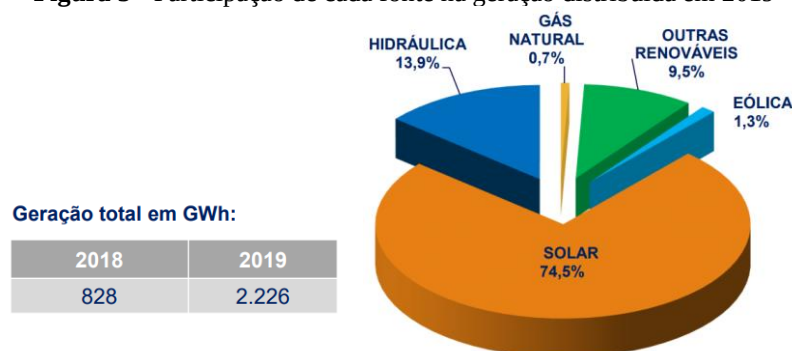
Conforme o Atlas Brasileiro de energia solar, o território brasileiro recebe elevados níveis de incidência solar com uma variabilidade mensal baixa. No Brasil, os valores de radiação solar se encontram mais baixos na região norte devido as características climáticas, em consequência a irradiação global média nos planos horizontais (4,64 kWh/m<sup>2</sup>) e inclinado (4,66 kWh/m<sup>2</sup>) apresentam valores próximos ao da região Sul e a irradiação direta normal (3,26 kWh/m<sup>2</sup>) inferior a todas as outras regiões do Brasil. Contudo, a região Nordeste em termo de radiação solar supera países líderes mesmo com a variabilidade mensal inferior (INPE, 2017).

Apesar do grande avanço da geração fotovoltaica distribuída, o Brasil ainda não explorou seu grande potencial. O mercado para essa fonte ainda é pequeno, tomando como base que a região menos favorecida pela radiação compete com líderes do setor onde a tecnologia é disseminada para a produção de energia, sendo necessário investimentos, acesso à informação e incentivos governamentais e estatais para a difusão da tecnologia no país. Assim, “é fundamental utilizar todo o potencial de fontes renováveis, não só pelo aspecto tecnológico e ambientalmente sustentável, mas principalmente pelas questões socioeconômicas.” (BARROS, 2020).

A principal fonte de produção de energia atualmente são as usinas hidrelétricas que correspondem maioritariamente mais da metade da matriz elétrica, com a escassez de recursos devido as eventuais mudanças na atmosfera o setor elétrico encontra várias dificuldades por causa da dependência hídrica presente até na matriz energética. Pensando nisso, a GD teve um impacto positivo na diversificação da matriz energética, após a publicação da premissa que estabelece sua inserção nº 482/2012.

Além disso o Balanço Energético Nacional (BEN) constatou que em 2019 a GD teve um aumento de 169% em sua participação com destaque para a fonte solar que corresponde a 74,5% das micro e minigeração distribuída (Figura 3) (EPE, 2020). Com isso, embora os números de consumidores de energia fotovoltaica sejam baixos o Brasil pode ter sua garantia de estabilidade energética nos próximos períodos com incentivos a partir do modelo de compensação de energia.

**Figura 3** - Participação de cada fonte na geração distribuída em 2019



Fonte: EPE (2020).

### 2.2.1 Panorama da GD no Brasil

Atualmente a energia solar vem crescendo através de pequenos e médios projetos na geração distribuída utilizando o sistema de compensação de energia, que surgiu através da REN nº 687/2015 como forma de incentivo as energias renováveis. Por conta das inúmeras

vantagens, como economia e sustentabilidade, estima-se que a tendência de crescimento continue por ser uma alternativa para reduzir custos para os consumidores de variados perfis, como estabelecimentos comerciais, industriais e principalmente para consumidores residenciais que consistem na maior taxa de instalações (ABGD, 2021).

Na Tabela 2 é possível observar as 4 modalidades de compensação de energia existentes no Brasil. A geração na própria unidade de consumo (UC) lidera seguida do autoconsumo remoto que é a energia gerada no local de consumo e compensada em outra unidade consumidora.

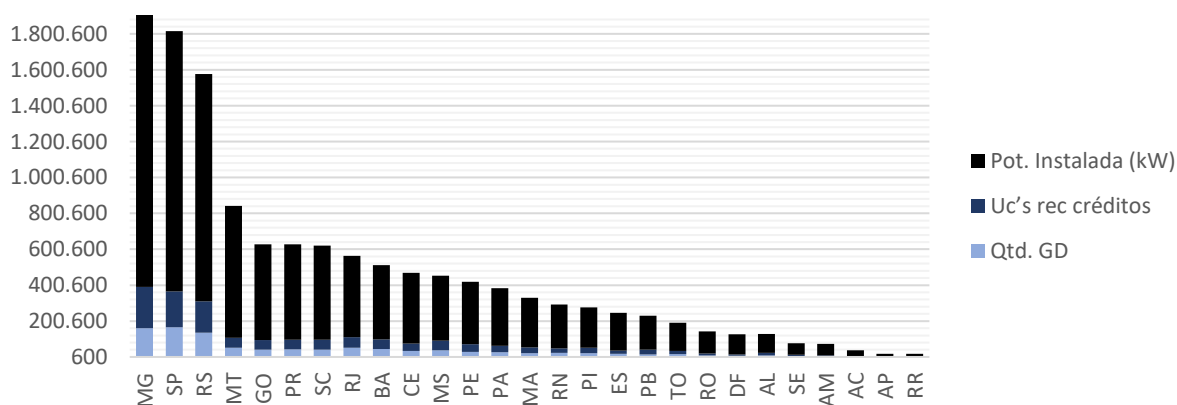
**Tabela 2 - Modalidades da geração distribuída 2022**

| <b>Modalidade</b>     | <b>Quantidade</b> | <b>Quantidade de UC's que recebem os créditos</b> | <b>Potência instalada (kW)</b> |
|-----------------------|-------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|
| Autoconsumo remoto    | 156.407           | 440.534                                           | 2.301.858,79                   |
| Condomínios           | 230               | 1.047                                             | 5.897,44                       |
| Geração compartilhada | 1.941             | 7.509                                             | 92.021,30                      |
| Geração na própria UC | 860.214           | 860.214                                           | 6.088.100,02                   |
| <b>Total</b>          | <b>1.018.792</b>  | <b>1.309.304</b>                                  | <b>11.030.193,41</b>           |

Fonte: ANEEL (2022b).

De acordo com a plataforma SISGD, no período de conexão de 2020, o país contava com cerca de 4,79GW de potência instalada para a fonte solar, até alcançar os atuais 10,82GW, número que representa o crescimento da geração distribuída em 120%. As regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste do Brasil tem o maior potencial de captação de energia solar em todo o país. A região Norte também possui bons acessos à radiação solar, mas não tanto quanto as demais áreas, devido à sua localização e clima. Percebe-se que o estado de Minas Gerais lidera o ranking (Figura 4), mantendo sua liderança desde 2012, sendo o protagonista devido a diversos fatores, principalmente as excelentes condições climáticas e a continuidade dos incentivos governamentais à geração distribuída.

**Figura 4 - Geração Distribuída Solar por Estado em 2022**



Fonte: Adaptado ANEEL (2022c).

### 2.3 Normativas da GD em baixa tensão

As condições normativas da geração distribuída em baixa tensão (BT) é para todo e qualquer tipo de acessante de microgeração com potência instalada de inversor de até 75kW que façam o uso do sistema de compensação de energia. Resumindo, é composto por unidades consumidoras caracterizada pela tarifa convencional com o fornecimento de tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1kV (ENERGISA, 2021).

No Brasil a energia excedente não pode ser vendida, mas pode ser utilizada para a geração de créditos no abatimento da conta de luz do consumidor beneficiário da geração distribuída, possuindo o direito de utilizar os créditos gerados em alguns dos modelos de compensação com um prazo de 60 meses o que equivale a 5 anos. Após a expiração os créditos serão convertidos a favor da modicidade tarifária. Dessa forma, é importante destacar que para os consumidores conectados em baixa tensão, mesmo que a geração tenha sido maior que o consumo do mês, será aplicado o faturamento referente ao custo de disponibilidade categorizados na Tabela 3 (ANEEL, 2016).

**Tabela 3** - Taxa de disponibilidade da energia elétrica

| <b>Taxa de disponibilidade</b> |                 |                  |
|--------------------------------|-----------------|------------------|
| <b>Monofásico</b>              | <b>Bifásico</b> | <b>Trifásico</b> |
| 30 kWh/mês                     | 50 kWh/mês      | 100 kWh/mês      |

Fonte: ANEEL (2016).

De acordo com a normativa, os consumidores em alta tensão (Grupo A) podem ser optante B ao optar pelo faturamento da tarifa do grupo B, se for atendido pelo menos um dos critérios dispostos da REN nº 768/2017 (BRASIL, 2017):

- I. a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 112,5 kVA;
- II. a soma das potências nominais dos transformadores for igual ou inferior a 1.125 kVA, se classificada na subclasse cooperativa de eletrificação rural;
- III. a unidade consumidora se localizar em área de veraneio ou turismo cuja atividade seja a exploração de serviços de hotelaria ou pousada, independentemente da potência nominal total dos transformadores; ou
- IV. quando, em instalações permanentes para a prática de atividades esportivas ou parques de exposições agropecuárias, a carga instalada dos refletores utilizados na iluminação dos locais for igual ou superior a 2/3 (dois terços) da carga instalada total.

### 2.3.1 Sistema de compensação

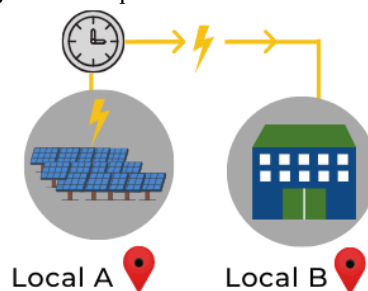
O sistema de compensação de energia pela atual regra da ANEEL nº 687/2015, estabelece a premissa de que qualquer unidade consumidora pode gerar energia conectada a distribuidora, na qual a energia ativa é injetada na rede da concessionária em forma de créditos acumulativos caso a energia gerada da unidade tenha sido maior que a energia consumida (BRASIL, 2015a).

Com a norma em vigor, novas modalidades de geração distribuída foram criadas além da geração na própria UC, caracterizada pela energia gerada no local, a REN 687/2015 criou e definiu as modalidades de compensação ampliando a autogeração de energia no país, as quais são citadas a seguir:

#### a) Autoconsumo remoto

Nesta modalidade o autoconsumo remoto permite ao consumidor utilizar a energia gerada no imóvel em que se tem a geração na própria UC e utilizar os créditos em outra unidade (Figura 5), desde que ambas as titulares estejam no mesmo CPFs ou CNPJs e que sejam atendidas pela mesma distribuidora. Assim, o cliente pode usufruir dos créditos provenientes da outra unidade.

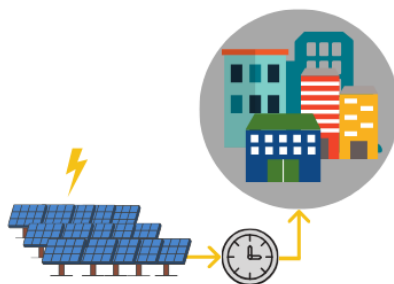
**Figura 5** - Esquema de autoconsumo remoto



Fonte: ECOA (2020).

#### b) Geração compartilhada

Nesta modalidade a geração compartilhada permite ao consumidor por meio de consórcio/cooperativa compartilhar a geração de créditos com vários consumidores de diferentes CPFs e CNPJs desde que ambas sejam atendidas pela a mesma distribuidora, podendo a geração estar no local ou distante da área de consumo (Figura 6).

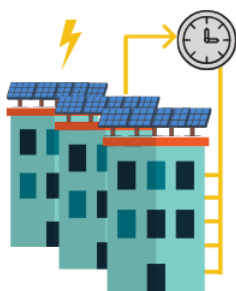
**Figura 6** - Esquema de geração compartilhada

Fonte: ECOA (2020).

A geração compartilhada no modelo de cooperativa é regida pelo código civil e lei nº 5.764/1971 que estabelece no mínimo 20 pessoas físicas com o mesmo propósito, voltada a consumidores distintos que envolvam apenas CPFs. Já o modelo de consórcio é regido pelo código civil e lei nº 11.795/2008 que estabelece no mínimo 2 pessoas com propósito comum, voltada a consumidores distintos que envolvam apenas CNPJs. Dependendo do modelo do consórcio podem ser associados CPFs (BRASIL, 1971, 2008).

### **c) Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras**

Nesta modalidade a geração com múltiplas unidades consumidoras permite consumidores residenciais, comerciais e de condomínios gerarem energia para abater o consumo da área comum do condomínio (piscina, área de lazer etc.) quanto das unidades individuais, sendo os créditos divididos entre as unidades do condomínio desde que estejam situados na mesma área ou em área contígua (Figura 7).

**Figura 7** - Esquema de geração com múltiplas unidades consumidoras

Fonte: ECOA (2020).

## **2.4 Modelo de negócio: Locação de micro usinas**

O modelo de negócio de locação de usinas não teve sua origem a partir da REN nº 482. Apesar de se tornar uma prática cada vez mais comum entre empreendedores o contrato de locação de equipamentos teve influência dos contratos *Built to Suit*, que permite o locador

construir para atender as necessidades do locatário em troca de pagamentos mensais (TRIBUCI, 2019).

É importante salientar que é proibida a venda de energia elétrica no grupo cativo em que o valor cobrado se desse por R\$/kWh, já que para possibilitar tal ação seria necessário a implementação de uma usina solar de grande porte para a comercialização em leilões e venda de energia no mercado livre, o que fugiria da geração distribuída e se categorizaria como geração centralizada.

De acordo com a ANEEL, o artigo 6-A da REN 482/2012 dispõe que:

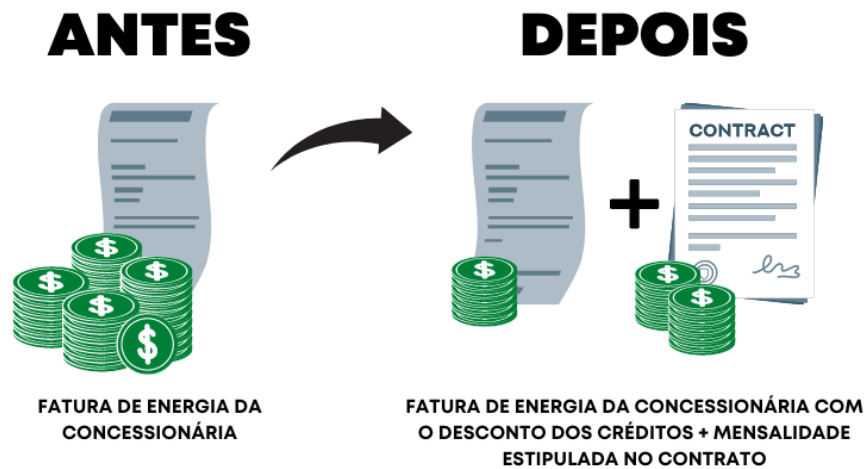
“a distribuidora não pode incluir os consumidores no Sistema de Compensação de Energia Elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a micro ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica” (BRASIL, 2012).

Ainda segundo Tribuci (2019), o mercado solar passou a empregar contratos de locação para se remunerarem assim como acontece no ramo imobiliário, tendo em vista que esses contratos não incidem impostos sobre serviços. Como a geração da usina e o consumo do consumidor são fatores variantes, a ANEEL determinou que sobre a locação dos equipamentos poderia haver pagamento do aluguel relacionado ao desempenho da usina.

Diniz (2017), destaca que a vantagem do modelo de aluguel é que o locatário não carece de realizar o investimento inicial para a construção da usina solar e compra dos equipamentos, em razão dele está alugando o sistema e posteriormente pagará após a assinatura do contrato em que o sistema entrar em operação. É possível se ter duas formas de locação, sendo a locação para um único cliente ou para vários clientes diferentes.

Então, com a locação da usina o locatário possuirá uma mensalidade estipulada pelo locador em que se deve calibrar o valor de desconto a ser entregue ao cliente, dessa forma alugando a usina o consumidor terá uma mensalidade a ser paga para o proprietário da usina e uma fatura com o valor residual que deve ser paga para a concessionária. A Figura 8 mostra o esquema de faturação antes e depois da locação com descontos que podem variar de 10% a 20% na conta de energia (CANAL SOLAR, 2022).

**Figura 8** - Esquema de faturação antes e depois da locação



Fonte: Adaptado ECOA (2020).

## 2.5 Funcionamento de geração da energia solar

No Brasil existem locais de difícil acesso a rede de distribuição, como fazendas ou comunidades isoladas, nesses locais sistemas autônomos conhecidos como “*off-grid*” são empregados para gerar eletricidade no local onde a energia elétrica não esteja disponível. No sistema *off-grid* o funcionamento se dá em razão dos módulos produzirem energia em corrente contínua e o inversor transformar essa corrente em alternada para ser utilizada nas cargas, em aplicações que requerem baterias deve ser empregado um controlador de carga, que é um carregador de bateria usado para regular a carga e prolongar a sua vida útil, podendo ser ligado aparelhos diretamente ao controlador que utilizam de corrente contínua, sem a necessidade do inversor (VILLALVA, GAZOLI, 2012).

Com as desvantagens desse tipo de geração devido ao custo alto e baixa durabilidade das baterias surgiu os sistemas conectados à rede “*on-grid*”. Segundo Café e Pinheiro (2021), o sistema conectado à rede de distribuição é projetado para atender toda a demanda de consumo do local onde o sistema está instalado, gerando energia o suficiente para suprir sem requerer ao uso de baterias.

De acordo com Brandão (2014), o funcionamento é bem parecido com o *off-grid*, com a diferença de que o sistema autônomo não é conectado à rede e funciona através do abastecimento de baterias, enquanto o *on-grid* é conectado à rede permitindo que a energia seja gerada tanto no local quanto em outras unidades. Na figura 9 é possível observar as diferenças de cada sistema.

**Figura 9** - Sistema de geração off-grid e on-grid

Fonte: Eletriza montagens (c2017).

No sistema *on-grid*, durante a noite o consumo da residência ou comércio é atendido pela a distribuidora de energia, enquanto durante o dia os módulos convertem a radiação do sol em energia elétrica atendendo a demanda do consumo local, dessa forma, a energia que não é consumida é injetada na rede da distribuidora funcionando como uma bateria que armazena a energia não consumida. Nesse momento o medidor bidirecional estará lendo a entrada e saída de energia, sendo a conta de luz calculada pelo o sistema de compensação no qual toda energia que não foi consumida (saiu) servirá como desconto para abater a energia que foi necessária ser fornecida durante a noite (entrou) (ENERGISA JUNTOS, 2021).

## 2.6 Equipamentos básicos da energia solar

Segundo Pinho e Galdino (2014), o sistema fotovoltaico é constituído por alguns equipamentos básicos agrupados em blocos:

- a) Bloco gerador: módulos fotovoltaicos, cabeamento elétrico e a estrutura de suporte;
- b) Bloco de condicionamento: inversores e controladores de cargas;
- c) Bloco de armazenamento: baterias.

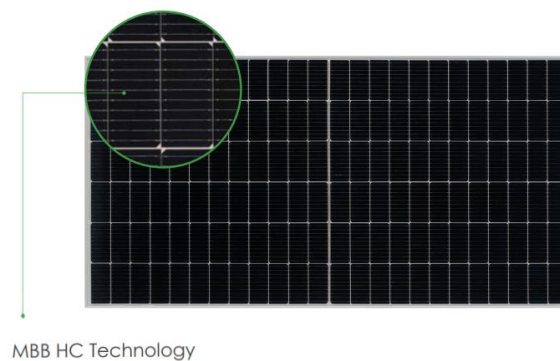
Como o sistema *on-grid* não possui um sistema de armazenamento, toda a energia é consumida instantaneamente no quadro geral da residência. A energia que não for consumida é injetada na rede de distribuição através do medidor de energia que gira em sentido contrário convertendo a energia excedente em créditos para serem utilizados posteriormente quando a demanda de consumo for maior que a geração.

Tendo isso em vista, os equipamentos que serão abordados serão apenas os dois primeiros blocos com a exceção dos controladores de cargas que é responsável pela a proteção das baterias.

### 2.6.1 Módulo Fotovoltaico

Segundo a NBR 16690 (ABNT, 2019) o módulo fotovoltaico conhecido como placa solar é o componente básico de um sistema fotovoltaico, formado por um agrupamento de células fotovoltaicas que são interligadas e encapsuladas para a sua proteção com capacidade de receber a energia direta do sol e converter em energia elétrica utilizando o princípio do efeito fotovoltaico (Figura 10).

**Figura 10** – Módulo fotovoltaico

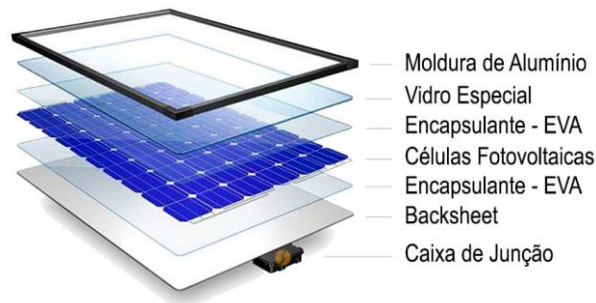


Fonte: Jinko Solar (c2020).

O efeito fotovoltaico é a emissão de elétrons através do material semicondutor – o silício – a qual são adicionadas substâncias dopantes, no caso a radiação solar. De acordo com Zani (2018), os modelos mais comuns de placas fotovoltaicas são compostos de 60, 72, 120 ou 144 células, essas células são aplicadas em associação em série que ao serem somadas com mais painéis fotovoltaicos a tensão aumenta. Portanto, a tensão que o painel é capaz de gerar é igual a soma da tensão de cada célula.

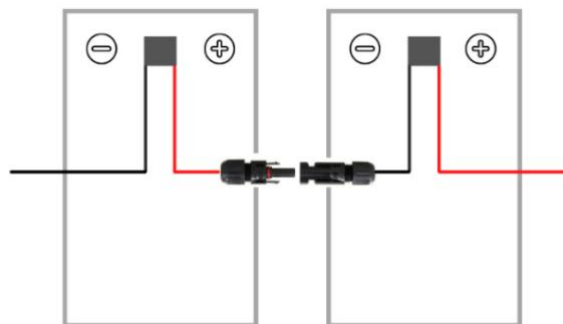
Na figura 11 é possível observar a isolação das células fotovoltaicas isoladas dentro do painel, por camadas de proteção para o encapsulamento dispostos da seguinte forma:

- Moldura de alumínio contra torção;
- Vidro especial contra impactos;
- Encapsulante EVA para isolar a célula eletricamente;
- Células fotovoltaicas conectadas;
- Mais um encapsulante EVA;
- Backsheet para acabamento do painel;
- Caixa de junção que abriga os diodos de by-pass e os cabos terminais de interligação.

**Figura 11** – Composição de um painel solar

Fonte: ZANI (2018).

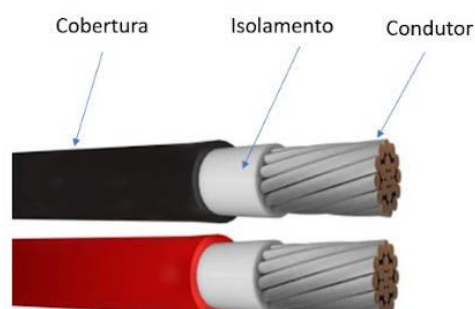
O sistema fotovoltaico é composto também por um conjunto de painéis conectados entre si através de um conector chamado MC4 responsável por isolar os cabos que interligam as placas. O conector macho vem fixo no terminal positivo da placa enquanto a fêmea vem no terminal negativo, para fazer a conexão em série deve-se ligar o conector macho de um painel à fêmea de um outro. Na figura 12 é mostrado o esquema de ligação.

**Figura 12** - Esquema de ligação das placas com os conectores MC4

Fonte: Autoria (2021).

### 2.6.2 Cabos solares

Segundo a NBR 16690 (ABNT, 2019) os cabos solares interligam os painéis a uma caixa de junção, de acordo a figura 13 mostrada no tópico anterior a partir do conector MC4.

**Figura 13** - cabo solar

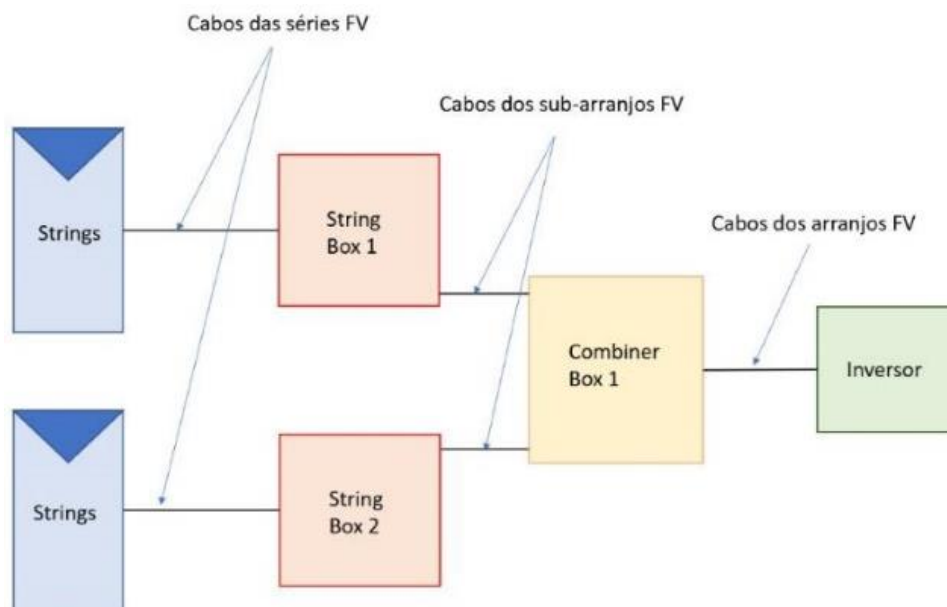
Fonte: VINTURINI (2020).

De acordo com a norma, os condutores usados dentro do arranjo fotovoltaico devem possuir as seguintes premissas:

- Ser de corrente contínua;
- Ter a tensão nominal igual ou superior a tensão máxima do circuito;
- Ter temperatura de operação de acordo com a aplicação;
- Ter proteção contra radiação UV, se expostos ao tempo;
- Ser resistentes a água;
- Ser de cobre estanhado, se expostos a ambientes salinos;
- Ter isolamento dupla ou reforçada;
- Ser retardador de chama.

Para que o inversor receba a energia das placas e seja alimentado, é necessário levar os cabos dos painéis fotovoltaicos até a string box. Os cabos também devem ser recobertos nas cores preta para o terminal negativo e vermelha para o terminal positivo. A figura 14 mostra os trechos de percursos dos cabos solares, sendo o cabo da série fotovoltaica a interligação das placas em séries, e os cabos do arranjo e subarranjo sendo os cabos de saída que levam a corrente total.

**Figura 14** - trechos dos cabos solares



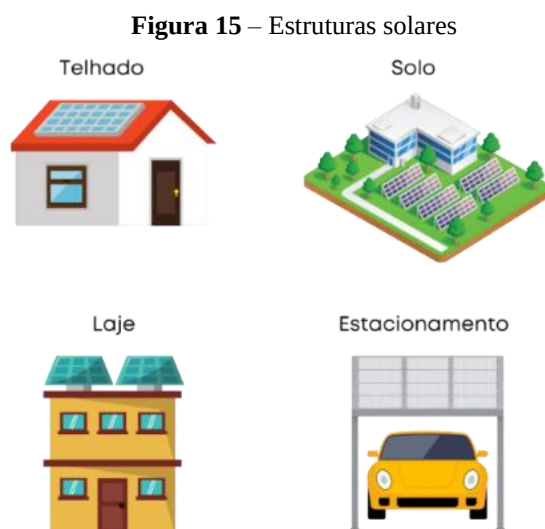
Fonte: VINTURINI (2020).

É importante ressaltar que a presença de sub arranjos no sistema se dá em paralelismo e que cada entrada MPPT do inversor é também considerada um sub arranjo.

### 2.6.3 Estrutura de suporte

A estrutura solar do módulo atua como um suporte para posicioná-los de maneira estável. Além disso, ele mantém os módulos agrupados e interligados de um modo mais prático e a instalação correta dá a segurança contra corrosão ou ações do vento, assegurando a eficiência do sistema e o retorno do investimento (PORTAL SOLAR, c2014-2022).

Os módulos são montados sobre uma estrutura rígida e leve adequada ao terreno e latitude com orientação e o ângulo de inclinação (fixo ou variável), com o intuito de assegurar a captação máxima de radiação solar e rigidez mecânica contra ventos (PINHO, GALDINO, 2014). A estrutura solar fotovoltaica pode ser montada de diversas formas, na figura 15 são mostradas as estruturas usuais de instalação.



Fonte: Autoria (2021).

A estrutura dos módulos é essencial para se obter melhor eficiência, qualidade e durabilidade do sistema devido a influência dela na obtenção de energia, com isso, é necessário se atentar para as características do imóvel para a escolha da estrutura mais adequada.

### 2.6.4 Inversor

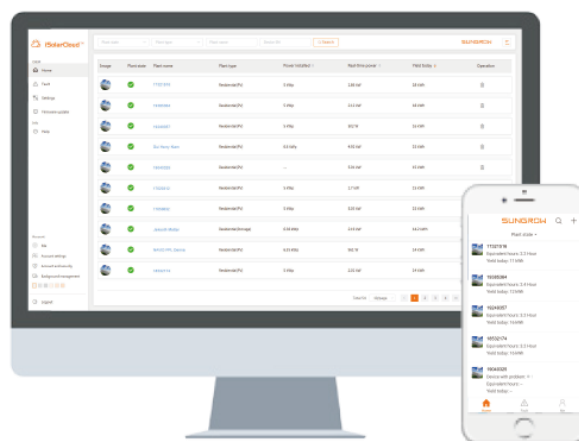
O inversor (Figura 16) é um componente do sistema fotovoltaico que tem a função de converter a energia recebida pelos painéis solares de corrente contínua para a corrente alternada, permitindo a utilização da energia convencional nas residências e empresas.

**Figura 16 - Inversor solar**

Fonte: Sungrow (c2022b).

Atualmente no mercado existem vários modelos de inversores com características especiais para atender a demanda de energia nos mais diferentes estabelecimentos. O inversor on grid é um dos mais comercializados. O papel principal desse equipamento é fazer a conexão simultânea com a rede da concessionária, sincronizando a tensão de saída (V) e a frequência (Hz) para que ela não fique acima e nem abaixo da rede da distribuidora, permitindo o desligamento automático em caso de falhas na rede.

Outra característica desse equipamento é o monitoramento, que permite o acesso aos dados de geração de qualquer lugar através do computador ou celular, em uma plataforma de fácil manuseio que emite gráficos do balanço energético do inversor, em dia, mês e ano, além também de permitir a verificação da geração atual e excedente (Figura 17).

**Figura 17 - Plataforma de monitoramento**

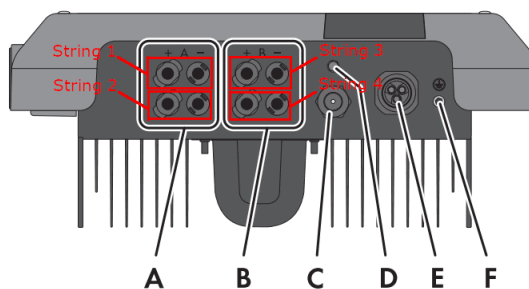
Fonte: Sungrow (c2022a).

Para obter um desempenho maior da geração recebida pelos painéis solares é necessário ter conhecimento do recurso que é embutido que contemplam todos inversores. A

MPPT é a sigla para *maximum power point tracking* (rastreamento do ponto de máxima potência). Os inversores rastreiam de forma separada a máxima potência para cada entrada, sendo útil para casos de projetos em que se tem sombreamento causado por algum obstáculo (CANAL SOLAR, 2020).

Na Figura 18 é possível observar as entradas e conexões de um inversor com 2 entradas MPPT's. As strings são constituídas por arranjos em série que ao ser conectada na entrada MPPT do inversor transforma-se em paralelismo, sendo os itens A e B as entradas MPPT existentes e os itens C a F os conectores AC e de comunicação.

**Figura 18** - Entradas e conexões do inversor



Fonte: Canal Solar (2019).

## 2.7 Viabilidade técnica e econômica

Com o crescente mercado tecnológico, as organizações sentem a necessidade de fazer um planejamento estratégico para entender a rentabilidade do negócio no meio competitivo, utilizando o estudo da viabilidade técnica e econômica que funciona como uma previsão sobre o desande da empresa a curto e longo prazo (ZAGO; WEISE; HORNBURG, 2009). O estudo da viabilidade é imprescindível em qualquer tipo de elaboração de projeto pelo fato de existirem risco em sua implementação. Dessa forma, é possível identificar, com o estudo, as vantagens e desvantagens por meio de projeções do cenário.

Portanto, para a viabilidade técnica e econômica é preciso analisar todos os fatores que influenciam no projeto, avaliando os principais tópicos seguintes.

### 2.7.1 Aquisição do terreno

Ter o conhecimento do terreno é fundamental para a viabilidade do projeto, tendo em vista que para um investimento rentável é necessário que o terreno esteja referenciado em local favorável a incidência da luz solar e a rede de distribuição localizada nas proximidades da

unidade. Além disso, a verificação de construções do lado do terreno é indispensável, já que, elas podem ser obstáculos causadoras de sombreamento nas placas solares, diminuindo a geração que estava projetada para atender a demanda da organização a curto e longo prazo.

### 2.7.2 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa é utilizado para fazer a gestão financeira de uma organização, contendo a dinâmica de receitas e despesas (incluindo o investimento do negócio). É considerado o progresso de cada ano do movimento do fluxo de caixa de entrada e saída de dinheiro, ou seja, o que se recebe e o que se paga até a vida útil do projeto. Para a elaboração do fluxo de caixa de um projeto é necessário levar em conta o valor do investimento a ser realizado durante a execução, a vida útil dos equipamentos e dos períodos de troca, progresso da receita anualmente, custos/despesas em relação a produção prevista e o valor de retorno ao final da vida útil do projeto (SENAI-RS, 2003).

### 2.7.3 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido também conhecido como VPL, é basicamente uma fórmula que permite compreender o valor de recursos futuros em relação ao valor do recurso atual, utilizando todo o fluxo de caixa para o valor atual com uma taxa de atratividade, permitindo decisões mais assertivas, com maior segurança e é a métrica mais recomendada por especialistas em finanças (FONSECA; BRUNI, 2010).

Um dos medos dos investidores é em saber se o projeto se enquadra dentro do planejamento financeiro da empresa, dessa forma, com o VPL é possível que o empreendedor compreenda se o investimento realmente poderá crescer ou se trará prejuízos, através de projeções de gastos por um determinado período. Podendo ser facilmente calculada nas planilhas do Excel, é fundamental conhecer sua fórmula básica para entender sua finalidade, descrita na equação 1.

**Equação 1** - Valor Presente Líquido

$$VPL = \sum_{n=1}^{n=N} \frac{Fc_t}{(1 + i)^n} \quad (1)$$

Na equação o VPL representa o valor presente líquido, FC o fluxo de caixa,  $i$  a taxa mínima de atratividade ou taxa de desconto e  $n$  o período de tempo. Caso o valor do VPL seja positivo, significando que o projeto é viável para execução, caso contrário é melhor repensar para não obter prejuízos.

#### 2.7.4 Taxa Interna de Retorno (TIR)

O método Taxa Interna de Retorno também conhecido como TIR, é outra técnica para determinar a rentabilidade de um projeto, é a taxa de desconto quando levado em consideração o fluxo de caixa para o valor do VPL igual a zero, dado na equação 2.

**Equação 2 - Taxa Interna de Retorno**

$$VPL = \text{capital} + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Sendo o VPL igual a zero, o capital é o valor inicial investido,  $F$  é o fluxo de caixa,  $t$  é o tempo de investimento,  $i$  é o período,  $N$  é período final, tudo dentro de um somatório de fluxo de caixa.

Segundo o Senai-RS (2003), a TIR é utilizada para comparar projetos entre si, para que a TIR seja um indicador efetivo é necessário compará-lo a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que certamente não pode ser superior a TIR para um projeto rentável. A TIR também apresenta vantagens como:

- a) Não apresenta as dificuldades dos demais critérios de avaliação de projetos;
- b) Apresentar semelhança entre o conceito tradicional de rentabilidade, podendo ser comparada com outros tipos de rentabilidade como a de depósitos de poupança.

#### 2.7.5 Payback.

O payback é outro indicador financeiro que mede em quanto tempo levará pra determinado projeto gerar os retornos para a quitação do investimento. Por meio do cálculo é possível visualizar os valores acumulados de entrada dos períodos e identifica qual é o período em que esse valor acumulado se iguala ao do valor investido. O payback apresenta duas variações: payback simples e payback descontado (NETO, 2009).

Cada uma das variações de indicadores referente ao payback apresentam maneiras distintas. No método simples não é considerado o valor do dinheiro no tempo e são utilizados os valores nominais dos fluxos de caixa. Já o descontado se diferencia por levar em consideração o valor do dinheiro no tempo e os valores de fluxo descontados para o presente através da TMA. Dessa forma, o método descontado é o mais recomendado por analisar o pior caso da recuperação do capital, devido ao monetário valer menos no futuro (NETO, 2009).

O cálculo da TMA é descrito na equação 3, sendo o PV representado pelo o valor descontado, FV o valor futuro,  $i$  a taxa de desconto e  $n$  o período.

**Equação 3 - Payback descontado**

$$PV = \frac{FV}{(1 + i)^n} \quad (3)$$

## **2.8 Novo marco regulatório da geração distribuída**

Em 7 de janeiro de 2022, o presidente Jair Bolsonaro aprovou o Projeto de Lei nº 5.829/2020, resultando na Lei nº 14.300 que regulamenta a geração distribuída no país. Embora a lei tenha entrado em vigor nessa data, a legislação prevê um período de transição para os projetos que se aplicam dentro de 12 meses da publicação da lei, ou seja, todos os projetos de GD que tenham sido instalados ou que tenham solicitado acesso antes de 7 de janeiro de 2023, permanecerão em vigor sobre as atuais regras de compensação estabelecidas na REN 482/2012, até 31 de dezembro de 2045 (BRADA, 2022).

Para os consumidores que solicitarem acesso na distribuidora após contados os 12 meses da publicação da lei, o faturamento de energia será dado através da incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada no fio B em um período de transição de 6 anos, no qual incidirá nessa energia porcentagens graduais. As porcentagens durante esse período serão de 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027 e 90% em 2028. A partir do período de transição as unidades ficarão sujeitas as regras de tarifação da ANEEL, somente para os casos em que for realizada a solicitação entre o 13º e 18º mês que essa tarifação será dada a partir de 2031 (vide Art. 26º, I e II; Art. 27º, I-VII; Art. 17º) (BRASIL, 2022).

A Lei 14.300/2022 introduz regras mais detalhadas para aplicação no mercado da GD atualmente regulamentada pela REN 482/2012 da ANEEL. O marco legal determina algumas disposições importantes para microgeração, como o consentimento da geração compartilhada para além dos consórcios e cooperativas, também pode haver uma reunião de consumidores de

condomínio voluntário ou edifício desde que as unidades consumidoras sejam atendidas pela mesma distribuidora (vide Art. 1º, X) (BRASIL, 2022).

Além disso, as unidades consumidoras do grupo A com geração local podem optar pelo faturamento na baixa tensão, desde que a soma da potência nominal dos transformadores seja igual ou inferior a 112,5kVA. (vide Art. 11º, § 1º) (BRASIL, 2022).

Ademais, as concessionárias ou licenciadas de distribuição de energia elétrica devem atender às exigências regulatórias para atender às solicitações de acesso às unidades consumidoras que utilizam microgeração ou minigeração, com ou sem armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos (vide Art. 2º) (BRASIL, 2022).

Segue abaixo um resumo elaborado por Pedro Dante (Figura 19), sobre as principais mudanças no marco legal do GD. Especialistas fizeram um comparativo mostrando o que é abrangido pela REN 482/2021 e o que é tratado pela Lei 14.300/2022.

**Figura 19 - Principais mudanças no novo marco regulatório**

| Tema                                   | Como era a REN 482/2012                                                                                                  | Lei 14.300/2022                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|----------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Direito adquirido                      | Não existia garantia – competência da ANEEL para alterar a Resolução 482/12                                              | Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei fica mantido o regime atual até 31/12/2045                                                                                                                                                                                          |
| Valoração dos Créditos                 | Compensação de 100% das componentes tarifárias                                                                           | Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual e escalonada de acordo com a regra de transição prevista (6 anos – utilização da CDE). A partir de 2029 nova entrada com "regra nova"                                                                                               |
| Compensação das componentes tarifárias | A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEEL – cenário "Alternativa 5" (compensação apenas TE – Energia) | Encontro de "contas" a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD                                                                                        |
| Demanda das Usinas                     | TUSD C                                                                                                                   | TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Custo de Disponibilidade               | Cobrado em duplicidade na prática                                                                                        | Deixará de ser cobrado em duplicidade                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Geração Compartilhada                  | Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)                                                                                   | Flexibilização. Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edifício)                                                                                                                                                                                                   |
| Potência Máxima                        | Em regra até 5 MW para todas as fontes de energia                                                                        | Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)                                                                                                                                                                                                               |
| Titularidade                           | Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório                                          | Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)                                                                                                                                                                                                        |
| Distribuição de Créditos               | Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora                                                                           | Prazo caiu para 30 dias                                                                                                                                                                                                                                                                              |
| Troca de Titularidade                  | A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER                                                             | (i) a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente;<br>(ii) será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora           |
| Garantia de fiel cumprimento (caução)  | Não há necessidade                                                                                                       | 2,5% do investimento potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei.<br>Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei |
| B (optante)                            | Entendimento atual é de que consumidor não poderia ser B optante com usina minigeração                                   | Permitido B optante com usina junto à carga até 112,5 kW                                                                                                                                                                                                                                             |
| Prazo para cadastro/porcentagem        | 60 dias a partir do envio dos dados                                                                                      | 30 dias a partir do envio dos dados                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| Programa para GD em baixa renda        | Não existia vedação, mas a ANEEL não recomendava a prática                                                               | Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso                                                                                                                                                                                                                                     |
| Comercialização de Energia             | Vedado                                                                                                                   | Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEEL                                                                                                                                                                     |
| Atributos Ambientais                   | Atualmente não são valorados                                                                                             | Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022                                                                                                                                                                                                                                              |
| Prazo para cumprimento das disposições | Sem previsão                                                                                                             | Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei                                                                                                                                                                  |

Fonte: DANTE (2022).

### 3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O presente estudo consiste em pesquisa aplicada de caráter descritivo e exploratório, que visa aplicar na prática a solução de problemas, descrevendo as características de determinado fenômeno ou estabelecimento de relações entre as variáveis, utilizando de análises que facilite a compreensão do tema proposto sobre diversos ângulos e aspectos (PRODANOV, 2013).

Compreendido o tipo de pesquisa a ser tratada, pode-se determinar que os resultados serão apresentados sobre a forma quantitativa e qualitativa, através de tabelas e gráficos por meio do contexto em que se configura o objeto de estudo, a partir da coleta de dados da revisão bibliográfica, incluindo fontes primárias e secundárias, além do objeto de estudo aplicado. A apresentação dos resultados será acompanhada de simulações direcionadas utilizando a versão trial do software PV\*SOL para o cálculo da geração da usina, no sentido de alcançar os objetivos propostos.

De modo mais específico, os procedimentos da metodologia que foram desenvolvidos neste trabalho para determinar os resultados do objeto de estudo pode ser observada no fluxograma da figura 20.

**Figura 20** - Fluxograma da metodologia utilizada



Fonte: Autoria (2022).

#### 3.1 Levantamento de dados

Nesta seção serão analisadas as características do objeto de estudo, o local do objeto de estudo, avaliar a irradiação solar, a orientação e inclinação dos módulos, levantamento dos processos de reajustes tarifários, incidência de impostos federais e estaduais, a fim de fazer o levantamento das informações necessárias.

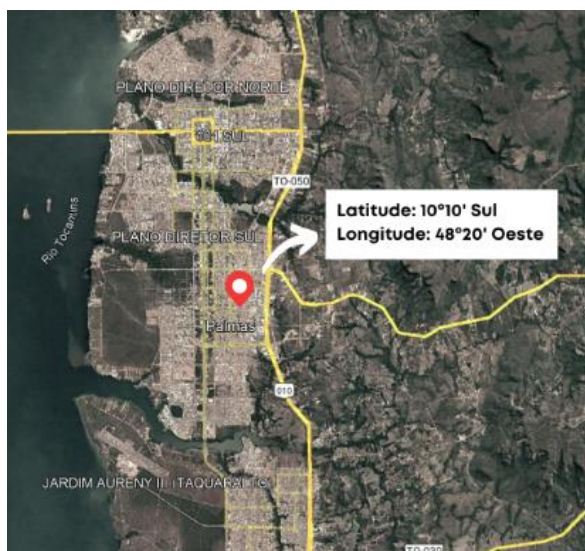
### 3.1.1 Características do objeto de estudo

Para que se possa iniciar o processo de planejamento de um sistema fotovoltaico é de suma importância conhecer bem o local da instalação. Dessa forma, realizar a inspeção técnica permitirá a avaliação das condições ideais do local e indicar desde o início se o projeto será conveniente para o consumidor ou não. Greenpro (2004) afirma que uma investigação inicial aprofundada no local de instalação é fundamental para que se evitem erros na elaboração do projeto relacionado a produção de energia e do custo total do sistema.

Assim, para o objeto a ser estudado neste trabalho será considerado os cenários ideais já que se trata de um estudo aplicado de hipótese, apenas para informar qual a modalidade de compensação de energia mais viável tanto para o investidor quanto para o cliente que irá contratar o modelo de locação.

Portanto, a usina de microgeração a ser estudada será implementada na capital do estado do Tocantins em um terreno fictício que já é de posse do investidor com dimensões de (50mx40m) e a rede da concessionária já se encontra próxima ao local, cujas coordenadas geográficas foram obtidas utilizando a ferramenta do Google Earth selecionando qualquer ponto de um recorte no mapa como mostra na figura 21.

**Figura 21** - Coordenada geográfica



Fonte: Adaptado do Google Earth (2018).

### 3.1.2 Irradiação solar

A irradiação solar é um dos fatores que são levados em consideração para o dimensionamento do sistema solar, e compreender as características da trajetória solar é um

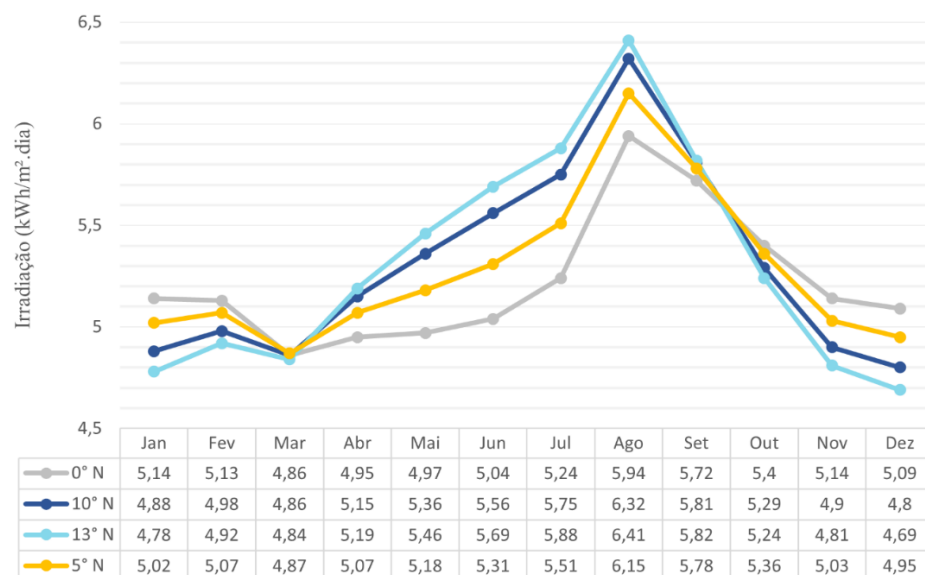
passo importante a ser estudado para a elaboração de um projeto fotovoltaico eficiente, pois sua movimentação e posição afetam significativamente a quantidade de radiação solar em qualquer local (BALFOUR, SHAW, NASH, 2016).

Além disso, a irradiação solar permite avaliar a eficiência energética de diversos dispositivos para fazer o comparativo entre eles, já que o padrão adotado nas indústrias fotovoltaicas é uma irradiação de  $1000 \text{ W/m}^2$  e uma temperatura de célula de  $25^\circ \text{ C}$  (VILLALVA, GAZOLI, 2012).

Para o cálculo da irradiação média mensal do objeto de estudo foi utilizado um programa disponibilizado pelo Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito (CRESESB), o SunData. O programa utiliza a base de dados do atlas brasileiro de energia solar produzido pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que permite o fornecimento de informações referentes a irradiação solar em plano horizontal e em plano inclinado.

O SunData faz a busca da localidade mais próxima através das coordenadas geográficas em latitude e longitude, dessa forma, ao entrar com os dados disposto na figura 20 é obtido as seguintes informações conforme ilustra a figura 22.

**Figura 22** - Irradiação solar diária mensal no plano inclinado da cidade de Palmas - TO



Fonte: CRESESB (2022).

Para Zilles et. al. (2012, p. 60), para maximizar a energia coletada ao longo do ano, é necessário analisar a irradiação média de cada mês levando em consideração a inclinação dos módulos no plano, já que ela está diretamente ligada com a incidência dos raios solares,

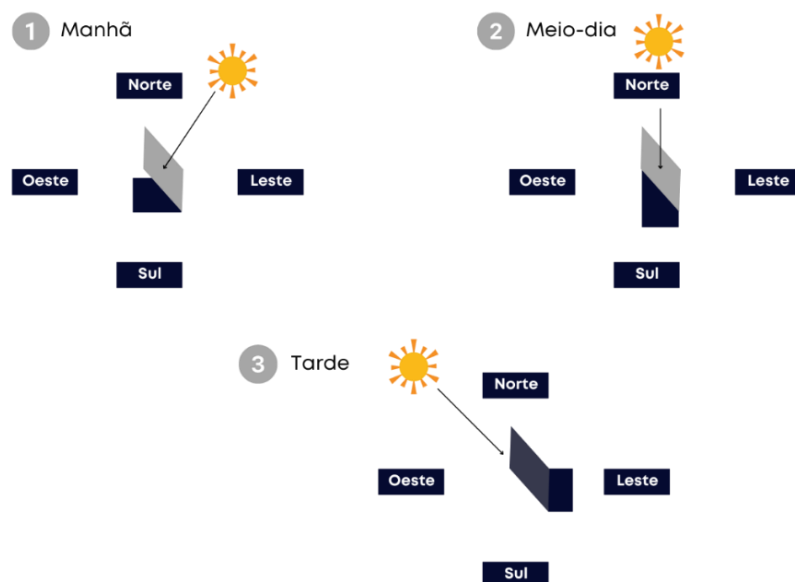
podendo haver conseqüentemente a redução no total de energia produzida pelo sistema caso a inclinação dos módulos não seja adequada para o local.

A escolha da orientação e inclinação dos módulos será discutida no próximo subitem, assim como o embasamento teórico levado em consideração para a definição do sistema.

### 3.1.3 Orientação e inclinação dos módulos

Para a instalação correta dos módulos deve-se levar em conta a trajetória do sol que possui diferentes ângulos azimutais, que é a orientação dos raios solares em relação ao norte geográfico durante o dia. Segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 51), uma instalação incorreta dos módulos conseqüentemente trará percas no aproveitamento do recurso solar, um exemplo é instalar um módulo com sua face voltada para o leste conforme a figura 23, o módulo fará um melhor aproveitamento da energia solar no período da manhã, enquanto ao meio-dia essa energia irá incidir sobre a superfície de forma paralela e também não será bem aproveitada, da mesma forma que durante a tarde será menos aproveitada já que os raios solares vão incidir sobre a traseira do módulo.

**Figura 23** - Módulo solar com orientação incorreta



Fonte: Adaptado (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Tendo em vista a análise da ilustração acima, a melhor forma de instalar um módulo fixo é orientando a sua face para o norte, pois durante todo o percurso do sol o módulo terá raios incidindo sobre a sua superfície, sendo mais bem aproveitado ao meio-dia a qual terá

maior incidência solar, ou seja, o ângulo de azimute é zero, quando o sol fica perpendicular para o módulo.

Outro fator importante a ser levado em questão para o melhor aproveitamento da energia solar é a inclinação correta dos módulos, utilizando a latitude do local como referência. Segundo Zilles (2012, p. 64), uma regra a ser adotada para definir a inclinação dos módulos é ter uma inclinação em relação a horizontal próxima a latitude do local, dessa forma possibilitará uma boa produção de energia ao longo do ano sem privilegiar uma determinada época.

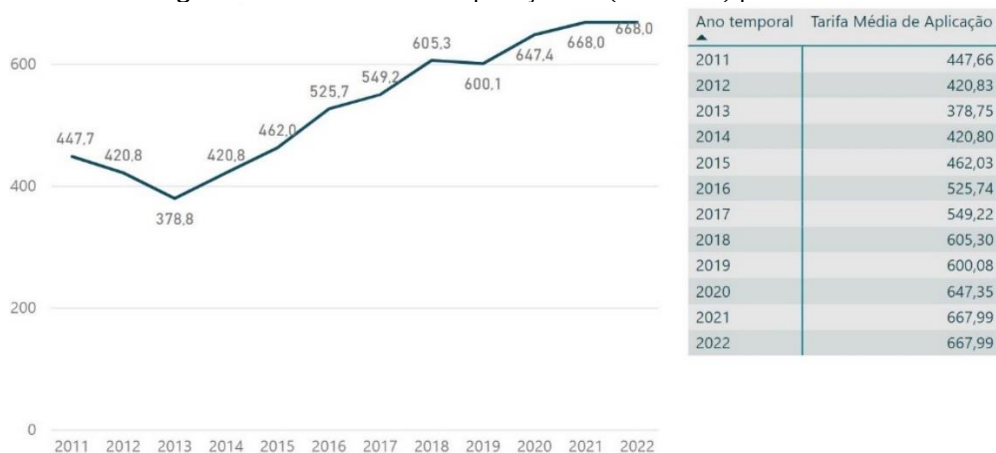
Portanto, para o sistema proposto neste trabalho serão considerados os módulos fixos instalados com suas faces voltadas para o norte com inclinação de 10° de com os dados de Irradiação Solar em Palmas, expressos anteriormente na figura 22, já que permite o melhor aproveitamento da energia ao longo dos meses.

### 3.1.4 Processos e reajustes tarifários

Para fazer o estudo da viabilidade econômica para o cliente após a locação da micro usina solar, é importante entender as tarifas de aplicação para o grupo de baixa tensão (Grupo B). Com as informações necessárias é possível realizar o comparativo da fatura de energia elétrica antes e após o sistema fotovoltaico.

Os valores da Tarifa de Energia (TE), que é referente ao consumo, e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que diz respeito ao serviço prestado pela distribuidora ao levar energia até o local, são definidos pela ANEEL para cada concessionária por meio de resoluções homologatórias. De acordo com a ANEEL (2022d), para a concessionária ETO em que estabelece o estudo deste trabalho, a tarifa sem impostos para o ano de 2021 é de R\$ 0,66790 com fim da vigência em julho de 2022, como demonstra o gráfico da figura 24.

**Figura 24** - Tarifa média de aplicação em (R\$/MWH) para a ETO.

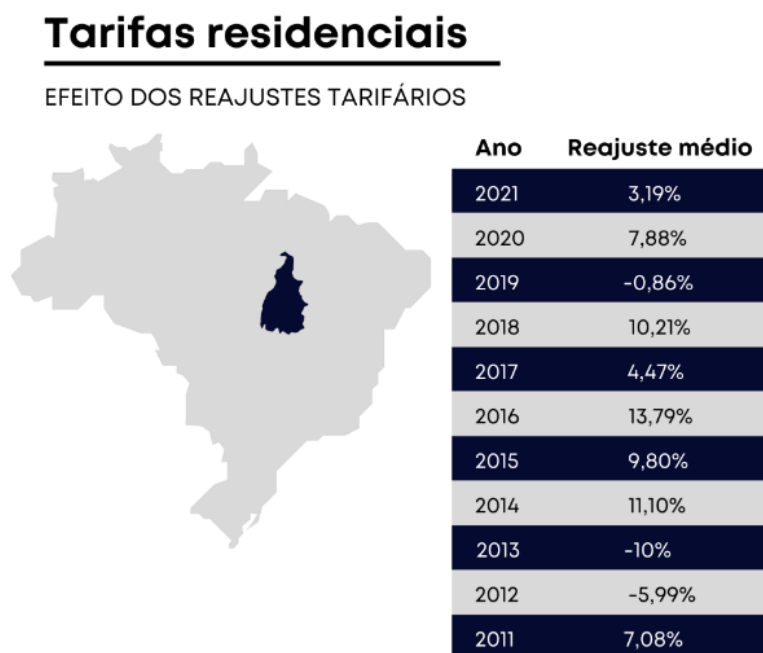


Fonte: ANEEL (2022d).

Ao analisar a linha temporal da figura 24 é possível observar que a cada ano a ETO passa por um reajuste tarifário em datas definidas, ou seja, o cliente não irá pagar uma tarifa fixa nos anos seguintes. Logo, para realizar o estudo levando em consideração o aumento anual da tarifa de aplicação nos anos seguintes é necessário fazer a análise dos anos posteriores e determinar uma média total do reajuste desses anos.

Com isso, foram levantados os dados das tarifas de aplicação dos 12 anos calculando o aumento do reajuste do ano seguinte em relação ao ano anterior. A Figura 25 organiza o levantamento desses dados já com a porcentagem do reajuste médio de cada ano, sendo uma média de 4,61% para o aumento do reajuste tarifário anual a ser considerado para o estudo de viabilidade econômica do trabalho.

**Figura 25 - Efeito dos reajustes tarifários para a ETO.**



Fonte: Adpatado ANEEL (2022d).

Em relação a tarifa da TUSD do fio B a ser cobrada para os consumidores que entrarem após os 12 meses contados da publicação da lei 14.300, será de R\$ 0,32 sem os impostos para o estado do Tocantins.

### 3.1.5 Incidência de impostos federais e estaduais

O ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) é um tributo estadual regulamento pelo código tributário de cada Estado, sendo a energia elétrica considerada

mercadoria, é de obrigação das concessionárias cobrar o ICMS na fatura de energia e repassá-lo integralmente ao governo federal (ENERGISA, 2019).

No que se diz respeito a sistemas de microgeração e minigeração distribuída, o CONFAZ (Conselho Nacional de Política Fazendária) publicou em 12 de abril de 2013 o convênio que define o faturamento sobre o sistema de compensação de energia de que trata a REN 482/2012 da ANEEL, estabelecendo o ICMS como toda a energia consumida pela unidade sem considerar qualquer tipo de compensação, prejudicando o cálculo do retorno financeiro do investimento já que a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês (RAUSCHMAYER, 2014).

Contudo, o CONFAZ publicou em 22 de abril de 2015 o ICMS 16 que autoriza os Estados a concederem a isenção do ICMS sobre a energia gerada. Na época, a REN 482 não havia sido revisada e essas eram as características de projetos adequados para GD: apenas para geração de energia da mesma titularidade e potência máxima até 1 MW. Como o texto do CONFAZ 16/2015 foi redigido exatamente como a REN 482 foi redigida na época, a isenção de ICMS valia apenas para estes perfis de projeto. Em outros casos, as isenções não se aplicavam em projetos com potência superior a 1 MW e quando eram enquadradas como geração compartilhada ou EMUC (CONFAZ, 2015).

Alguns estados acabaram decretando suas próprias políticas concedendo isenções adicionais ao CONFAZ, ampliando assim o escopo do sistema de compensação enquanto outros tinham suas interpretações sobre a isenção do ICMS, que deveria incidir apenas na parte TE e não na parte integral que compõe o atual sistema de compensação (TUSD + TE) resultando em uma isenção parcial como acontece no estado do Tocantins. Além disso, a isenção do ICMS não se aplica também ao custo de disponibilidade.

De acordo com a ENERGISA (2019), quanto aos impostos federais do PIS (Programa de Integração Social) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), são cobrados pela União e direcionados a programas do Governo Federal. As alíquotas médias desses tributos são variáveis de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente, sendo limitados até 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS. Existe uma isenção válida para todos os Estados em relação a GD dado pela lei federal nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, Art. 8º que dispõe:

“Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de

distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL”. (BRASIL, 2015b).

Com isso, a isenção do PIS e COFINS diferentemente do ICMS ocorre na parcela integral que compõe o atual sistema de compensação (TUSD + TE). Dessa forma, a base de cálculo utilizada para obter o valor da tarifa com imposto da conta de energia atual e após a contratação do aluguel da usina é adotada nas equações 4 e 5 respectivamente.

**Equação 4** - Tarifa com imposto sem o sistema

$$(TE + TUSD) \div (1 - ICMS) \div (1 - (PIS + COFINS)) \quad (4)$$

**Equação 5** - Tarifa com imposto com o sistema

$$\left( TE \div (1 - ICMS) \div (1 - (PIS + COFINS)) \right) + \left( \frac{TUSD}{(1 - (PIS + COFINS))} \right) \quad (5)$$

### 3.2 Dimensionamento do sistema de microgeração conectado à rede

Nesta seção serão abordados os critérios e métodos utilizados pelo projetista para realizar o dimensionamento da usina, quais sejam: consumo e energia a ser produzida, escolha e dimensionamento do número de módulos, dimensionamento do inversor, Sobrecarregamento máximo, com o intuito de utilizá-los para determinar a geração.

#### 3.2.1 Consumo e energia a ser produzida

Para dimensionar corretamente um sistema fotovoltaico a ser instalado, é necessário conhecer o consumo mensal em kWh de todos os participantes, a soma de todos os consumos envolvidos. Segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 214), pode-se utilizar como base o consumo médio mensal das faturas de energia para determinar a geração que irá suprir o consumo parcial ou integral de um determinado consumidor.

No entanto, é preciso ter em mente que frequentemente os clientes são mais generosos antes da instalação fotovoltaica, precisando ser corrigida o consumo médio de acordo a expectativa do aumento. Por esse motivo, foi determinado para o estudo cerca de 14

consumidores residenciais da baixa tensão com contas médias mensais de 1000kWh, participantes da categoria B1 convencional monofásico como informa na tabela 4.

| <b>Tabela 4 - Características dos consumidores</b> |        |
|----------------------------------------------------|--------|
| <b>Número de UC's</b>                              | 14     |
| <b>Soma do consumo médio (kWh)</b>                 | 14.000 |
| <b>Grupo</b>                                       | B1     |
| <b>Custo disponibilidade (kWh)</b>                 | 100    |

Fonte: Autoria (2022).

A partir do valor médio mensal do consumo pode ser determinada o valor de energia pelos módulos que devem ser gerados para que se tenha a compensação total de energia ao ano, a base de cálculo é adotada na equação 6. Desta forma, é possível descobrir a energia necessária para os módulos fotovoltaicos em um dia de produção e para saber a produção mensal basta apenas multiplicar por 30 o valor diário obtido, porém esse valor é estilizado sendo preciso realizar o arredondamento para cima (ACADEMIA DO SOL, c2019-2021).

**Equação 6 - Consumo médio diário**

$$\frac{\text{Consumo (kWh/mês)}}{30} \quad (6)$$

Ainda segundo a Academia do Sol (c2019-2021), para descobrir a geração necessária do sistema para atender o consumo deve-se considerar alguns fatores como o fator de irradiação média diária e o coeficiente de rendimento conhecido como performance ratio, que é a relação entre a energia produzida pelo sistema e a radiação solar recebida no local. Com isso, a geração de pico real estimada para um sistema pode ser definida pela a equação 7.

**Equação 7 - Potência do sistema**

$$\frac{\text{Consumo (kWh/mês)}}{\text{Irradiação} \times \text{Performance ratio} \times 30} \quad (7)$$

### 3.2.2 Escolha e dimensionamento do número de módulos

Os módulos fotovoltaicos selecionados para este estudo são do modelo monocristalino do tipo JKM540M-72HL4-V da fabricante Jinko Solar que possui a Tecnologia *Multi Busbar* que fornece a melhor captura de luz e coleta de corrente para melhorar a confiabilidade e a saída

de energia do módulo. Na tabela 5 são fornecidos os dados mecânicos e elétricos para este modelo de módulo.

**Tabela 5** - Características dos módulos Jinko Solar

| <b>Dados Elétricos - STC</b>      |                                                                                           |
|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Potência Máxima (Pmax)            | 540Wp                                                                                     |
| Tensão máxima de potência (Vmp)   | 40.70V                                                                                    |
| Corrente máxima de potência (Imp) | 13.27A                                                                                    |
| Tensão de circuito aberto (Voc)   | 49.42V                                                                                    |
| Corrente de curto-circuito (Isc)  | 13.85A                                                                                    |
| <b>Dados Mecânicos</b>            |                                                                                           |
| Tipo de célula                    | Mono-crystalline                                                                          |
| Nº de células                     | 144 (6×24)                                                                                |
| Dimensões                         | 2274×1134×35mm                                                                            |
| Peso                              | 28.9 kg                                                                                   |
| Vidro frontal                     | 3.2 mm, revestimento anti-reflexo, alta transmissão, baixo teor de ferro, vidro temperado |
| Quadro                            | Liga de Alumínio Anodizado                                                                |
| Caixa de Junção                   | Classificação IP68                                                                        |
| Cabos de saída                    | TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm , (-): 200mm ou comprimento personalizado             |

Fonte: Jinko Solar (c2020).

Uma vez conhecido o tipo de módulo que será utilizado, deve-se determinar a energia que o painel irá gerar em seu local de montagem. Conhecendo-se o valor da energia produzida por dia ou mês, o número de módulo preliminares necessários para o sistema fotovoltaico pode ser determinado de acordo com os critérios adotados pelo projetista, segundo a equação 8 (VILLALVA, GAZOLI, 2012, p. 215).

**Equação 8** - Cálculo da quantidade de módulos necessários

$$N_p = \frac{P_{\text{sistema}} (W_p)}{P_{\text{módulo}} (W)} \quad (8)$$

Sendo,

$N_p$  = Número de módulos da instalação;

$P_{\text{sistema}}$  = Energia a ser produzida pelo sistema em kWp;

$P_{\text{módulo}} = \text{Potência nominal dos módulos em kW.}$

Como os painéis fotovoltaicos consistem em células de materiais semicondutores, cujas propriedades sofrem com o aumento da temperatura é necessário fazer a análise da temperatura máxima e mínima para garantir

### 3.2.3 Dimensionamento do inversor

Para o dimensionamento do inversor é necessário selecionar o equipamento mais adequado para os respectivos módulos fotovoltaicos, considerando algumas características como níveis de tensão e corrente, eficiência, flexibilidade de instalação, durabilidade e segurança. O inversor escolhido para o estudo é do modelo SG75CX fabricado pela Sungrow, que possui altas correntes de entrada máxima e curto-circuito para operar módulos mais modernos. Na Tabela 6 estão alguns dos dados elétricos para este modelo.

| <b>Tabela 6 - Característica do inversor</b>        |                    |
|-----------------------------------------------------|--------------------|
| <b>Entrada (CC)</b>                                 |                    |
| Tensão de entrada FV máx                            | 1.100 V            |
| Tensão de entrada FV mín. / Tensão de inicialização | 200 V / 250 V      |
| Tensão de entrada FV nominal                        | 585 V              |
| Faixa de tensão MPP                                 | 200 V a 1.000 V    |
| Nº de entradas MPP independentes                    | 9                  |
| Nº de entradas MPP independentes                    | 2                  |
| Corrente de entrada FV máx.                         | 26 <sup>a</sup> *9 |
| Corrente de curto-circuito CC máx.                  | 40 <sup>a</sup> *9 |
| <b>Saída (CA)</b>                                   |                    |
| Potência de saída CA nominal                        | 75 kW              |
| Potência de saída CA máx.                           | 75 kVA             |
| Corrente de saída CA máx.                           | 113,7 A            |
| Tensão CA nominal                                   | 3 / N / PE, 400 V  |

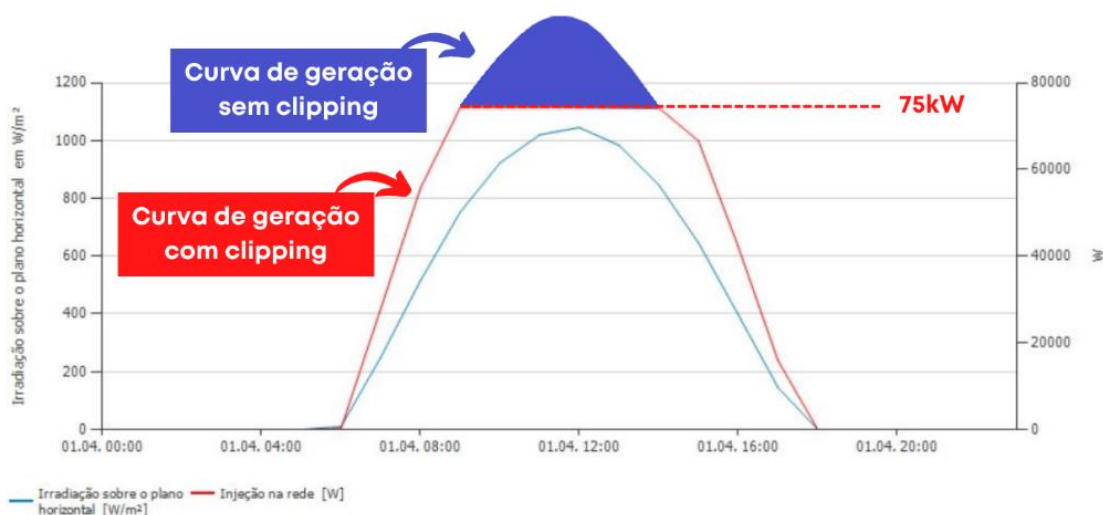
Fonte: Sungrow (c2022b).

Logo, se usarmos uma potência de módulo (CC) maior que a potência nominal do inversor (CA), vamos superdimensionar o inversor, denominado pelo termo de *oversizing*. O inversor fotovoltaico possui um limite máximo de potência de saída, que é pré-configurado pelo fabricante de acordo com as características do inversor. Este limite de potência é indicado na

folha de dados do dispositivo como "*Maximum AC Power*". Isso significa que mesmo que a potência (CC) do módulo seja maior que o valor da potência nominal (CA) do inversor, o inversor produzirá apenas a potência máxima de saída e a potência extra do módulo será “cortada”, também conhecido como *clipping* (RITTER, 2020).

Na Figura 26 é ilustrado o desenho da curva da geração no software Pv Sol num dia de sol pleno na cidade de Palmas – TO, com o inversor escolhido e 216 módulos da Jinko Solar. A curva vermelha continuaria no traçado azul, mas é cortada justamente pela potência de saída máxima do inversor de 75kW. De acordo com a Solarize (2021), é importante entender que o corte é as vezes ou quando há alta irradiância, quando há nuvens ou em dias com menos irradiação, como no inverno, pode haver pouco ou nenhum corte da energia. Este fato mostra que a previsão de danos por sobrecarregamento não é tão simples.

**Figura 26** - Simulação da curva de geração do inversor com clipping



Fonte: Autoria utilizando o PVSOL (2022).

Geralmente para otimizar a produção de energia é frequente que se eleve a quantidade de módulos para maior potência do sistema. Para Souza (2020), o aumento da potência dos módulos equivale a redução do Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI), que pode ser calculado utilizando a equação 9, quanto maior a potência dos módulos em relação a potência do inversor, menor é o FDI. No entanto, é algo natural os projetos terem um FDI menor que 1 pois raramente a potência máxima dos módulos no STC é atingida. Além disso, um FDI menor colabora para o aumento da viabilidade econômica já que permite o aumento da TIR e da geração de energia para projetos de usinas fotovoltaicas.

**Equação 9 - Fator de Dimensionamento do Inversor**

$$\frac{\text{Potência nominal do inversor (kW)}}{\text{Potência dos módulos (kWp)}} \quad (9)$$

**3.2.4 Sobrecarregamento máximo**

Para saber a sobrecarga máxima do inversor é necessário realizar os cálculos de acordo com as premissas do projeto utilizando os modelos exatos de inversor e módulo. Com isso, é importante analisar as temperaturas máximas e mínimas históricas já registrado no local de instalação, para garantir que os níveis de tensão e corrente das strings atendam às necessidades e restrições do inversor (SUNGROW, 2020).

Para definir o número máximo de módulos por strings, é essencial garantir que a tensão das strings nunca ultrapasse a tensão máxima de entrada do inversor, ou seja, no pior caso de tensão nunca deverá ser ultrapassado a tensão máxima do inversor, a situação é que quando a temperatura cai a tensão dos módulos aumentam. Segundo a Sungrow (2020), caso a tensão dos módulos por strings ultrapasse a tensão máxima de entrada do inversor o componente será danificado por não conseguir limitar a tensão de entrada. Para isso, é utilizado o coeficiente informado no datasheet do módulo para a correção de temperatura de Voc de acordo equação 10.

**Equação 10 - Cálculo da correção do Voc**

$$((\text{Temp}_{\text{mínima}} - \text{Temp}_{\text{STC}}) \times \text{coef. Voc}_{\text{STC}}) + \text{Voc}_{\text{STC}} \quad (10)$$

Sendo,

Temp<sub>mínima</sub> = Temperatura mínima ambiente do local de instalação;

Temp<sub>STC</sub> = Temperatura da condição padrão de teste do módulo (25°C);

Coef. Voc<sub>STC</sub> = Coeficiente de temperatura de Voc (%/°C);

Voc<sub>STC</sub> = Tensão de curto-circuito aberto em STC.

Após recalcular a tensão de curto-circuito dos módulos de acordo a temperatura mínima ambiente, é possível determinar a quantidade máxima de módulos por strings de forma que a tensão dos módulos não ultrapasse a tensão de entrada máxima do inversor, definida em (11).

**Equação 11 - Quantidade máxima de módulos pelo método Voc**

$$\frac{\text{Tensão de entrada máxima do inversor}}{V_{OC(\text{corrigido})}} \quad (11)$$

Logo, deve-se calcular a quantidade máxima de módulos pelo critério do  $V_{mp}$  dado na equação 12, que deve estar dentro do range do MPPT para potência nominal.

**Equação 12 - Quantidade máxima de módulos pelo método  $V_{mp}$** 

$$\frac{\text{Tensão MPP max.}}{V_{mp \text{ do módulo (STC)}}} \quad (12)$$

Ainda de acordo a Sungrow (2020), o número máximo de módulos por string será o mínimo valor encontrado entre os critérios de cálculo de Voc e  $V_{mp}$ . Além disso, para garantir que a soma das correntes de strings de um mesmo MPPT nunca ultrapasse a corrente limite do inversor é necessário realizar a correção de temperatura da corrente de ISC utilizando o mesmo método em (10) e seus valores característicos para posterior aplicação em (13), aplicando um incremento de 15% a 25% para simular o cenário de pico dos módulos.

**Equação 13 - Strings por MPPT**

$$\frac{\text{Corrente de curto – circuito do inversor}}{I_{SC(\text{corrigido})}(\text{STC}) \text{ do módulo} \times (1,25)} \quad (13)$$

A sobrecarga do inversor pode ser calculada através da relação CC/CA em (14), lembrando que se for respeitado todos os limites do inversor, ele estará coberto pela garantia e não danificará o produto.

**Equação 14 - Relação CC/CA**

$$\frac{\text{Potencia total dos módulos kWp (CC)}}{\text{Potência nominal do inversor kW(CA)}} \quad (14)$$

**3.3 Análise de viabilidade**

Para realizar o estudo da viabilidade econômica do ponto de vista do investidor é necessário detalhar os componentes que irão compor no orçamento da futura instalação. Além disso, deverá ser levantado a geração da usina que o cliente irá pagar por cada kWh para definir

o valor a ser recebido mensalmente pelo aluguel do sistema e a economia a ser concedida para o contratante definida em (15) e (16) (VIEIRA, 2022).

**Equação 15** - Valor monetário da geração

$$\text{Geração da usina} \times \text{Valor da tarifa com imposto} \quad (15)$$

**Equação 16** - Economia média p/ o cliente

$$\text{Valor monetário da geração} \times \text{desconto (\%)} \quad (16)$$

No valor da economia média a ser dado para os clientes já está incluso o valor a ser pago de aluguel e o valor residual a ser pago com a nova conta de energia para a concessionária. Dessa forma, para saber o valor a ser dado de economia para cada participante é necessário fazer o rateio da energia utilizando uma proporção de 100% para o consumo total dos participantes sendo o valor médio mensal de cada um a porcentagem a ser descoberta.

Com isso, o cálculo do aluguel mensal da usina se dá através da equação 17, após levantar o valor monetário da conta antiga antes do sistema solar, da conta de energia após o sistema e do valor da economia a ser dado a cada participante.

**Equação 17** - Cálculo do aluguel mensal

$$\text{Fatura antiga (R\$)} - \text{Fatura nova (R\$)} - \text{Economia mensal (R\$)} \quad (17)$$

Para a realização do detalhamento dos componentes, foram realizadas pesquisas e cotações com alguns fornecedores que pode ser observado na tabela 7. Nota-se que o custo total da implementação do sistema resultou em um custo de R\$ 419.169,70 para uma potência de 116,64kWp.

**Tabela 7** – Orçamento dos equipamentos

| <b>Custo do sistema</b> |                   |                    |                   |
|-------------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| <b>Equipamento</b>      | <b>Quantidade</b> | <b>Valor (R\$)</b> | <b>Total</b>      |
| Inversor                | 1                 | 37.799,90          | 37.799,90         |
| Módulos                 | 216               | 1.428,30           | 308.512,80        |
| Proteções CA            | 1                 | 819,00             | 819,00            |
| Cabos                   | 1000              | 7,90               | 7.900,00          |
| Estrutura               | 60                | 1.009,00           | 55.495,00         |
| MC4                     | 80                | 11,40              | 912,00            |
| <b>Valor total</b>      |                   |                    | <b>411.438,70</b> |

Fonte: Autoria (2022).

A potência do inversor e o número de módulos foram selecionados para atender aos requisitos necessários de consumo, caso a unidade aumente essa demanda a geração pode ser expandida implementando uma maior quantidade de módulos.

Para o efeito de cálculo econômico será utilizado alguns indicadores abordados ao longo do trabalho presentes nos itens 2.7.2 a 2.7.5, baseados nos métodos de fluxo de caixa, payback, VPL e TIR. Com isso, para representar resultados fiéis durante o tempo de vida útil de 25 anos do sistema, serão considerados os valores das tarifas e reajuste tarifário médio anual de 4,61% a partir da análise da fatura de energia do cliente, presentes nos itens 3.1.4 e 3.1.5.

### 3.3.1 Despesas com o sistema

Despesas operacionais, como manutenção de equipamentos e folha de pagamento, são consideradas despesas mensais que devem ser contabilizadas no orçamento do proprietário da planta. As despesas operacionais são chamadas de *Operational Expenditure* (OPEX). As empresas normalmente acompanham seus gastos com OPEX todos os meses para manter o controle financeiro e fazer ajustes, se necessário. A taxa de disponibilidade também é outra despesa mensal que o proprietário da usina deve considerar, juntamente com os custos de operação e manutenção, para que a usina opere em todo o seu potencial.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção procura descrever os resultados obtidos para o modelo de negócio de locação, enquadrados nos modelos de compensação de energia. Uma vez determinado todos os parâmetros técnicos da usina solar, é possível analisar o desempenho do sistema utilizando a ferramenta PVSOL para simular a geração. Posteriormente será realizado a análise econômica do ponto de vista do cliente contratante e do proprietário da usina.

### 4.1 Sistema proposto

De acordo com a equação 7, mencionada no índice 3.2.1, a potência teórica do sistema, levando em consideração uma performance ratio de 0,83 e irradiação média diária de  $5,22\text{kWh/m}^2$  para a cidade de Palmas – TO, será  $107,71\text{kWp}$  de potência. Porém o dimensionamento deve antecipar um aumento no consumo de energia dos participantes, sendo necessário haver uma folga na geração da usina, pois no inverno a geração de energia também pode ser reduzida.

Definindo a potência do sistema em  $116,64\text{ kWp}$ , o número de módulos necessários pode ser calculado a partir da equação 8, no subitem 3.2.2, utilizando a potência máxima nominal do inversor adotado na tabela 6, no tópico 3.2.3, chegando ao resultado de 216 módulos fotovoltaicos a serem instalados sobre a estrutura. Dessa forma, a partir da figura 27 é possível analisar a vista superior da projeção paralela com as respectivas cotações.

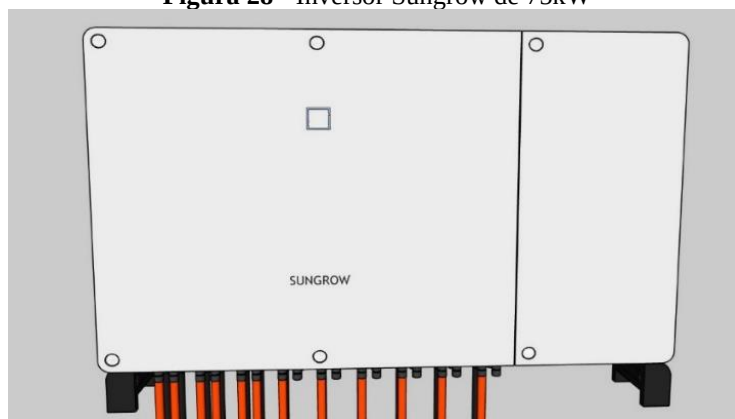
**Figura 27** – Projeto do objeto de estudo



Fonte: Autoria (2022).

Com isso, a estrutura que sustentará os módulos, é uma estrutura fixa no solo da fabricante Romagnole longarina de 4800 mm que compartilha até 4 módulos por mesa, com a disposição de 36 módulos por 9 linhas e 9 colunas com inclinação de 10° com suas faces voltadas para o norte a qual cada linha irá abrigar 2 strings a serem conectadas no lado CC do inversor (Figura 28).

**Figura 28 - Inversor Sungrow de 75kW**



Fonte: Autoria (2022).

O inversor escolhido já mencionado no subitem 3.2.3 (figura 28), será conectado a 12 arranjos fotovoltaicos, contendo 18 módulos da Jinko Solar de 540W em cada arranjo, totalizando a quantidade de módulos, sendo a MPPT1 a MPPT3 com arranjos em paralelo e o restante dos arranjos em série.

A geração da usina foi obtida através de simulações no PVSOL e corrigidas para a irradiação média mensal de cada mês de acordo figura 22, para um plano inclinado de 10° ao norte. A tabela 8 mostra os valores obtidos da geração para o objeto de estudo sendo a geração média de 15.143 kWh/mês.

**Tabela 8 – Geração do objeto de estudo**

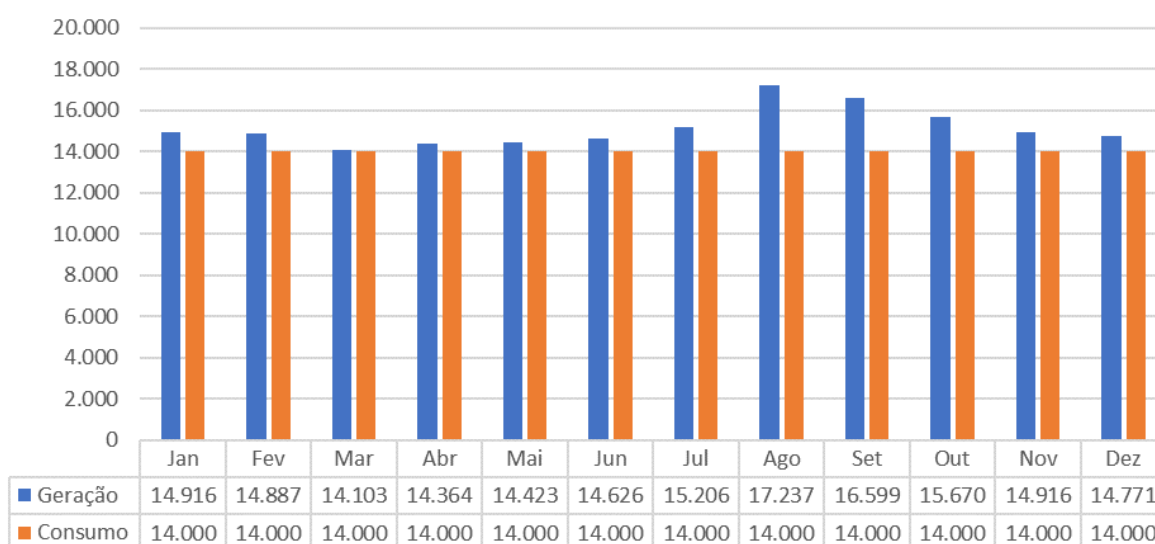
| <b>Geração da usina</b> |            |           |       |                   |
|-------------------------|------------|-----------|-------|-------------------|
| Mês                     | Irradiação | Qnt. Dias | Fator | Geração (kWh/mês) |
| Janeiro                 | 5,14       | 31        | 128   | 14.916            |
| Fevereiro               | 5,13       | 28        | 128   | 14.887            |
| Março                   | 4,86       | 31        | 121   | 14.103            |
| Abril                   | 4,95       | 30        | 123   | 14.364            |
| Maio                    | 4,97       | 31        | 124   | 14.423            |
| Junho                   | 5,04       | 30        | 125   | 14.626            |
| Julho                   | 5,24       | 31        | 130   | 15.206            |
| Agosto                  | 5,94       | 31        | 148   | 17.237            |
| Setembro                | 5,72       | 30        | 142   | 16.599            |
| Outubro                 | 5,40       | 31        | 134   | 15.670            |
| Novembro                | 5,14       | 30        | 128   | 14.916            |

Continua...

|              |             |           |            |               |
|--------------|-------------|-----------|------------|---------------|
| Dez          | 5,09        | 31        | 127        | 14.771        |
| <b>Média</b> | <b>5,22</b> | <b>30</b> | <b>130</b> | <b>15.143</b> |

Fonte: Aatoria (2022).

Com os dados da geração mensal é possível fazer um comparativo com o consumo de todos os participantes da locação. O gráfico da figura 29 permite avaliar as condições mensais de consumo e geração em cada mês durante o ano, a qual nenhum mês de consumo excede a geração, e os créditos resultantes podem ser utilizados em meses em que a geração for inferior ao consumo. O dimensionamento do sistema foi elaborado já pensando no aumento do consumo dos clientes e na degradação dos módulos ao longo dos anos que tem um certo impacto na geração da usina, para que os clientes não precisem pagar pela energia da rede mesmo que a geração da usina não possa atender o consumo.

**Figura 29 – Geração x Consumo**

Fonte: Aatoria (2022).

## 4.2 Viabilidade econômica do cliente

Para determinar a viabilidade econômica do cliente foram utilizadas as equações do subitem 3.1.5 para obter as tarifas com impostos do consumo de energia e da energia ativa injetada a serem aplicadas no estudo, e as equações do subitem 3.3 para os resultados econômicos. A tabela 9 mostra os dados do modelo de compensação para o autoconsumo remoto, que foi aplicado para a obtenção dos resultados de viabilidade dos clientes.

**Tabela 9** - Informações sobre as tarifas dos modelos de compensações

| Tabela 5 – Informações sobre as tarifas dos modelos de compensações |              |         |              |      |
|---------------------------------------------------------------------|--------------|---------|--------------|------|
| Impostos                                                            |              |         |              |      |
| ICMS:                                                               |              | 25%     |              |      |
| PIS/Cofins:                                                         |              | 5%      |              |      |
| Tarifas                                                             |              |         |              |      |
| Energia (kWh)                                                       | sem impostos |         | com impostos |      |
| TUSD                                                                | R\$          | 0,43987 | R\$          | 0,46 |
| TE                                                                  | R\$          | 0,22812 | R\$          | 0,32 |
| Tarifa de compensação                                               | R\$          | 0,66799 | R\$          | 0,78 |

Fonte: Autoria (2022).

Ao aplicar os dados da geração média mensal da usina e a tarifa de 0,78 que se refere ao valor da tarifa de compensação dentro da equação 5, é obtido o valor da energia produzida pela usina de R\$ 11.859,98. Além disso, fazendo-se o uso da equação 16 é definido o valor de desconto em torno de 20% em cima do valor da energia produzida, o que gera uma economia mensal de R\$ 2.372,00.

Dessa forma, ao fazer o rateio da energia é possível saber a economia mensal que vai incidir para cada um dos 14 participantes como mostra a tabela 10. Com isso, cada cliente receberá mensalmente uma economia de R\$ 169,43 em cima da conta de luz paga anteriormente, o que por sinal se torna um fator interessante para o locatário já que ele irá economizar sem fazer qualquer tipo de investimento alto e custo de instalação.

**Tabela 10** - Rateio e economia mensal dos participantes

| <b>Participante</b> | <b>Consumo</b> | <b>Rateio (%)</b> | <b>Economia (R\$)</b> |
|---------------------|----------------|-------------------|-----------------------|
| 1                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 2                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 3                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 4                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 5                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 6                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 7                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 8                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 9                   | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 10                  | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 11                  | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 12                  | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 13                  | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| 14                  | 1000           | 7,14%             | R\$ 169,43            |
| <b>Total</b>        | <b>14000</b>   | <b>100%</b>       | <b>R\$ 2.372,00</b>   |

Fonte: Autoria (2022).

Ainda mais, para estabelecer o valor do aluguel mensal a ser pago pelo contratante da locação é feito o uso da equação 17. A tabela 11 mostra os resultados levantados para a conta antiga que era paga pelo cliente antes da instalação do sistema solar e valores a serem pagos após a instalação do sistema, como o valor residual a ser pago a concessionária de energia, e o valor a ser pago de aluguel mensalmente.

**Tabela 11** - Análise mensal dos clientes

| <b>Participante</b> | <b>Fatura antiga por UC</b> |        | <b>Nova fatura por UC</b> |        | <b>Aluguel mensal</b> |        |
|---------------------|-----------------------------|--------|---------------------------|--------|-----------------------|--------|
| <b>1</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>2</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>3</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>4</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>5</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>6</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>7</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>8</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>9</b>            | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>10</b>           | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>11</b>           | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>12</b>           | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>13</b>           | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |
| <b>14</b>           | R\$                         | 937,53 | R\$                       | 248,09 | R\$                   | 520,01 |

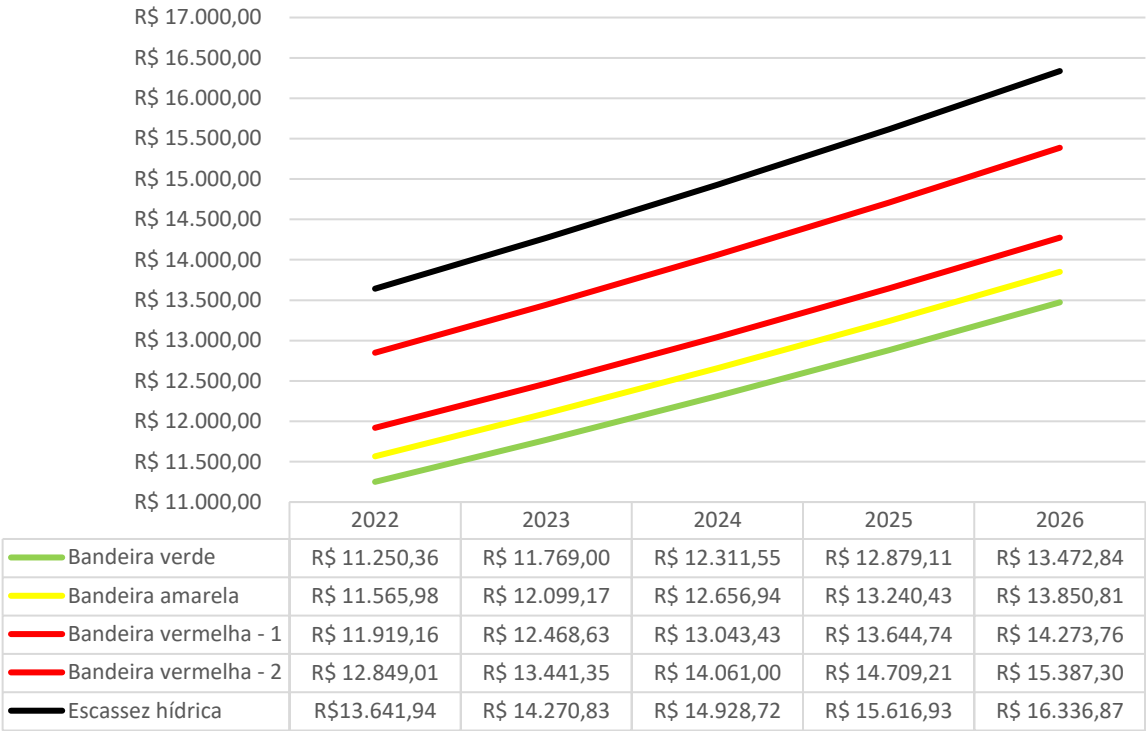
Fonte: Autoria (2022).

Desse modo, através da tabela 11 é possível observar que cada participante passará a pagar anualmente somente R\$ 9.217,20 com a locação ao invés de R\$ 11.250,36, o que gera a uma economia anual de R\$ 2.033,16. É possível observar que nesse modelo de negócio de locação de usinas, o valor do aluguel deve ser menor que a fatura de energia paga pelo o cliente, e o valor a ser pago na nova fatura deve ser apenas o valor residual da compensação de energia e do custo de disponibilidade.

Segundo a Cemig (2021), o cliente de microgeração paga o custo de bandeira tarifária definida pela ANEEL. Destaca-se que a aplicação da bandeira para o cliente GD deve incidir sobre o valor líquido de energia a ser faturado, ou seja, deve-se primeiro compensar da energia consumida os créditos de energia disponíveis, e então aplicar a bandeira tarifária no saldo resultante. Caso o cliente seja faturado apenas pelo custo disponibilidade, a tarifa referente a bandeira tarifária incide sobre o valor integral do custo de disponibilidade.

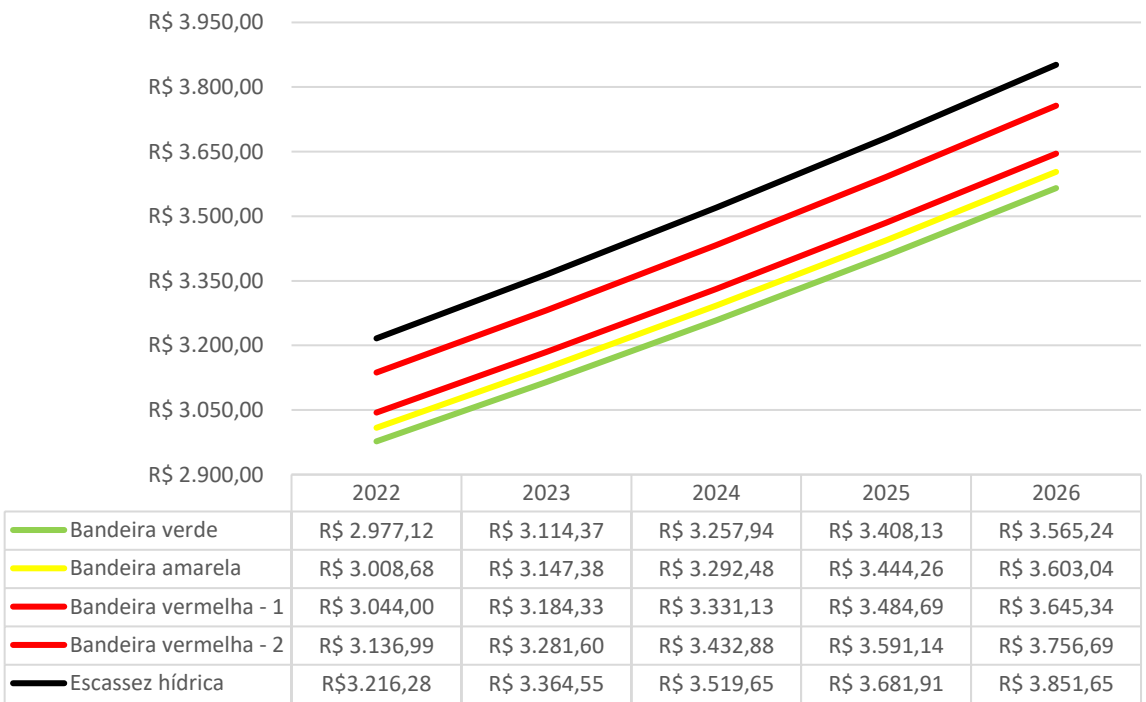
As figura 30 e 31 mostram fielmente os valores da conta com um aumento anual de energia de 4,61% considerando as bandeiras tarifárias a serem pagas por cada cliente antes e depois do sistema nos primeiros 5 anos.

Figura 30 - Conta antes do sistema com as bandeiras tarifárias



Fonte: Autoria (2022).

Figura 31 - Conta depois do sistema com as bandeiras tarifárias



Fonte: Autoria (2022).

É possível observar também, que com o sistema é possível diminuir a incidência das bandeiras já que ela irá incidir apenas no custo disponibilidade do cliente e não no consumo total. A tabela 12 informa os resultados a serem pagos referentes a bandeira em relação ao consumo de 1000kWh/mês antes do sistema e ao custo disponibilidade depois do sistema de 100kWh/mês.

**Tabela 12** - Bandeiras tarifárias sobre o consumo e sobre o custo disponibilidade

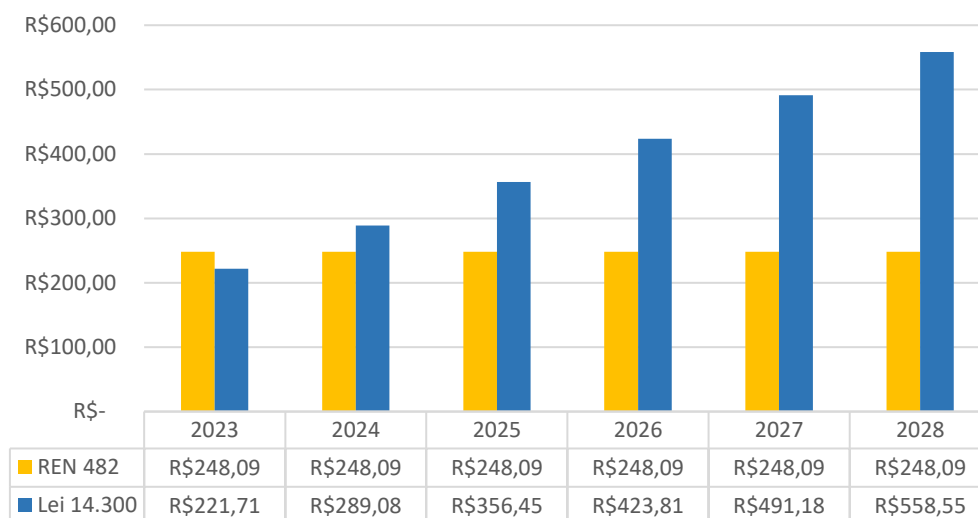
| <b>Bandeiras</b>          | <b>Sem o sistema</b> |        | <b>Com o sistema</b> |       |
|---------------------------|----------------------|--------|----------------------|-------|
| <b>Verde</b>              | R\$                  | -      | R\$                  | -     |
| <b>Amarela</b>            | R\$                  | 26,30  | R\$                  | 2,63  |
| <b>Vermelha patamar 1</b> | R\$                  | 55,73  | R\$                  | 5,57  |
| <b>Vermelha patamar 2</b> | R\$                  | 133,22 | R\$                  | 13,32 |
| <b>Escassez hídrica</b>   | R\$                  | 199,30 | R\$                  | 19,93 |

Fonte: Autoria (2022).

Em 7 de janeiro de 2023, um novo sistema de distribuição de energia elétrica entrará em vigor. Para sistemas instalados sobre esta nova lei, a energia injetada não será 100% devolvida ao cliente como acontece pela regra atual da REN 482/2012. A distribuidora irá reter uma parte da energia correspondente à TUSD Fio B. Esta tarifa paga a manutenção e construção da rede elétrica local.

Em alguns casos (férias, apartamento vazio, etc.), pode ser cobrada uma taxa de consumo zero sobre a energia injetada na rede, mesmo que a geração solar seja alta. Os custos da distribuidora são cobrados primeiro, e se o consumo for próximo de zero, a cobrança do custo de disponibilidade também é aplicada (SOLARIZE, 2022). Dessa forma, os sistemas que forem dado entrada após decorridos os 12 meses do período da publicação da lei 14.300/2022 da ANEEL, o consumidor estará sujeito a cobrança do Fio B que tem um efeito de escalonamento durante 6 anos. No Estado do Tocantins o valor referente a TUSD Fio B sem os impostos é de R\$ 0,32.

Na figura 32 é possível observar o efeito do período de transição que cada cliente irá passar durante os 6 anos, e fazer a comparação econômica com a regra atual. Os resultados foram obtidos considerando as tarifas sem impostos e sem o aumento percentual anual da energia elétrica, apenas para tornar o entendimento em relação a REN e a nova Lei simples. Com isso, a demonstração implica um cliente do objeto de estudo que pagava cerca de R\$ 937,53 antes da locação da usina, após a locação, o cliente passará a pagar o valor do aluguel (R\$ 520,01) e o valor residual na nova conta de energia (R\$ 248,09) caso esteja sobre a vigência da regra atual da REN 482/2012.

**Figura 32 - Fio B para cada consumidor**

Fonte: Autoria (2022).

Além disso, economicamente falando, é perceptível que no ano de 2023 a Lei 14.300 seja mais viável que a REN 482/2012, isso se dá pelo fato de que no ano de 2023 a porcentagem cobrada em cima da TUSD Fio B é de apenas 15%. Logo, ao ser analisado os anos decorrentes, economicamente, o quadro em relação ao Fio B já não se torna tão interessante ao ser comparado com a REN 482.

Portanto, para consumidores que possuem a compensação de energia em autoconsumo remoto, a Lei 14.300 inviabiliza a economia que esses clientes teriam pela regra atual, já que uma vez em 2028 o valor residual a ser pago na nova conta de energia é superior ao valor do aluguel a ser pago pela REN 482. O que acaba inviabilizando também para o proprietário da usina, devido a redução do valor do aluguel em consequência da nova conta de energia com um valor alto a ser pago pelo cliente.

#### 4.3 Viabilidade econômica para o proprietário da usina

Para a análise econômica do ponto de vista do investidor, foi considerado as despesas da usina com um custo disponibilidade de 100kWh/mês e um custo de operação e manutenção de R\$ 400,00 mensal com um acréscimo de 1% ao ano. Para o cálculo do retorno mensal do investidor é só somar os valores referentes ao valor do aluguel de todos os participantes e subtrair com as despesas da usina. A Tabela 13 mostra os resultados mensais e anuais do retorno financeiro para o proprietário no primeiro ano pela regra da REN 482/2012.

**Tabela 13 - Retorno financeiro**

| <b>Informações</b>           |     |           |
|------------------------------|-----|-----------|
| Retorno mensal p/ investidor | R\$ | 6.786     |
| Retorno anual p/ investidor  | R\$ | 81.436,35 |

Fonte: Aatoria (2022).

Com isso, é possível fazer a análise anual mais aprofundada (Tabela 14), aplicando o aumento da energia de 4,61% ao ano, custo disponibilidade e o acréscimo anual com o custo operação e manutenção para subtrair as despesas, para um valor mais realista ao longo dos anos. Lembrando que o valor anual do aluguel também já inclui o aumento da energia.

**Tabela 14 - Retorno anual com as despesas**

| <b>Ano</b> | <b>Aluguel anual</b> | <b>Taxa disponibilidade</b> | <b>OPEX</b>  | <b>Retorno anual c/ despesas</b> |
|------------|----------------------|-----------------------------|--------------|----------------------------------|
| 2022       | R\$ 87.361,39        | R\$ 1.125,04                | R\$ 4.800,00 | R\$ 81.436,35                    |
| 2023       | R\$ 92.700,93        | R\$ 1.176,90                | R\$ 4.848,00 | R\$ 86.676,03                    |
| 2024       | R\$ 98.286,64        | R\$ 1.231,16                | R\$ 4.896,48 | R\$ 92.159,00                    |
| 2025       | R\$ 104.129,84       | R\$ 1.287,91                | R\$ 4.945,44 | R\$ 97.896,48                    |
| 2026       | R\$ 110.242,41       | R\$ 1.347,28                | R\$ 4.994,90 | R\$ 103.900,23                   |
| 2027       | R\$ 116.636,77       | R\$ 1.409,39                | R\$ 5.044,85 | R\$ 110.182,53                   |
| 2028       | R\$ 123.325,92       | R\$ 1.474,37                | R\$ 5.095,30 | R\$ 116.756,25                   |
| 2029       | R\$ 130.323,43       | R\$ 1.542,34                | R\$ 5.146,25 | R\$ 123.634,84                   |
| 2030       | R\$ 137.643,53       | R\$ 1.613,44                | R\$ 5.197,71 | R\$ 130.832,38                   |
| 2031       | R\$ 145.301,08       | R\$ 1.687,82                | R\$ 5.249,69 | R\$ 138.363,58                   |
| 2032       | R\$ 153.311,65       | R\$ 1.765,62                | R\$ 5.302,19 | R\$ 146.243,84                   |
| 2033       | R\$ 161.691,50       | R\$ 1.847,02                | R\$ 5.355,21 | R\$ 154.489,28                   |
| 2034       | R\$ 170.457,67       | R\$ 1.932,17                | R\$ 5.408,76 | R\$ 163.116,74                   |
| 2035       | R\$ 179.627,96       | R\$ 2.021,24                | R\$ 5.462,85 | R\$ 172.143,87                   |
| 2036       | R\$ 189.220,99       | R\$ 2.114,42                | R\$ 5.517,48 | R\$ 181.589,10                   |
| 2037       | R\$ 199.256,27       | R\$ 2.211,89                | R\$ 5.572,65 | R\$ 191.471,72                   |
| 2038       | R\$ 209.754,17       | R\$ 2.313,86                | R\$ 5.628,38 | R\$ 201.811,93                   |
| 2039       | R\$ 220.736,02       | R\$ 2.420,53                | R\$ 5.684,66 | R\$ 212.630,83                   |
| 2040       | R\$ 232.224,14       | R\$ 2.532,12                | R\$ 5.741,51 | R\$ 223.950,52                   |
| 2041       | R\$ 244.241,86       | R\$ 2.648,85                | R\$ 5.798,92 | R\$ 235.794,09                   |
| 2042       | R\$ 256.813,60       | R\$ 2.770,96                | R\$ 5.856,91 | R\$ 248.185,73                   |
| 2043       | R\$ 269.964,90       | R\$ 2.898,70                | R\$ 5.915,48 | R\$ 261.150,71                   |
| 2044       | R\$ 283.722,47       | R\$ 3.032,33                | R\$ 5.974,64 | R\$ 274.715,50                   |
| 2045       | R\$ 298.114,26       | R\$ 3.172,12                | R\$ 6.034,38 | R\$ 288.907,75                   |
| 2046       | R\$ 313.169,52       | R\$ 3.318,36                | R\$ 6.094,73 | R\$ 303.756,43                   |

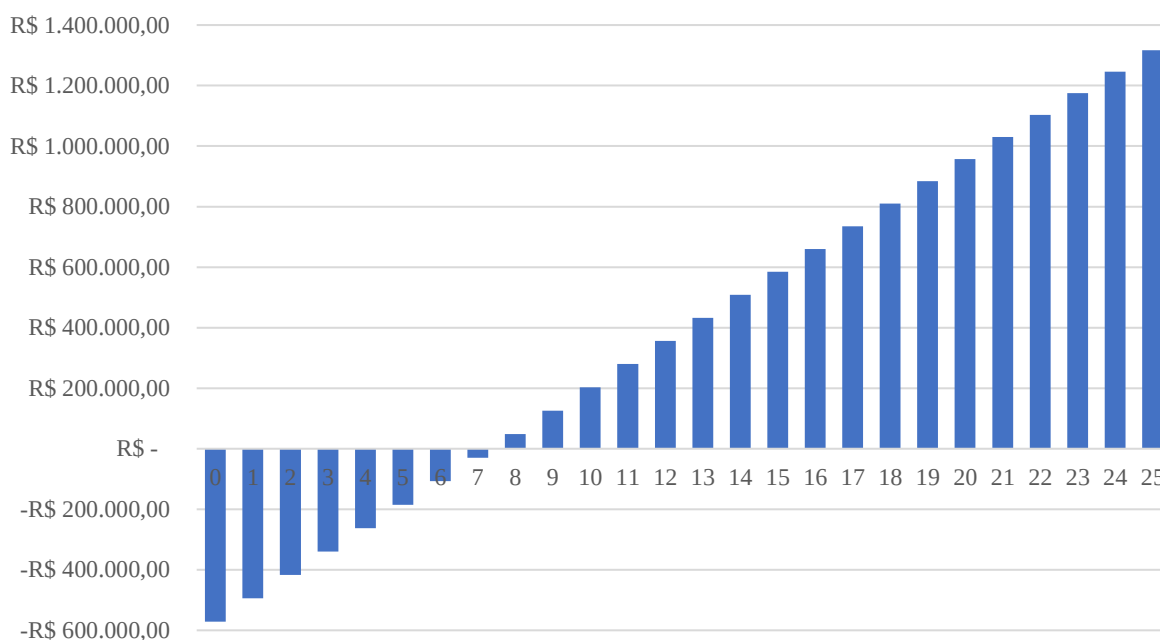
Fonte: Aatoria (2022).

Com os valores anuais monetários do retorno financeiro para o proprietário é possível realizar através dos indicadores do capítulo 2.7 o estudo da análise econômica. A tabela 15 e o gráfico da figura 33 mostram a análise realizada considerando uma TMA de 6%, o valor a ser investido com os equipamentos é de R\$ 411.438,70 somados a R\$ 160.000,00 estimado para montagem e construção do abrigo do inversor.

**Tabela 15 – Payback descontado**

| <b>Ano</b> | <b>Fluxo de caixa</b> |            | <b>Fluxo descontado</b> |            | <b>Payback descontado</b> |              |
|------------|-----------------------|------------|-------------------------|------------|---------------------------|--------------|
| <b>0</b>   | -R\$                  | 571.438,70 | -R\$                    | 571.438,70 | -R\$                      | 571.438,70   |
| <b>1</b>   | R\$                   | 81.436,35  | R\$                     | 76.826,75  | -R\$                      | 494.611,95   |
| <b>2</b>   | R\$                   | 86.676,03  | R\$                     | 77.141,36  | -R\$                      | 417.470,59   |
| <b>3</b>   | R\$                   | 92.159,00  | R\$                     | 77.378,47  | -R\$                      | 340.092,12   |
| <b>4</b>   | R\$                   | 97.896,48  | R\$                     | 77.543,18  | -R\$                      | 262.548,94   |
| <b>5</b>   | R\$                   | 103.900,23 | R\$                     | 77.640,29  | -R\$                      | 184.908,64   |
| <b>6</b>   | R\$                   | 110.182,53 | R\$                     | 77.674,34  | -R\$                      | 107.234,31   |
| <b>7</b>   | R\$                   | 116.756,25 | R\$                     | 77.649,58  | -R\$                      | 29.584,73    |
| <b>8</b>   | R\$                   | 123.634,84 | R\$                     | 77.570,03  | R\$                       | 47.985,30    |
| <b>9</b>   | R\$                   | 130.832,38 | R\$                     | 77.439,48  | R\$                       | 125.424,78   |
| <b>10</b>  | R\$                   | 138.363,58 | R\$                     | 77.261,50  | R\$                       | 202.686,28   |
| <b>11</b>  | R\$                   | 146.243,84 | R\$                     | 77.039,43  | R\$                       | 279.725,71   |
| <b>12</b>  | R\$                   | 154.489,28 | R\$                     | 76.776,44  | R\$                       | 356.502,15   |
| <b>13</b>  | R\$                   | 163.116,74 | R\$                     | 76.475,49  | R\$                       | 432.977,64   |
| <b>14</b>  | R\$                   | 172.143,87 | R\$                     | 76.139,40  | R\$                       | 509.117,04   |
| <b>15</b>  | R\$                   | 181.589,10 | R\$                     | 75.770,79  | R\$                       | 584.887,83   |
| <b>16</b>  | R\$                   | 191.471,72 | R\$                     | 75.372,13  | R\$                       | 660.259,96   |
| <b>17</b>  | R\$                   | 201.811,93 | R\$                     | 74.945,77  | R\$                       | 735.205,73   |
| <b>18</b>  | R\$                   | 212.630,83 | R\$                     | 74.493,89  | R\$                       | 809.699,62   |
| <b>19</b>  | R\$                   | 223.950,52 | R\$                     | 74.018,56  | R\$                       | 883.718,18   |
| <b>20</b>  | R\$                   | 235.794,09 | R\$                     | 73.521,71  | R\$                       | 957.239,89   |
| <b>21</b>  | R\$                   | 248.185,73 | R\$                     | 73.005,17  | R\$                       | 1.030.245,07 |
| <b>22</b>  | R\$                   | 261.150,71 | R\$                     | 72.470,65  | R\$                       | 1.102.715,72 |
| <b>23</b>  | R\$                   | 274.715,50 | R\$                     | 71.919,77  | R\$                       | 1.174.635,48 |
| <b>24</b>  | R\$                   | 288.907,75 | R\$                     | 71.354,02  | R\$                       | 1.245.989,50 |
| <b>25</b>  | R\$                   | 303.756,43 | R\$                     | 70.774,83  | R\$                       | 1.316.764,34 |

Fonte: Autoria (2022).

**Figura 33 - Retorno financeiro**

Fonte: Autoria (2022).

Para calcular a TIR não é utilizado o TMA, pois utilizamos todos os valores do fluxo de caixa, afinal já sabemos que o VPL será zero. Em vez de trazer o fluxo de caixa para o presente através da TMA, calculamos a taxa de desconto para o VPL, que resultará em um valor previsto de zero, ou seja, apesar do nome, a taxa interna de retorno não indica o retorno que um investimento trará, mas sim um desconto do "equilíbrio" que precisa ser aplicado ao fluxo de caixa projetado do projeto. A tabela 16 apresenta os resultados referentes a cada indicador.

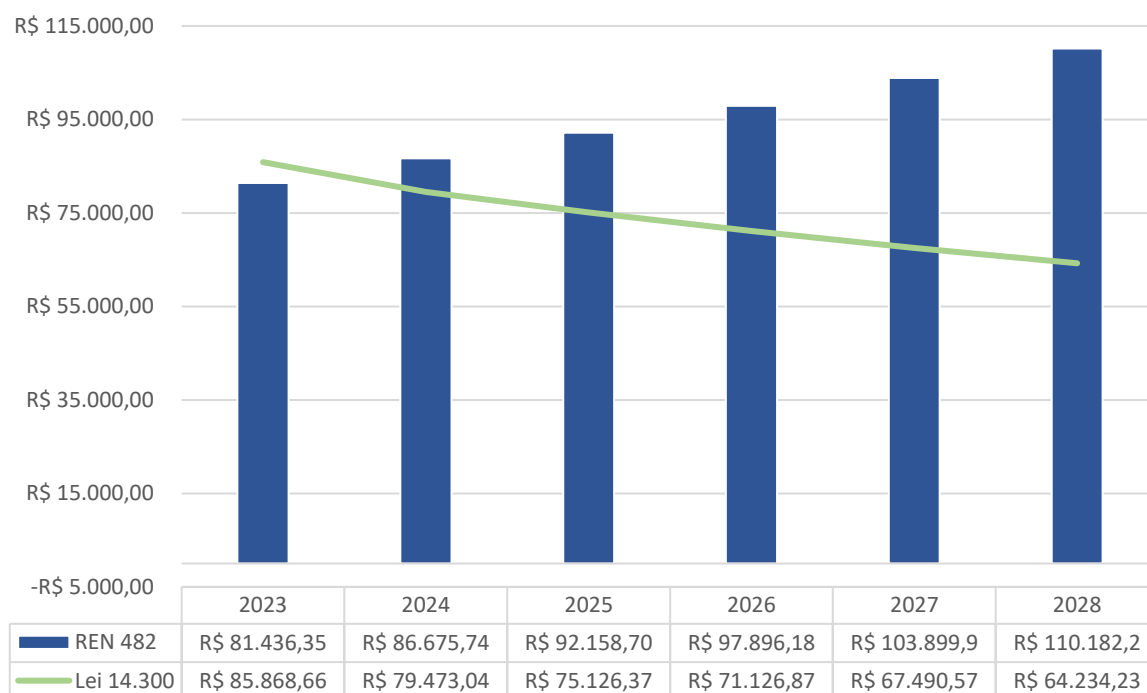
**Tabela 16 - Resultado dos indicadores**

| Indicadores    | Resultado    |
|----------------|--------------|
| TIR            | 20%          |
| VPL            | 1.316.764,34 |
| Payback (anos) | 7,38         |

Fonte: Autoria (2022).

Dessa forma, ao avaliarmos a taxa de desconto real do mercado em pouco menos de 20%, podemos concluir que o investimento ainda seria viável por trazer um certo lucro. Porém ao analisar o período do projeto em relação ao payback descontado e VPL, considerando uma TMA de 19% o projeto traria um lucro, porém o valor ganho não seria maior que o valor investido. Nesse caso, seria mais econômico investir o dinheiro em um ativo mais seguro e com potencial de retorno maior pois a medida em que a TMA for aumentando o VPL vai caindo até ficar chegar a zero.

A figura 34 fornece o gráfico comparativo do retorno financeiro do proprietário da usina por meio dos aluguéis anuais pela a REN 482 e pela lei 14.300.

**Figura 34 - Comparação do retorno financeiro**

Fonte: Autoria (2022).

Observa-se no gráfico que no ano de 2023 o retorno financeiro pela lei 14.300 é maior que pela a REN 482, pois as distribuidoras passam a cobrar pela energia armazenada para posterior compensação que possui uma porcentagem de 15% para o primeiro ano. Porém, a partir do ano de 2024 o retorno começa a cair de forma que para o retorno financeiro do projeto o VPL não se torna tão interessante para viabilizar.

O pior cenário da Lei 14.300 se mostra em 2028, quando a porcentagem a ser cobra pelo Fio B é de 90%, o retorno financeiro do investidor da usina cai praticamente pela metade devido ao valor do aluguel ser reduzido para que o cliente consiga ter uma economia na conta de luz, já que o valor a ser pago com a nova conta é alto.

Portanto, o melhor cenário para implementar a usina com a compensação da energia em autoconsumo remoto é pela regra atual da REN 482/2012, permitindo melhor economia para o cliente e lucro a longo prazo para o investidor.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ao iniciar o trabalho constatou-se que a locação de usinas solares seria uma ótima opção para reduzir os problemas causados pela crise hídrica por ser uma fonte de energia renovável, pois sua geração de energia não é prejudicial ao meio ambiente. Além disso, os custos de construção associados à vida útil dos equipamentos e à confiabilidade de falhas são baixos. No entanto, apesar de ser um modelo em crescimento por oferecer uma alternativa econômica à energia solar, não há relatos na literatura para conhecer mais detalhes sobre a execução e viabilidade de investimento ou contratação. Por isso, o presente estudo partiu da necessidade de estudar a viabilidade técnica e econômica da locação de micro usinas de geração fotovoltaica.

Diante disso, constata-se a efetividade do trabalho ao demonstrar a análise das soluções viáveis respeitando as normativas da geração distribuída para a locação de usinas solares, ao realizar o levantamento das normativas aplicadas a GD pela ANEEL, detalhando as modalidades de compensação em autoconsumo remoto, geração compartilhada e EMUC, analisando a viabilidade técnica e econômica no modelo de negócio de locação para o autoconsumo remoto.

Os diversos textos comentados e análise dos resultados deixam claro que se torna vantajoso para o cliente optar pela locação da usina pela regra atual da REN 482, ao trazer uma certa economia significativa na conta de energia sem qualquer investimento de construção ou compra de equipamentos. Além disso, o investidor da usina quitará o investimento realizado com o recebimento dos aluguéis mensais e após esse período trará um retorno financeiro viável.

O modelo de negócio para locação envolveu despesas por um período de 25 anos para o proprietário da usina. Através dos resultados dos índices de viabilidade, foi demonstrado que o sistema teria o retorno do investimento em aproximadamente 7 anos com um VPL de R\$ 1.316.764,34. A TIR foi de 20%, que pode ser comparada a TMA de 6%, constatando-se que o investimento é atrativo comparado com outras formas tradicionais de investimento disponíveis no mercado financeiro.

Do ponto de vista do locatário, o desconto fornecido foi de 20% na conta de luz, o que permite o cliente ter uma economia média anual de R\$ 2.033,14 comparado ao valor a ser pago antes do sistema. Em relação a lei 14.300 que será vigente a partir da solicitação de acesso após 7 de janeiro de 2023, a locação de usinas solares não se torna tão viável por ter um efeito escalonado durante 6 anos na TUSD do fio B, ao ser feita a taxaço através do consumo total

do cliente. Dessa forma, a economia para o cliente se torna menor comparada a REN 482 o que deixa também o retorno financeiro para o investidor menor.

Como as regras atuais estão se ajustando ao novo marco legal da geração distribuída seria interessante para trabalhos futuros fazer uma análise dos fatores citados, elaborando um comparativo pós transição.

## REFERÊNCIAS

ABGD – Associação Brasileira de Geração Distribuída. **Geração distribuída alcança 5 GW de potência instalada.** 2021. Disponível em: <<https://www.abgd.com.br/portal/blog-pg/87/geracao-distribuida-alcanca-5-gw-de-potencia-instalada/>>. Acesso em 21 de jan. 2022.

ABNT. **NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto.** 2019. Disponível em: <https://www.solarize.com.br/downloads/manual-energia-solar/NBR-16690-2019-consulta-publica.pdf>.. Acesso em 16 de nov. 2021.

ACADEMIA DO SOL. **Dimensionamento fotovoltaico passo a passo.** c2019-2021. Disponível em:<<https://academiadosol.com.br/dimensionamento-fotovoltaico/>>. Acesso em 20 de jan. 2022.

ANEEL. CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL. MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA. 2016.

ANEEL. Geração distribuída. 2022a. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em 07 de jun. 2022.

ANEEL. Geração distribuída. 2022b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Modalidade.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Modalidade.asp)>. Acesso em 07 de jun. 2022.

ANEEL. Geração distribuída. 2022c. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Estadual.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Estadual.asp)>. Acesso em 07 de jun. 2022.

ANEEL. **Índices de reajuste das tarifas residenciais.** 2022d. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWIxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>>. Acesso em 06 de mai. de 2022.

ARAÚJO, Guilherme. **Aluguel de usina solar por empresas está em alta no Brasil.** Info Solar. 2021. Disponível em: <https://infosolar.com/mercado/geracao-distribuida/aluguel-de-usina-solar-por-empresas-esta-em-alta-no-brasil>. Acesso em 27 de out. 2021

BAJAY, Sérgio et al. **Geração distribuída e eficiência energética.** 1. ed. Campinas: International Energy Initiative – IEI Brasil, 2018. Disponível em: <https://iei-brasil.org/wp-content/uploads/2018/01/Gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADa-e-efici%C3%Aancia-energ%C3%A9tica-Reflex%C3%B5es-para-o-setor-el%C3%A9trico-de-hoje-e-do-futuro.pdf>. Acesso em 02 de nov. 2021.

BARROS. **Fontes de energia renováveis representam 83% da matriz elétrica brasileira.** 2020. Disponível em: <https://www.gov.br/pt-br/noticias/energia-minerais-e-combustiveis/2020/01/fontes-de-energia-renovaveis-representam-83-da-matriz-eletrica-brasileira#:~:text=Barros%20ressaltou%20que%20%C3%A9%20fundamental,renda%20para%20a%20nossa%20popula%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em 10 de nov. 2021.

BRADA, Matheus. **Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD**. Canal Solar, 2022. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/>>. Acesso em 24 de mai. de 2022.

BRANDÃO, Ravi Borges. **Estudo de viabilidade de exploração comercial de uma mini usina fotovoltaica: O aluguel de placas solares**. 2014. Edição revisada e atualizada.

BRASIL. Aneel [Agencia Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução normativa nº 482**. 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 27 de out. 2021.

BRASIL. Aneel [Agencia Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução normativa nº 687**. 2015a.

BRASIL. Aneel [Agencia Nacional de Energia Elétrica]. **Resolução normativa nº 768**. 2017.

BRASIL. **Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

BRASIL. **Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997**. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.

BRASIL. **Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996**. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

BRASIL. **Lei do Cooperativismo nº 5.764 de 16 de dezembro de 1971**.

BRASIL. **Lei do Consórcio nº 11.795 de 8 de outubro de 2008**.

BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015**. 2015b

BRASIL. **Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e 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. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 7 jan. 2022

CAFÉ, Leandro Sales; PINHEIRO, José Guilherme Leitão. **Estudo da implementação de um sistema de energia solar fotovoltaico em uma residência unifamiliar**. Episteme Transversalis, [S.l.], v. 11, n. 3, jan. 2021. ISSN 2236-2649. Disponível em: <http://revista.ugb.edu.br/ojs302/index.php/episteme/article/view/2191>. Acesso em 12 nov. 2021.

CANAL SOLAR. **Entenda os inversores com múltiplos MPPT**. 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/inversores-com-multiplos-mppt/>>. Acesso em 17 de nov. 2021.

CANAL SOLAR, 2022. **Como montar uma fazenda solar?**. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/como-montar-uma-fazenda-de-energia-solar/>>. Acesso em 02 de fev. 2022.

CARDOSO, Diego Silva et al. **Geração distribuída de energia solar fotovoltaica: impactos da proposta de nova regulamentação pela ANEEL na atratividade do investimento**. Revista de Administração da UFSM, [S. l.], v. 14, n. 2, p. 423–442, 2021. DOI: 10.5902/1983465961993. Disponível em: <<https://periodicos.ufsm.br/reaufsm/article/view/61993>>. Acesso em 02 de nov. 2021.

CEMIG. Cartilha de Faturamento para Geração Distribuída (GD). 2021. Disponível em: <[https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/cartilha\\_de\\_faturamento\\_para\\_geracao\\_distribuida\\_cemig.pdf](https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/cartilha_de_faturamento_para_geracao_distribuida_cemig.pdf)>. Acesso em 24 de mai. de 2022.

CRESESB - Centro de Pesquisas de Energia. **Potencial Solar – SunData v 3.0**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em 11 de mai. de 2022

CIRILO, José Almir. **Crise hídrica: desafios e superação**. Revista USP, n. 106, p. 45-58, 2015.

CONFAZ - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **CONVÊNIO ICMS 16, DE 22 DE ABRIL DE 2015**. 2015. 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 18 de mai de 2022.

DANTE, Pedro. **Webnário | PL 5839: o que muda?**. Youtube, 12 jan. 2022. 1 vídeo (1:07:50h). Disponível em: <[https://www.youtube.com/watch?v=T0QfVJb\\_yYg&t=1162s](https://www.youtube.com/watch?v=T0QfVJb_yYg&t=1162s)>. Acesso em 24 de mai. de 2022.

DINIZ, J., 2017. **Metodologia para a análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

ECO.A. **Entenda como reduzir sua fatura de energia alugando uma usina solar fotovoltaica**. 2020. Disponível em: <<https://www.ecoaenergias.com.br/aluguel-usina-solar-fotovoltaica/#:~:text=Com%20o%20aluguel%20da%20usina%2C%20a%20fatura%20de,na%20sua%20fatura%20de%20energia%20da%20pr%C3%B3pria%20concession%C3%A1ria.>>>. Acesso em 12 de nov. 2021.

ECO.A. **Entenda quais são os modelos de geração de energia solar fotovoltaicas disponíveis para você e sua empresa**. 2020. Disponível em: <<https://www.ecoaenergias.com.br/modelos-geracao-energia-solar/>>. Acesso em 10 de nov. 2021.

ELETRIZA MONTAGENS. **Energia solar fotovoltaica**. c2017. Disponível em: <<http://eletrizamontagens.com.br/geracao-de-energia/energia-solar/>>. Acesso em 05 de set. 2021.

ENERGISA. **Norma de Distribuição Unificada NDU – 013**. Critérios para a Conexão em Baixa Tensão de ACESSANTES de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição. Revisão 5.0 Agosto/2021.

ENERGISA. **Quais são os impostos cobrados na conta de energia ?**. 19 de agosto de 2019. Disponível em: <<https://ajuda.energisa.com.br/pergunta/quais-sao-os-impostos-cobrados-nas-contas-de-energia/>>. Acesso em 18 de mai de 2022.

ENERGISA JUNTOS. Você e a energisa atuando na geração distribuída de energia solar. 2021. Disponível em: <<https://www.energisajuntos.com.br/energisa-lanca-cartilha-para-esclarecer-duvidas-sobre-geracao-solar/>>. Acesso em 20 de fev. 2022.

ENEVA. **Tauá**. c2020 Disponível em: <<https://eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia/taua/>>. Acesso em 27 de out. 2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanço Energético Nacional**. 2004. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/publicacoes/balanco-energetico-nacional/5-edicoes-anteriores/01-ben-2004-ano-base-2003-pdf.pdf>>. Acesso em 02 de nov. 2021.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Balanço Energético Nacional – Relatório síntese/Ano base 2019**. 2020. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019\\_Final.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf)>. Acesso em 10 de nov. 2021.

FERRAZ, Ricardo Alexandre Coelho. **Crise hídrica impulsiona energia solar**. Jornal Nacional, 2021. Disponível em: <<https://g1.globo.com/jornal-nacional/noticia/2021/10/23/crise-hidrica-impulsiona-energia-solar.ghtml>>. Acesso em 02 de nov. 2021.

FONSECA, Y. D.; BRUNI, A. L. **Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura**. Portal de Desenvolvimento da Bahia. Disponível em: <<https://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/25449>>. Acesso em 26 nov. 2021.

Google Earth Pro 7.3. 2018. **Cidade de Palmas, TO**. Coordenadas 10°10'58.75"S e 48°20'0.48"O. Imagem de satélite. Data de Visualização: 06/05/2022. Data da Imagem: 07/05/2021.

GREENPRO. **Energia Fotovoltaica Manual sobre tecnologias, projetos e instalação**. 2004. p. 1-368. Disponível em: <<https://ecoa.org.br/wp-content/uploads/2021/10/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em 01 de abr. 2022.

IRENA. **Renewable energy statistics 2022**. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>>. Acesso em 20 de jul. 2022.

JINKO SOLAR. **Tiger Pro 72HC 530-550 Watt mono-facial module**. c2020. Disponível em: <[https://jinkosolarcdn.shwebpace.com/uploads/JKM535-555M-72HL4-\(V\)-F3-EN.pdf](https://jinkosolarcdn.shwebpace.com/uploads/JKM535-555M-72HL4-(V)-F3-EN.pdf)>. Acesso em 01 de nov de 2021.

NETO, J. F. C. **Elaboração e avaliação de projetos de investimento: considerando o risco**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2009.

PRODANOV, Cleber Cristiano. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico** / Cleber Cristiano Prodanov, Ernani Cesar de Freitas. – 2. ed. – Novo Hamburgo: Feevale, 2013.

SENAI.RS. **Estudo de viabilidade econômica**. Porto Alegre, UNIDO, UNEP, Centro Nacional de Tecnologias Limpas SENAI, 2003. 34 p. il. (Série Manuais de Produção mais Limpa).

SUNGROW. **Monitoramento iSolarCloud**. C2022a. Disponível em: <<https://br.sungrowpower.com/productDetail/987>>. Acesso em 28 de jun. 2022.

SUNGROW. **SG75CX Inversor fotovoltaico string de múltiplos MPPTs para sistemas de 1.000 Vcc**. c2022b. Disponível em: <[https://br.sungrowpower.com/upload/file/20220628/SG75CX%20Datasheet\\_V1.1.1\\_PTBR.pdf](https://br.sungrowpower.com/upload/file/20220628/SG75CX%20Datasheet_V1.1.1_PTBR.pdf)>. Acesso em 28 de jun. 2022.

TRIBUCI, E. O. R. **Geração distribuída – Aspectos Jurídicos na estruturação de investimentos e projetos**. ABGD, 2019.

VINTURINI, Matheus. **Especificações dos cabos elétricos nos sistemas fotovoltaicos**. Canal Solar, 2020. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/especificacoes-dos-cabos-eletricos-nos-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em 16 de nov. 2021.

ZAGO, Camila Avozani; WEISE, Andreas Dittmar; HORNBURG, Ricardo André. **A importância do estudo de viabilidade econômica de projetos nas organizações contemporâneas**. In: VI CONVIBRA–Congresso Virtual Brasileiro de Administração. Anais. 2009. p. 1-15.

ZANI, Victor. **Painel solar fotovoltaico: O gerador de energia solar**. 2018. Disponível em: <<https://engehallrenovaveis.com.br/artigos/painel-solar-fotovoltaico>>. Acesso em 16 de nov. 2021.

VIEIRA, Daniel. **[AULA MAGNA] Aluguel de usinas solares na lei 14.300**. Youtube, 6 abr. 2022. 1 vídeo (2:27:43h). Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=x1qep5CsOgg&t=4599s>>. Acesso em 24 de mai. de 2022.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1 ed. São Paulo: Érica, 2012.

INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2017. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/>. Acesso em 18 de mai. 2022.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Edição revisada e atualizada. Rio de Janeiro: CEPTEL – CRESEB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Guia Rápido: Estrutura de suporte para painel solar fotovoltaico.** c2014-2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/guia-rapido-estrutura-de-suporte-para-fixacao-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em 20 de jan. 2022.

BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH, N. B. **Introdução ao projeto de sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: LTC, 2016.

ZILLES, R.; Macêdo, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. **Sistemas fotovoltaicos conectados á rede elétrica.** São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

RAUSCHMAYER, H., GALDINO, M. A. 2014 **“Os Impactos da Regulamentação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede”**. V Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife. Disponível em: [https://www.solarize.com.br/downloads/CBENS\\_impactos\\_regulamentacao.pdf](https://www.solarize.com.br/downloads/CBENS_impactos_regulamentacao.pdf)

RITTER, Maurício. **Sobredimensionamento do inversor: O que você deve saber.** Solar Edge. 2020. Disponível em: <<https://www.solaredge.com.br/solaredge-blog/sobredimensionamento-do-inversor#:~:text=O%20sobredimensionamento%20excessivo%20pode%20impactar%20no%20per%C3%ADodo%20de,mais%20longos%20aumentando%20a%20temperatura%20interna%20de%20opera%C3%A7%C3%A3o.>>. Acesso em 24 de mai. De 2022.

SOLARIZE. **Sobrecarregamento do inversor: como avaliar se vale a pena.** 2021. Disponível em: <<https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/485-sobrecarregamento-do-inversor-como-avaliar-se-vale-a-pena>> . Acesso em 24 de mai. de 2022.

SOLARIZE. **Vantagens da taxa mínima com a nova lei 14.300 - entenda o cálculo do Custo de Disponibilidade.** 2022. Disponível em: <<https://www.solarize.com.br/site-content/11-blog/520-vantagens-da-taxa-minima-com-a-nova-lei-14-300-entenda-o-calculo-do-custo-de-disponibilidade#:~:text=Vantagens%20pela%20lei%2014.300%20Ficou%20evidente%20que%20a,Neste%20sentido%2C%20a%20lei%20trouxe%20mais%20justi%C3%A7a%20energ%C3%A9tica.>>. Acesso em 24 de mai. de 2022.

## APÊNDICE A – PROJETO DA USINA SOLAR

