



Artigo

## Dimensionamento e análise de viabilidade técnico-econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede aplicado à estação elevatória de esgoto

Felipe Augusto da Silva Mendonça<sup>1</sup>, Maria Izabel da Silva Guerra<sup>2</sup>, Romênia Gurgel Vieira<sup>3</sup>, Igor Pacífico Xavier da Silva<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Universidade Federal Rural do Semiárido; felipeaaugusto@gmail.com

<sup>2</sup>Universidade Federal Rural do Semiárido; izabel.guerra@ufersa.edu.br

<sup>3</sup>Universidade Federal Rural do Semiárido; romenia.vieira@ufersa.edu.br

<sup>4</sup>Universidade Federal Rural do Semiárido; contato.igorxsilva@gmail.com

Recebido: 16/05/2026;

Aceito: 10/06/2026;

Publicado: 15/07/2026;

**Resumo:** Devido ao aumento da demanda por energia elétrica impulsionado pelo crescimento populacional, torna-se essencial a diversificação da matriz energética. Nesse contexto, cresce a busca por fontes de geração de energia limpa e segura. A energia fotovoltaica destaca-se como uma alternativa promissora, caracterizada pela facilidade de implementação, menor custo relativo em comparação a outras tecnologias e retorno atrativo a longo prazo. Este estudo apresenta o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) destinado ao suprimento energético de uma estação elevatória de esgoto. Considerando as limitações de espaço físico disponível, o sistema proposto foi composto por 24 módulos, resultando em uma potência nominal de 10,8 kWp e uma geração média mensal de 1.840,03 kWh. Essa produção seria capaz de atender aproximadamente 73% do consumo da unidade. A análise ambiental indicou que a implantação do sistema evitaria a emissão de mais de uma tonelada de CO<sub>2</sub> por ano. Além disso, foi realizada uma avaliação de viabilidade econômica com base no Retorno sobre Investimento (ROI) e no Valor Presente Líquido (VPL). Os resultados demonstraram que o sistema é ambientalmente e economicamente viável, com tempo de retorno estimado entre 4 e 5 anos. Considerando uma vida útil de 25 anos, projeta-se pelo menos 15 anos de lucratividade após o período de amortização.

**Palavras-chave:** Sistema fotovoltaico conectado à rede; estação elevatória; ROI; VLP; avaliação ambiental

## *Technical and economic feasibility analysis of grid-connected photovoltaic systems applied to wastewater pumping stations*

**Abstract:** Due to the increasing demand for electrical energy driven by population growth, the diversification of the energy matrix has become essential. In this context, the search for clean and reliable energy sources has intensified. Photovoltaic energy stands out as a promising alternative because of its ease of implementation, relatively low cost compared to other technologies, and attractive long-term return. This study presents the design of a Grid-Connected Photovoltaic System (GCPVS) intended to supply part of the energy demand of a sewage pumping station. Considering the available installation area constraints, the proposed system was composed of 24 photovoltaic modules, resulting in an installed capacity of 10.8 kWp and an average monthly energy generation of 1,840.03 kWh. This production would be capable of supplying approximately 53% of the facility's electricity consumption. The environmental assessment indicated that the system would prevent the emission of more than one ton of CO<sub>2</sub> annually. In addition, an economic feasibility analysis was performed based on Return on Investment (ROI) and Net Present Value (NPV). The results demonstrated that the proposed system is both environmentally and economically viable, with an estimated payback period between four and five years.

*Considering a service life of 25 years, at least 15 years of profitability are expected after the investment recovery period.*

*Keywords: Grid-connected photovoltaic system; wastewater pumping station; return on investment (ROI); net present value (NPV); environmental assessment*

---

## 1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica tem grande relação com desenvolvimento tecnológico e com o crescimento econômico. Ao longo dos últimos anos, foi visto um elevado crescimento no consumo energético do mundo e dois dos principais fatores são o aumento exponencial da população e o grande avanço tecnológico. Por outro lado, com a recorrente queda na oferta de combustíveis fósseis, que é a principal fonte de energia que existe, e os grandes índices de poluição resultantes dessa fonte, surge uma grande preocupação acerca da oferta mundial de energia [1].

As fontes renováveis de energia aproveitam recursos inesgotáveis, como a energia hidráulica, a energia gerada pelos ventos e a energia solar. O uso das fontes renováveis tem como vantagem o fato de serem inesgotáveis e de provocarem menor impacto ambiental em relação aos combustíveis fósseis, por não produzirem dióxido de carbono e outros gases nocivos à saúde [2].

Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica é uma opção viável, por ser uma fonte limpa e inesgotável. A geração de energia elétrica através do Sol ocorre por meio da conversão fotovoltaica, na qual os fótons incidem sobre as células solares fotovoltaicas, construídas com materiais semicondutores, que resultam na produção de energia elétrica de forma direta [1].

Segundo [3], entre 2014 e 2024, o consumo de energia elétrica do Brasil foi de 475,4 TWh para 561,6 TWh. Esse crescimento no consumo de energia elétrica tem ajudado na renovabilidade e diversificação da matriz elétrica brasileira. Embora a energia hidráulica continue sendo a principal fonte geradora de energia elétrica no Brasil, a energia solar fotovoltaica tem apresentado um crescimento expressivo depois de 2016, com um valor médio anual de 149% desde 2017. Ainda de acordo com [3], a oferta de eletricidade proveniente da energia solar fotovoltaica era de 85 GWh em 2016 e passou para 70.665 GWh em 2024.

No setor de saneamento, por exemplo, estima-se que as despesas com energia elétrica se situam na faixa de 10 a 20%, sendo essas despesas um item de extrema importância nos seus orçamentos. De modo geral, os motores elétricos das bombas centrífugas utilizadas em estações elevatórias de água e esgoto são responsáveis por cerca de 90% das despesas com energia elétrica nesse setor [4].

Assim sendo, a integração de microgeração distribuída a infraestruturas de saneamento e bombeamento hidráulico tem se consolidado como uma alternativa para a mitigação de custos operacionais e eficiência energética dos sistemas. Contudo, cada sistema apresenta suas peculiaridades dependendo dos cenários de dimensionamento, que podem ir desde a disponibilidade de área superficial para a máxima otimização da potência instalada até as aplicações sob restrições físicas econômicas ou estruturais, nas quais a potência do arranjo fotovoltaico é limitada estritamente pela geometria das coberturas e áreas edificadas pré-existentes.

Em 2018, por exemplo, [5] projetou um sistema de microgeração híbrido (solar-eólico) para suprimento energético de uma Estação Elevatória de Esgoto (EEE) em Santa Rosa (RS). O autor utilizou ferramentas computacionais para determinar a fração de contribuição de cada fonte renovável, com o objetivo de neutralizar o consumo ativo da unidade. No trabalho de [5], a área superficial existente era suficiente para a alocação de arranjos FV de modo a equalizar ou até superar a energia consumida pelas bombas elevatórias.

Ainda em 2018, [6] investigou o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) para suprir a energia elétrica consumida por poços de petróleo operando com diferentes métodos de elevação artificial. O estudo utilizou simulações computacionais para calcular a potência necessária em cada método e projetar usinas fotovoltaicas (FV) capazes de atender às demandas da unidade consumidora. Os resultados mostraram que, em todos os casos, o tempo de *payback* foi considerado satisfatório em relação à vida útil dos poços. Com isso, o trabalho concluiu que a energia solar fotovoltaica seria uma alternativa viável para reduzir custos operacionais e emissões ambientais na indústria do petróleo, especialmente em poços localizados em áreas isoladas da rede elétrica.

No tocante a sistemas de bombeamento isolados (off-grid), [7] propuseram uma análise paramétrica voltada ao dimensionamento ótimo (*optimal sizing*) de sistemas FV acoplados a motobombas. A metodologia dos autores fundamentou-se na expansão da área do arranjo FV para o atendimento pleno do perfil de carga hidráulica diária, otimizando o balanço entre os módulos, o conversor CC-CC e a capacidade de armazenamento. Em contrapartida, a abordagem metodológica adotada nesta pesquisa inseriu uma variável de contorno rígida, pois o espaço físico útil era um limitador do projeto. Assim, a maximização da energia gerada deixou de ser em função do perfil de demanda do sistema de bombeamento e passou a ser indexada pela máxima densidade de potência permissível na área geométrica disponível.

Posteriormente, em 2022, [8] desenvolveram o projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR) para ser implementado em uma residência urbana da cidade de Almino Afonso/RN. O objetivo era avaliar a viabilidade técnica, econômica e ambiental da instalação do SFCR. O dimensionamento considerou o consumo energético da residência e a radiação solar incidente na região. Os resultados demonstraram que o sistema projetado era capaz de suprir a demanda energética da unidade, reduzindo a dependência da concessionária e proporcionando

economia financeira a médio e longo prazo. Além disso, o estudo evidenciou benefícios ambientais, como a diminuição da emissão de gases de efeito estufa, reforçando a energia solar como alternativa sustentável e viável para o contexto residencial urbano no semiárido nordestino.

Em 2023 foi a vez de [9] desenvolver o projeto de um SFCR capaz de suprir toda a energia demandada por uma unidade consumidora. Entretanto, essa unidade consumidora não era uma residência, mas sim uma estação elevatória localizada na Chapada do Apodi (CE). O sistema FV foi dimensionado a partir do balanço de carga integral da instalação agrícola, tornando-a autossuficiente.

De forma análoga, [10] avaliou o comissionamento e a operação de uma usina fotovoltaica instalada em uma EEE da Companhia de Água e Esgotos da Paraíba (CAGEPA). A análise de [10] foi baseada em dados reais de faturamento do Grupo A e demonstrou que a planta foi dimensionada com área suficiente para gerar excedentes e injetar energia na rede de distribuição nos períodos de alta irradiância, compensando o consumo nos postos tarifários de ponta e fora de ponta. Desta forma, no modelo avaliado por [10], os fluxos bidirecionais de potência evidenciaram a viabilidade financeira por meio do sistema de compensação de créditos de energia.

Após o levantamento bibliográfico, observa-se que o estudo proposto diverge da literatura existente, pois pretende dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede de uma estação elevatória de esgoto localizada no semiárido nordestino, contudo, sob limitação espacial. Desta forma, em vez de projetar o sistema FV para o abatimento integral da energia faturada ou para corresponder à demanda de potência ativa nominal dos motores, este trabalho investiga o regime de complementariedade, no qual a planta fotovoltaica supre apenas uma fração do consumo total da unidade e, por isso, opera em regime de autoconsumo instantâneo total.

O arranjo FV sob limitação de espaço físico (que será estudado nesta pesquisa) introduz um regime operativo no qual a relação entre a potência gerada e a demanda ativa instantânea das bombas permanece reduzida. Esta condição atenua as flutuações severas de tensão causadas pela intermitência solar e elimina os riscos associados à inversão de fluxo na subestação da unidade consumidora. Assim, demonstra que sistemas fotovoltaicos restritos ao espaço disponível, embora limitados quanto ao volume absoluto de energia compensada, oferecem vantagens técnicas intrínsecas no que tange à estabilidade operativa e dispensam sobredimensionamentos nos sistemas de proteção e regulação da infraestrutura elétrica local.

Desta maneira, a presente pesquisa tem como objetivo realizar o dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) como sendo a fonte parcial de energia elétrica em uma estação elevatória de esgoto localizada no semiárido nordestino e verificar a viabilidade do projeto em termos ambientais e econômicos.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para realizar o correto dimensionamento do SFCR, nas subseções seguintes serão apresentados os conceitos básicos e os elementos fundamentais sobre o dimensionamento de um SFCR para suprir a demanda parcial ou total de uma estação elevatória.

### 2.1. A energia solar fotovoltaica

A geração de energia elétrica através do sol é o resultado da conversão direta da radiação solar em eletricidade por meio de efeito fotovoltaico. Os sistemas fotovoltaicos captam os fótons diretamente da radiação solar, gerando uma diferença de potencial, que produz corrente elétrica contínua. A célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado em material semicondutor, geralmente de silício, e é a unidade fundamental responsável pelo processo de conversão [11].

Segundo [11], um sistema fotovoltaico geral é constituído por um bloco gerador, um bloco de condicionamento de potência e, eventualmente, um bloco de armazenamento. O bloco gerador é composto pelos arranjos FV que, por sua vez, são constituídos por módulos fotovoltaicos em diferentes associações, pelo cabeamento elétrico que interliga os painéis e pela estrutura de suporte. O bloco de condicionamento de potência pode ter conversores CC-CC, seguidor de ponto de potência máxima, inversores de corrente, controladores de carga (caso haja armazenamento), bem como outros dispositivos de proteção, supervisão e controle. Por último, o bloco de armazenamento é composto por acumuladores elétricos e/ou outras formas de armazenamento.

Desse modo, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos pode ser armazenada em baterias (nos chamados Sistemas Fotovoltaicos Isolados), pode ser utilizada em Sistemas Conectados à Rede Elétrica (SFCR) ou em ambos os casos. A utilização de cada uma dessas opções depende da aplicação e da disponibilidade dos recursos energéticos nos locais em questão. Cada um deles pode ter diferentes níveis de dificuldade, dependendo da aplicação e das restrições específicas de cada projeto [11].

Os Sistemas Isolados, por exemplo, necessitam de um sistema para o controle e adequação dos parâmetros elétricos, controladores de carga, inversores e algum tipo de armazenamento (que pode ser bateria). Esse sistema é comumente utilizado quando se deseja utilizar a energia em períodos em que não há geração fotovoltaica ou quando não há conexão com a rede elétrica convencional [11].

Já os SFCR são aqueles para os quais se dispensa o uso de acumuladores, pois a energia produzida por eles pode ser consumida diretamente pela carga ou injetada diretamente na rede elétrica para ser consumida por outras unidades consumidoras conectadas ao sistema de distribuição. A energia gerada pelo SFCR de uma unidade consumidora pode ser compensada à concessionária local segundo os regimentos vigentes. Entretanto, esses sistemas não operam

injetando energia em caso de falta na rede elétrica, representam somente uma fonte complementar ao sistema elétrico ao qual estão conectados, diferindo-se dos sistemas isolados, que têm sua aplicação em locais sem acesso à rede elétrica tradicional e necessitam de bancos de baterias. [11][12].

Os componentes básicos de um SFCR, foco do presente trabalho, são o módulo fotovoltaico e o inversor de corrente, por isso serão detalhados nos itens 2.1.1 e 2.1.2.

### 2.1.1. Módulo fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas (FV) conectadas em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para a utilização da energia, ao mesmo tempo que promove a proteção das células. Um módulo fotovoltaico é o único componente do gerador e, dependendo da associação, pode ter diferentes valores de tensão e corrente nominais [11].

Para sistemas conectados à rede ou arranjos utilizados em sistemas de bombeamento de água, os níveis de tensão necessários são extremamente variáveis e, por diversas vezes, exigem a associação de muitos módulos em série [11]. É comum que os módulos sejam identificados pela sua potência de pico (Wp). Nos módulos FV existem cinco parâmetros que os especificam, são eles: tensão de circuito aberto (Voc), a corrente de circuito-aberto (Isc), além das tensões (Vm) e correntes (Im) de máxima potência que, ao serem multiplicadas, é possível descobrir a sua potência máxima (Pm) [1].

Como a tensão gerada através do sistema fotovoltaico é dada em corrente contínua e a tensão da rede é em corrente alternada, é fundamental a conexão do módulo FV a um inversor de corrente, para se obter a energia gerada em corrente alternada, na mesma frequência da rede.

### 2.1.2. Inversor de corrente

O inversor é um dispositivo eletrônico que fornece energia elétrica em Corrente Alternada (CA) através de uma fonte de energia elétrica em Corrente Contínua (CC). A energia CC originária pode ser, por exemplo, de baterias, células a combustível ou módulos fotovoltaicos. A tensão de saída CA deve ter os parâmetros adequados às cargas a serem alimentadas. No caso dos sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede que, para o Rio Grande do Norte, é de 220V/60Hz [11].

De maneira geral, os inversores para conexão à rede com potências individuais de até cerca de 5 kW têm saída monofásica, acima dessa potência, é mais comum a utilização de inversores com saída trifásica ou inversores monofásicos em associação trifásica. Os inversores atuais possuem uma função que permite regular a tensão nos terminais do sistema fotovoltaico, a fim de obter a máxima potência produzida pelo módulo FV. Este recurso é chamado de Rastreador do Ponto de Máxima Potência (MPPT) [2].

Após descritas as características do inversor de corrente, o Item 2.2 versará a respeito da Resolução Normativa nº 1.059/2023, na qual será explicitada a inclusão dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede nos sistemas de geração distribuída.

## 2.2. Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação tem como finalidade reduzir os gastos com energia elétrica fornecida pela concessionária através da geração de energia por fontes diversificadas. A regulamentação desse sistema para a geração distribuída foi atualizada e teve suas regras consolidadas na resolução normativa (REN) nº 1.059/2023 disposta, em março de 2023, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A REN nº 1.059/2023 alinhou a antiga norma de geração distribuída (REN nº 482/2012) com o Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022) e tornou-se a norma de referência para geração distribuída no Brasil, abordando os critérios de conexão, faturamento e compensação de energia elétrica [13].

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) consiste em um sistema no qual a energia ativa injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, através de empréstimo gratuito a concessionária local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora que estiver sobre a mesma titularidade da unidade em que os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda [13].

Tendo sido descritas as regulamentações a respeito do sistema de compensação adotado na geração distribuída de energia elétrica, o próximo tópico abordará, de forma geral, as Estações Elevatórias (EE), bem como o seu elevado consumo de energia elétrica, visto que é um dos pontos principais da presente pesquisa.

### 2.3. Estações Elevatórias

As Estações Elevatórias (EE) são definidas, entre outros pontos, pelos tipos de bombas e pelos motores acoplados ao sistema, que são responsáveis pela formação dos principais aspectos da operação e manutenção. Com isto, elas recebem também o nome de poços de bombeamento ou estações de bombeamento e são usadas quando as águas residuais precisam de um reforço de pressão ou necessitam de ser deslocadas de um nível baixo para um nível mais

alto (quando a topografia não permitir a ação da gravidade), para que assim possam fluir pela tubulação do sistema da rede de água ou de esgotos.

De acordo com [14], pouco mais de 2% do consumo total de energia elétrica no Brasil deve-se às empresas prestadoras de serviços de saneamento. Esse consumo abrange os diversos usos nos processos de abastecimento de água e esgotamento sanitário, com grande ressalva para os conjuntos motor-bomba, que são responsáveis por 90% do consumo nesse tipo de instalação. As despesas com energia elétrica atingem, em média, 12,2% de todo o gasto das prestadoras dos serviços de abastecimento de água e de esgotamento sanitário.

Após serem apresentados as características e os principais componentes de um SFCR, bem como uma breve explicação acerca das EE, a Seção 3 tratará da metodologia adotada a fim de cumprir o objetivo proposto.

### 3. MATERIAIS E MÉTODOS

Na presente seção é exposta a metodologia utilizada para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede de uma estação elevatória de esgoto. O fluxograma da Figura 1 descreve as etapas da metodologia adotada para elaboração do trabalho.



FIGURA 1. Fluxograma metodológico (autoria própria).

Inicialmente, realizou-se a análise do espaço físico disponível para a implantação do SFCR, com o objetivo de verificar a viabilidade de atendimento integral ou parcial da demanda energética da unidade consumidora. Na etapa subsequente, foram coletadas e analisadas as faturas de energia elétrica correspondentes a um período de 12 meses da unidade consumidora classificada no grupo tarifário B pela concessionária local. Esses dados foram utilizados para a caracterização do perfil de consumo energético da unidade.

Paralelamente, foram obtidos dados de irradiação solar incidente no local de instalação do sistema, a partir de bases meteorológicas consolidadas, possibilitando a estimativa do potencial de geração fotovoltaica. Com base nas informações levantadas, procedeu-se ao dimensionamento do SFCR, considerando parâmetros técnicos de desempenho, condições locais de instalação e critérios usualmente adotados na literatura especializada. Por fim, foram realizadas análises dos resultados obtidos, contemplando a adequação do sistema proposto à demanda energética da unidade e sua viabilidade técnica.

#### 3.1. Avaliação do espaço físico

O local escolhido para a futura instalação do SFCR está dentro do espaço físico da Estação Elevatória de esgoto da unidade consumidora em estudo, cujas coordenadas são 5° 11' 48.17" S 37° 22' 16.58" O. O local possui uma área total de aproximadamente 175 m<sup>2</sup> e tem uma área livre de, aproximadamente, 60 m<sup>2</sup>, conforme mostra a Figura 2.

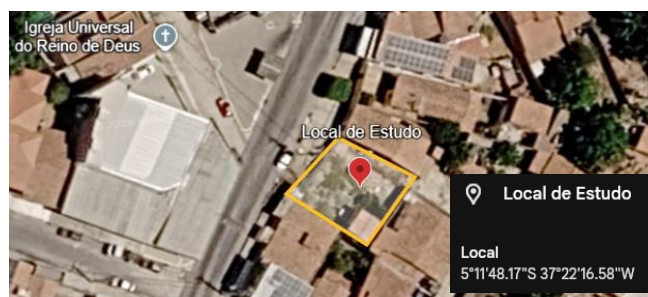


FIGURA 2. Vista aérea da estação elevatória (adaptada de [15]).

#### 3.2. Perfil de consumo da unidade consumidora

A análise do perfil de consumo do cliente pode ser feita com base nas faturas de energia, nas quais estão detalhados todos os consumos durante o período de um ano. O gráfico ilustrado na Figura 3 mostra o consumo mensal em MWh da unidade consumidora, no período de dezembro de 2024 até dezembro de 2025.

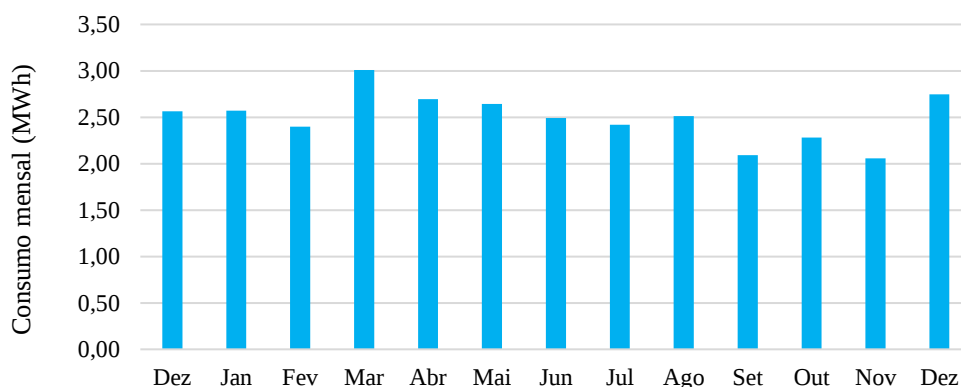


FIGURA 3. Consumo mensal em MWh (autoria própria).

Analisando a Figura 3, tem-se que o consumo médio mensal é de 2,5 MWh, tendo o mês de março com o maior consumo e o mês de novembro com o menor consumo. A unidade geradora é classificada no grupo B3, que pertence ao grupo de baixa tensão, que engloba o serviço público de água, esgoto e saneamento.

Com base na análise do perfil de consumo da unidade, não é possível dimensionar um sistema que supra toda a demanda, pois existe uma limitação no espaço físico disponível. Por esse motivo, o sistema fotovoltaico será responsável somente por gerar parte da energia consumida. Desta forma, o item 4.1 realiza a estimativa de geração do SFCR que supre parte da demanda da unidade consumidora.

### 3.3. Níveis de irradiação no local

Para obter a irradiação do local, foi utilizado o *software* Radiasol2, que é um *software* gratuito fornecido pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul capaz de fornecer os dados de irradiância ao inserir as coordenadas, a inclinação e o azimute do local. Dessa maneira, ao inserir as coordenadas no Radiasol2, foi possível obter os valores de irradiação solar em  $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$  correspondentes às diárias médias mensais para um intervalo de 12 meses do ano. A Tabela 1 mostra a irradiação média local levando em consideração o azimute de  $45^\circ$  e a inclinação de  $15^\circ$ . Para o dimensionamento do sistema FV foi utilizada a inclinação de  $15^\circ$ , pois [16] recomenda uma inclinação de pelo menos  $10^\circ$  para regiões próximas à linha do Equador, com latitude inferior a  $\pm 10^\circ$ , de modo a favorecer a autolimpeza dos módulos FV. A latitude da região do presente estudo é de  $5^\circ$ .

TABELA 1. Irradiação média (autoria própria).

| Irradiação média ( $\text{kWh/m}^2/\text{dia}$ ) |                         |
|--------------------------------------------------|-------------------------|
| Mês                                              | Inclinação - $15^\circ$ |
| Jan                                              | 5,29                    |
| Fev                                              | 5,32                    |
| Mar                                              | 5,12                    |
| Abr                                              | 4,96                    |
| Mai                                              | 5,36                    |
| Jun                                              | 5,07                    |
| Jul                                              | 5,50                    |
| Ago                                              | 6,25                    |
| Set                                              | 6,18                    |
| Out                                              | 6,34                    |
| Nov                                              | 6,19                    |
| Dez                                              | 5,73                    |
| Média                                            | 5,61                    |

### 3.4. Dimensionamento do SFCR

As subseções a seguir descrevem o arranjo dos módulos fotovoltaicos, dos inversores, dos disjuntores CC e CA, além do sistema de medição dimensionado.

#### 3.4.1. Dimensionamento e arranjo dos módulos fotovoltaicos

Atualmente, existem diversos tipos de módulos fotovoltaicos no mercado. Foram pesquisados alguns que apresentam certo destaque pelo seu custo-benefício. O modelo escolhido foi o Ztroon - ZTP-450MI [17]. Esse módulo FV possui 450 Wp de potência. É um módulo utilizado no mercado nacional e tem garantia de 15 anos contra defeitos

de fabricação, além de 25 anos para eficiência inferior a 80%. Na Tabela 2 são apresentadas as principais informações do produto utilizado durante o dimensionamento.

TABELA 2. Principais características de um módulo fotovoltaico [17].

|                                                    |                     |
|----------------------------------------------------|---------------------|
| <i>Modelo</i>                                      | ZTP-450MI           |
| <i>Dimensões</i>                                   | 1722 x 1134 x 30 mm |
| <i>Potência Máxima (P<sub>max</sub>)</i>           | 450 Wp              |
| <i>Tensão Máxima (V<sub>max</sub>)</i>             | 33,79 V             |
| <i>Corrente Máxima (I<sub>max</sub>)</i>           | 13,32 A             |
| <i>Tensão de Circuito Aberto (V<sub>oc</sub>)</i>  | 39,75 V             |
| <i>Corrente de Curto-Circuito (I<sub>sc</sub>)</i> | 14,15 A             |
| <i>Eficiência do Módulo</i>                        | 23 %                |
| <i>Peso</i>                                        | 23 kg               |
| <i>Tensão Máxima do Sistema</i>                    | 1500 V              |
| <i>Seção transversal dos condutores</i>            | 4 mm <sup>2</sup>   |

O arranjo dos módulos FV a serem dispostos em série foi dimensionado a partir do espaço disponível para o sistema, que é de 60 m<sup>2</sup>, e sem comprometer o espaçamento adequado entre os módulos. Com isso, levando em consideração as dimensões de cada módulo, foi verificado que seria possível associar 2 grupos de módulos em paralelo, tendo cada grupo 12 módulos em série.

Cada arranjo terá um comprimento de 1,134 x 12 = 13,61 m e uma largura de 1,722 m. Os dois arranjos totalizam uma largura de 2 x 1,722 = 3,444 m, que corresponde à área total ocupada de aproximadamente 46,87 m<sup>2</sup>. Essa aproximação tem em vista o fato de os módulos necessitarem de um afastamento entre si, de modo a não ocasionar sombreamento.

Isto posto, a tensão de circuito aberto (V<sub>oc</sub>) do sistema FV será de 12\*39,75 V = 477 V e sua tensão de operação no ponto de máxima potência será de 12\*31,0 V = 405,48 V. O valor da corrente de curto-circuito (I<sub>sc</sub>) total será de 2\*14,15 A = 28,3 A e a corrente máxima de operação passará a ser de 2\*13,32 A = 26,64 A em todo o sistema fotovoltaico. A potência instalada total será de aproximadamente 10,8 kWp. A Tabela 3 expõe como serão distribuídos os arranjos FV. O Apêndice 1 representa a distribuição dos arranjos através de um diagrama funcional.

TABELA 3. Distribuição dos módulos fotovoltaicos (autoria própria).

| <i>Número de módulos</i>  | <i>Potência instalada</i> |
|---------------------------|---------------------------|
| Arranjo 1 - 12 Módulos FV | 5,4 kW                    |
| Arranjo 2 - 12 Módulos FV | 5,4 kW                    |
| <i>Total</i>              | <i>10,8 kW</i>            |

#### 3.4.2. Dimensionamento dos inversores

O dimensionamento do inversor foi baseado principalmente na potência gerada pelo sistema FV, ou seja, 10,8 kWp distribuídos em 2 grupos de 12 módulos FV cada. Com base na potência oferecida pelos inversores presentes no mercado, foi escolhido o Inversor Solar Monofásico 10 kW 220 V *Sungrow* - SG10.0RS-S [18], que suporta uma potência máxima de entrada FV de até 15 kWp. Segundo [11], também é recomendado que o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI), que é o quociente entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do sistema, esteja entre 0,75 e 1,10. No sistema em questão, o FDI calculado foi de 0,926, ou seja, o inversor escolhido ficou dentro da recomendação.

Além do inversor ser dimensionado respeitando os critérios do FDI, segundo [11], também devem ser consideradas a tensão de entrada do inversor, que deve ser maior que a tensão de circuito aberto do sistema FV; a corrente de entrada do inversor, que deve ser maior que a corrente de curto-circuito do sistema FV; e a temperatura ambiente.

Como no presente projeto só será utilizado um inversor, ele será responsável pelos 24 módulos FV propostos no dimensionamento. Ademais, tendo em vista que o inversor possui três MPPT independentes, será utilizado um MPPT por *string*, totalizando o uso de dois (dos três) MPPT do inversor. Dito isso, a tensão máxima de entrada FV é de 600 V e a corrente de entrada máxima FV é de 16 A por *string*, ou seja, atende aos critérios de [11]. A Tabela 4 mostra as principais características do inversor.

TABELA 4. Principais Características do Inversor [18].

| <i>Parâmetros</i>                       | <i>Entrada – CC   Saída CA</i> |
|-----------------------------------------|--------------------------------|
| <i>Modelo</i>                           | <i>Sungrow</i> - SG10.0RS-S    |
| <i>Potência</i>                         | 10 kW                          |
| <i>Tensão Máxima de Entrada</i>         | 600 V                          |
| <i>Faixa de tensão MPPT</i>             | 40 - 560 V                     |
| <i>Corrente Máxima por String</i>       | 16 A                           |
| <i>Número de MPPT / String por MPPT</i> | 3/1                            |

|                         |               |
|-------------------------|---------------|
| Corrente de Saída       | 45,5 A        |
| Tensão Nominal de Saída | 220 V / 240 V |

Conhecendo a corrente de saída do inversor, também é possível dimensionar a seção do condutor que deve ser utilizado no lado CA do inversor. Tendo em vista que a corrente de saída do inversor é de 45,5 A, a seção transversal do condutor recomendada pelo fabricante é de 16 mm<sup>2</sup>, pois, segundo [19], um condutor dessa seção nominal suporta uma corrente de até 68 A. Com relação à seção do condutor do lado CC, essa deve ser igual à utilizada no módulo FV e definida pelo fabricante, ou seja, 4 mm<sup>2</sup>.

Depois de conhecer as características do inversor, bem como dimensionar a seção transversal dos condutores utilizados no sistema, é fundamental dimensionar os dispositivos de proteção do sistema.

### 3.4.3. Dimensionamento dos disjuntores CC e CA

No dimensionamento dos disjuntores do lado CC, foi utilizado um disjuntor para cada arranjo do sistema FV. Segundo [19], a corrente nominal do disjuntor ( $I_d$ ) deve ser maior ou igual à corrente nominal de projeto ( $I_n$ ) — no caso, a do próprio sistema fotovoltaico — e menor ou igual à máxima corrente admissível no condutor ( $I_{max}$ ), ou seja,  $I_n \leq I_d \leq I_{max}$ .

Como a seção transversal do condutor deve ser igual à dos módulos FV, que é de 4,0 mm<sup>2</sup>, então a corrente máxima permitida no condutor é de 32 A. Além disso, como a corrente nominal de cada arranjo fotovoltaico é de 14,15 A, a corrente do disjuntor deve estar entre 14,15 e 32 A para atender aos critérios da [19]. Desta forma, o disjuntor escolhido para o projeto foi um disjuntor bipolar que suporta correntes de até 16 A em cada arranjo FV. Para o lado CC foi utilizada uma *string* box contendo dois disjuntores bipolares de 16 A, 2 Dispositivos Contra Surtos (DPS) de 500 Vcc e 40 kA, com um cabo de 4 mm<sup>2</sup> ligando o disjuntor ao DPS [20].

No dimensionamento do disjuntor CA foram consideradas a corrente de saída do inversor (45,5 A) e a máxima corrente permitida no condutor de 16 mm<sup>2</sup> (68 A). Desta forma, o disjuntor escolhido para a proteção do lado CA do sistema FV é um disjuntor tripolar de 50 A. Para o sistema será adotado o Disjuntor Tripolar 50A Curva C WEG MDWS-C50-3 [21].

### 3.4.4. Sistema de medição

Segundo [22], o sistema de medição de energia utilizado nas unidades consumidoras com microgeração e que fazem adesão ao sistema de compensação de energia deve ser bidirecional ou unidirecional (desde que sejam utilizados dois medidores, que terão a função de medir a energia ativa injetada na rede e a energia ativa consumida pela rede). Ainda de acordo com [22], a concessionária será responsável pela instalação do medidor e o cliente deverá arcar com os custos referentes à diferença entre o valor de um medidor bidirecional e um medidor unidirecional. Para a presente pesquisa, foi adotado um medidor bidirecional trifásico *Nansen* [23].

Após o dimensionamento do SFCR proposto, o Capítulo 4 apresenta a análise do perfil de consumo da unidade geradora, a estimativa da energia elétrica produzida pelo sistema e a correspondente redução das emissões de CO<sub>2</sub>. Em seguida, calcula o valor, em reais, a ser abatido na fatura de energia. Posteriormente, realiza-se um levantamento dos preços dos equipamentos necessários e, por fim, uma avaliação da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico proposto.

## 4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

No presente tópico são analisados o perfil do consumo da unidade geradora, a estimativa de geração, a correspondente redução de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), o abatimento dos valores da geração na fatura de energia elétrica através do sistema de compensação, o levantamento dos preços dos equipamentos, bem como a viabilidade econômica do projeto.

### 4.1. Estimativa de geração

No presente artigo, foi realizado o dimensionamento de um sistema fotovoltaico para suprir o consumo de energia da estação elevatória de esgoto de uma unidade consumidora localizada em Mossoró-RN. Devido à limitação do espaço físico, foi determinado um sistema fotovoltaico com 10,8 kWp, de modo a atender parcialmente à demanda da Unidade Consumidora. Normalmente, a vida útil de um sistema fotovoltaico é de no mínimo 25 anos. A maior parte dos fabricantes oferece garantia de eficiência de 90% nos primeiros 10 a 15 anos e de 80% até 25 anos, demonstrando uma lenta degradação dos componentes.

Na Tabela 5, foi calculada a energia gerada pelo sistema FV através do método da insolação. Para isso, foram consideradas uma área de ocupação do arranjo FV (composta por 24 módulos FV) de aproximadamente 46,87 m<sup>2</sup>, uma eficiência de 23% e a inclinação dos módulos de 15°.

TABELA 5. Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (autoria própria).

| Mês | Dias/mês |
|-----|----------|
|-----|----------|

|              | <i>Irradiação<br/>(kWh/m<sup>2</sup>/dia)</i> |    | <i>Geração Diária Média<br/>(kWh)</i> | <i>Geração Mensal<br/>(kWh)</i> |
|--------------|-----------------------------------------------|----|---------------------------------------|---------------------------------|
| Jan          | 5,29                                          | 31 | 57,03                                 | 1.767,83                        |
| Fev          | 5,32                                          | 28 | 57,35                                 | 1.605,80                        |
| Mar          | 5,12                                          | 31 | 55,19                                 | 1.711,02                        |
| Abr          | 4,96                                          | 30 | 53,47                                 | 1.604,08                        |
| Mai          | 5,36                                          | 31 | 57,78                                 | 1.791,22                        |
| Jun          | 5,07                                          | 30 | 54,66                                 | 1.639,65                        |
| Jul          | 5,5                                           | 31 | 59,29                                 | 1.838,01                        |
| Ago          | 6,25                                          | 31 | 67,38                                 | 2.088,64                        |
| Set          | 6,18                                          | 30 | 66,62                                 | 1.998,63                        |
| Out          | 6,34                                          | 31 | 68,35                                 | 2.118,72                        |
| Nov          | 6,19                                          | 30 | 66,73                                 | 2.001,86                        |
| Dez          | 5,73                                          | 31 | 61,77                                 | 1.914,87                        |
| Média mensal |                                               |    |                                       | 1.840,03                        |
| Total anual  |                                               |    |                                       | 22.080,33                       |

Analisando a Tabela 5, estima-se que, mesmo com as variações sazonais da irradiância, a geração de eletricidade anual total através do sistema FV proposto será de 22.080,34 kWh, ou seja, cerca de 22 MWh, e a geração média mensal será de 1.840,03 kWh, ou seja, aproximadamente 1,84 MWh.

A Figura 4 replica o consumo de energia elétrica mensal no decorrer dos últimos 12 meses, acrescido da estimativa mensal de energia gerada pelo sistema FV proposto a ser compensada no consumo da unidade consumidora e da parcela da energia consumida, mas não compensada pelo sistema FV.

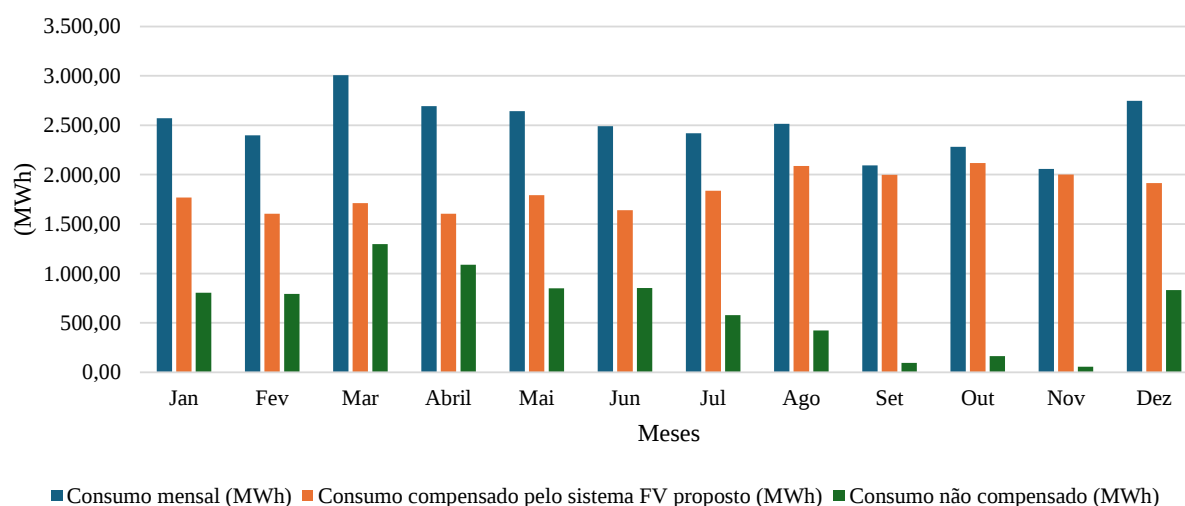


FIGURA 4. Consumo mensal em MWh (autoria própria).

Observando a Figura 4, percebe-se que, embora o sistema FV não consiga suprir toda a demanda da estação elevatória em nenhum mês, nos meses de setembro e novembro, a parcela não compensada é pequena, apenas 95 kWh e 56 kWh, respectivamente. Ademais, qualquer energia compensada pode ser convertida em análises ambientais e econômicas.

#### 4.2. Análise ambiental: estimativa de emissões de CO<sub>2</sub> evitadas

A implantação do sistema FV proposto permitirá suprir parte do consumo de energia elétrica da estação elevatória de esgoto da unidade consumidora em análise. Nesse contexto, a avaliação dos impactos ambientais decorrentes da integração do projeto proposto ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é fundamentada pelo inventário elaborado pelo Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), o qual estima a quantidade de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) associada à geração de energia elétrica no SIN [24]. Assim sendo, o fator médio anual de emissão de CO<sub>2</sub>, em 2025, foi estimado em 0,0461 kgCO<sub>2</sub>/kWh [25].

Considerando que a geração anual de eletricidade estimada para o sistema fotovoltaico proposto é de 22.080,34 kWh (Tabela 5), calcula-se que aproximadamente 1.018 kg de emissões de CO<sub>2</sub> poderão ser evitados a cada ano. Em outras palavras, mais de uma tonelada de gases de efeito estufa deixará de ser lançada na atmosfera anualmente, resultado direto da substituição da energia proveniente da rede convencional pela energia solar FV.

#### 4.3. Análise econômica

A partir da estimativa de geração, mostrada na Tabela 5, também foi possível calcular a economia líquida mensal obtida através do sistema de compensação. Para calcular o custo evitado com energia elétrica, foi considerada a tarifa de energia elétrica do grupo B3 (Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento) vigente desde abril de 2026, conforme aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e divulgada pela concessionária local. O preço do quilowatt-hora (kWh) usado será de 0,7758 reais [26].

Isto posto, na Tabela 6 são comparados os valores mensais de consumo de energia elétrica sem geração FV com os valores mensais com geração FV. Para isso, foi adotado que o consumo da unidade geradora irá se repetir após a inserção do sistema FV.

TABELA 6. Abatimento da geração no consumo mensal (Autoria própria).

| Mês   | Consumo(kWh) | Geração (kWh) | Fatura Sem Geração | Fatura Com Geração |
|-------|--------------|---------------|--------------------|--------------------|
| Jan   | 2.572,00     | 1.767,83      | 1.995,36           | 623,88             |
| Fev   | 2.399,00     | 1.605,80      | 1.861,14           | 615,36             |
| Mar   | 3.008,00     | 1.711,02      | 2.333,61           | 1.006,20           |
| Abril | 2.694,00     | 1.604,08      | 2.090,01           | 845,56             |
| Mai   | 2.642,00     | 1.791,22      | 2.049,66           | 660,03             |
| Jun   | 2.492,00     | 1.639,65      | 1.933,29           | 661,25             |
| Jul   | 2.418,00     | 1.838,01      | 1.875,88           | 449,96             |
| Ago   | 2.513,00     | 2.088,64      | 1.949,59           | 329,22             |
| Set   | 2.093,00     | 1.998,63      | 1.623,75           | 73,21              |
| Out   | 2.283,00     | 2.118,72      | 1.771,15           | 127,45             |
| Nov   | 2.058,00     | 2.001,86      | 1.596,60           | 43,55              |
| Dez   | 2.748,00     | 1.914,87      | 2.131,90           | 646,34             |
| Total | 29.920,00    | 22.080,33     | 23.211,94          | 6.082,01           |

Com relação à Tabela 6, observa-se que o sistema FV proposto supriria cerca de 74% da energia consumida pela estação elevatória de esgotos. Em termos de custos anuais (em reais) com consumo de energia elétrica, haveria uma redução de R\$ 17.129,93 ao final do interstício de 12 meses, o que equivale a uma economia mensal de R\$ 1.427,49. Como ainda há um custo residual médio mensal de R\$ 506,83, é possível estabelecer que a economia líquida mensal será de R\$ 920,66.

A análise econômica foi realizada a partir do Tempo de Retorno de Investimento (ROI), do Payback e do Valor Presente Líquido (VPL) descritos na Tabela 7.

TABELA 7. Métodos de análise econômica (autoria própria).

| Método  | Base de cálculo                                                       | Descrição                                                                                                                                   |
|---------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ROI     | $\frac{\text{Investimento}}{\text{Economia}_{\text{líquida mensal}}}$ | Tempo necessário para recuperar o investimento sem levar em consideração o dinheiro no tempo.                                               |
| Payback | $\frac{\text{Investimento}}{\text{Economia}_{\text{anual}}}$          | Indica em quantos anos o investimento se para. Geralmente utilizado para o curto prazo, sem considerar o fluxo após o retorno ou descontos. |
| VPL     | $\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - I_0$                         | Método mais robusto, pois considera o valor do dinheiro no tempo e o risco do projeto.                                                      |

Para calcular o ROI, observa-se na Tabela 7 que ainda é necessário levantar o investimento inicial. Assim sendo, como os equipamentos utilizados no projeto são todos encontrados no mercado nacional, foi realizada uma cotação do custo de cada equipamento. A Tabela 8 apresenta os principais equipamentos utilizados no dimensionamento do sistema FV e seus respectivos valores de mercado.

TABELA 8. Custo dos equipamentos (autoria própria).

| Equipamentos | Modelos                                                      | Descrição    | Valor (R\$)   | Quantidade | Total (R\$) |
|--------------|--------------------------------------------------------------|--------------|---------------|------------|-------------|
| Módulos      | Ztroon - ZTP-450MI                                           | 450 Wp       | 589,00 [17]   | 24         | 14.136,00   |
| Inversor     | Sungrow - SG10.0RS-S                                         | 10 kW        | 6.138,00 [18] | 1          | 6.138,00    |
| String box   | Kit String Box Solar 2p Disjuntor 250v + Dps 150v 20ka Dc Cc | 16 A         | 123,49 [20]   | 1          | 123,49      |
| Disjuntor CA | Tripolar 50AWEG MDWS-C50-3                                   | 50 A         | 98,90 [21]    | 1          | 98,90       |
| Medidor      | Nansen Trifásico Bidirecional                                | 380 V / 120A | 329,07 [23]   | 1          | 329,07      |

Os demais componentes que completam um SFCR são: estruturas para fixação dos módulos; condutores; quadros elétricos; projeto; autorização na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); licenciamento; e instalação. De acordo com [27], uma estimativa de custo desses demais componentes do SFCR pode ser calculada tanto para uma instalação residencial de até 3 kW como para uma instalação comercial de até 30 kW ou até mesmo para uma usina de até 30 MW, conforme mostra a Tabela 9.

TABELA 9. Custo com os demais componentes dos equipamentos\* (adaptado de [27]).

| <i>Aplicação</i>                  | <i>Residencial</i> | <i>Comercial</i> | <i>Usina</i> | <i>Sistema FV</i> |
|-----------------------------------|--------------------|------------------|--------------|-------------------|
| Capacidade                        | 3 kW               | 30 kW            | 30 MW        | 10,8 kW           |
| Custo de Cabos e Proteções (R\$)  | 2.250,00           | 18.000,00        | 13.100,00    | 8.100,00          |
| Custo do Sistema de Fixação (R\$) | 3.750,00           | 24.000,00        | 14.000,00    | 13.500,00         |
| Serviços (R\$)                    | 3.750,00           | 30.000,00        | 18.000,00    | 13.500,00         |
| Custo Total                       | 9.750,00           | 72.000,00        | 45.1000,00   | 35.100,00         |

\*Nota: os valores absolutos apresentados na Tabela 9 refletem as estimativas de mercado do ano de 2012 [27] e foram utilizados estritamente como base metodológica para a demonstração da interpolação aritmética aplicada ao sistema proposto de 10,8 kWp.

Usando a estimativa da Tabela 9, é possível extrair os demais custos do SFCR de 10,8 kWp proposto nesse artigo. Os valores foram obtidos através de interpolação aritmética, tendo como base os valores referentes a uma unidade residencial de 3 kW. A Tabela 10 resume o custo total do projeto proposto.

TABELA 10. Custo total do projeto (autoria própria).

| <i>Equipamentos</i>         | <i>Valor (R\$)</i> |
|-----------------------------|--------------------|
| Módulos                     | 14.136,00          |
| Inversor                    | 6.138,00           |
| String Box                  | 123,49             |
| Disjuntor CA                | 98,90              |
| Medidor Bidirecional        | 329,07             |
| Custo de Cabos e Proteção   | 8.100,00           |
| Custo do Sistema de Fixação | 13.500,00          |
| Serviços                    | 13.500,00          |
| <i>Custo Total</i>          | <i>55.925,46</i>   |

Comparando o custo total do projeto apresentado na Tabela 10 e comparando com as estimativas apresentadas por [28] em 2024, o valor de R\$ 55.925,46 fica dentro da faixa de R\$ 5,50 – 7,50/Wp esperado para usinas de instalação residencial com até 10 kWp.

De posse de todos os dados necessários para calcular o ROI, [24] explica que o ROI pode ser calculado através da relação entre o investimento inicial (R\$ 55.925,46 - Tabela 10) e a economia líquida mensal (R\$ 920,66). Assim sendo, para o presente estudo, o ROI calculado é de 60,7 meses, ou seja, o período necessário para recuperar o valor investido corresponde a pouco mais de 5 anos, conforme detalhado na Tabela 11.

TABELA 11. Cálculo do ROI (autoria própria).

| <i>Descrição</i>                    | <i>Custo mensal</i> |
|-------------------------------------|---------------------|
| Custo evitado com energia elétrica  | R\$ 1.427,49        |
| Custo residual com energia elétrica | R\$ 506,83          |
| Economia líquida                    | R\$ 920,66          |
| Investimento inicial                | R\$ 55.925,46       |
| ROI                                 | 60,74 meses         |

A avaliação econômica também foi realizada pela métrica do Valor Presente Líquido (VPL). O VPL é um indicador mais robusto para avaliar a viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos, pois considera o valor do dinheiro no tempo e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Para isso, além do custo total do projeto (Tabela 10), foi levada em consideração a queda na eficiência dos módulos FV de 1,5% no primeiro ano e 0,75% nos anos seguintes. Além disso, estabeleceu-se um ajuste de 5% ao ano na tarifa de energia elétrica. Os valores de Operação e Manutenção (O&M) também foram levados em consideração e representam 1% do custo total do projeto. Para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL) foi considerada uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 8%, percentual alinhado ao recomendado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para projetos de geração distribuída, que deve ser inferior à Taxa Selic (atualmente 14,50% a.a. [29]) para refletir o horizonte de longo prazo (vida útil de 25 anos) e o perfil de risco baixo que os sistemas FV representam [30]. Todos os valores foram aplicados na Tabela 12.

TABELA 12. Custo total do projeto (autoria própria).

| <i>Ano</i> | <i>Desempenho</i> | <i>Tarifa (R\$)</i> | <i>Geração Anual (kWh)</i> | <i>Economia (R\$)</i> | <i>O&amp;M (R\$)</i> | <i>Fluxo de Caixa Acumulado (R\$)</i> |
|------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|
|------------|-------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------------|

|    |        |        |           |           |        |            |
|----|--------|--------|-----------|-----------|--------|------------|
| 0  |        |        |           |           |        | -55.925,46 |
| 1  | 100%   | 0,7758 | 22.080,34 | 17.129,93 | 559,25 | -40.582,24 |
| 2  | 98,50% | 0,7991 | 21.749,13 | 17.379,17 | 559,25 | -23.780,79 |
| 3  | 97,75% | 0,8230 | 21.583,53 | 17.764,24 | 559,25 | -6.604,33  |
| 4  | 97,00% | 0,8477 | 21.417,93 | 18.156,78 | 559,25 | 10.964,13  |
| 5  | 96,25% | 0,8732 | 21.252,33 | 18.556,89 | 559,25 | 28.932,12  |
| 6  | 95,50% | 0,8994 | 21.086,72 | 18.964,66 | 559,25 | 47.307,32  |
| 7  | 94,75% | 0,9263 | 20.921,12 | 19.380,19 | 559,25 | 66.097,48  |
| 8  | 94,00% | 0,9541 | 20.755,52 | 19.803,59 | 559,25 | 85.310,45  |
| 9  | 93,25% | 0,9828 | 20.589,92 | 20.234,95 | 559,25 | 104.954,20 |
| 10 | 92,50% | 1,0122 | 20.424,31 | 20.674,37 | 559,25 | 125.036,76 |
| 11 | 91,75% | 1,0426 | 20.258,71 | 21.121,94 | 559,25 | 145.566,30 |
| 12 | 91,00% | 1,0739 | 20.093,11 | 21.577,76 | 559,25 | 166.551,04 |
| 13 | 90,25% | 1,1061 | 19.927,51 | 22.041,92 | 559,25 | 187.999,33 |
| 14 | 89,50% | 1,1393 | 19.761,90 | 22.514,51 | 559,25 | 209.919,57 |
| 15 | 88,75% | 1,1735 | 19.596,30 | 22.995,62 | 559,25 | 232.320,30 |
| 16 | 88,00% | 1,2087 | 19.430,70 | 23.485,32 | 559,25 | 255.210,09 |
| 17 | 87,25% | 1,2449 | 19.265,10 | 23.983,72 | 559,25 | 278.597,64 |
| 18 | 86,50% | 1,2823 | 19.099,49 | 24.490,88 | 559,25 | 302.491,70 |
| 19 | 85,75% | 1,3207 | 18.933,89 | 25.006,89 | 559,25 | 326.901,12 |
| 20 | 85,00% | 1,3604 | 18.768,29 | 25.531,82 | 559,25 | 351.834,80 |
| 21 | 84,25% | 1,4012 | 22.080,34 | 17.129,93 | 559,25 | 376.939,70 |
| 22 | 83,50% | 1,4432 | 21.749,13 | 17.379,17 | 559,25 | 402.365,62 |
| 23 | 82,75% | 1,4865 | 21.583,53 | 17.764,24 | 559,25 | 428.127,45 |
| 24 | 82,00% | 1,5311 | 21.417,93 | 18.156,78 | 559,25 | 454.225,75 |
| 25 | 81,25% | 1,5770 | 21.252,33 | 18.556,89 | 559,25 | 480.660,94 |

Como visto na Tabela 12, para a implantação do SFCR será necessário um investimento inicial de R\$ 55.925,46. Assim, de posse do valor do investimento e do valor da economia anual, aplicou-se o método do Valor Presente Líquido (VPL) no *software* Excel®. O investimento mostrou-se seguro, com estimativa de ser liquidado a partir do quarto ano de instalação do sistema FV.

Realizando uma análise simplificada do tempo de retorno, o *payback* do investimento foi calculado e um valor próximo ao do VPL foi obtido, ou seja, em torno de 4 anos. A Figura 5 mostra o fluxo de caixa acumulado ao longo dos 25 anos de geração do SFCR dimensionado.

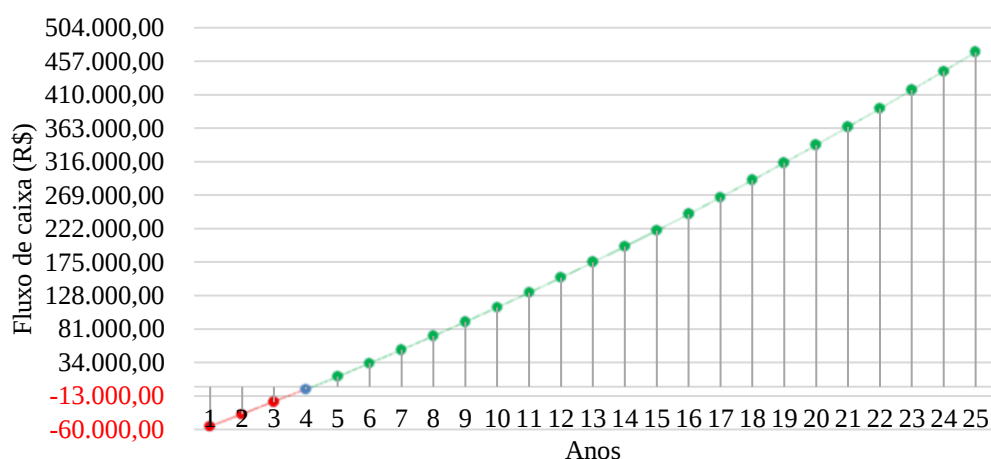


FIGURA 5. Fluxo de caixa acumulado ao longo de 25 anos (autoria própria).

A economia no decorrer da vida útil do sistema é considerável, pois, ao longo dos 25 anos de funcionamento do sistema, o fluxo de caixa vai ser equivalente a quase nove vezes o valor investido inicialmente, tornando-se um investimento atrativo a médio e longo prazo. A Tabela 13 descreve o tempo de retorno do investimento para os métodos ROI, *Payback* e VPL.

TABELA 13. Tempo de retorno do investimento para cada método (autoria própria).

| Método | Tempo de retorno |
|--------|------------------|
| ROI    | 5,05 anos        |

|         |        |
|---------|--------|
| Payback | 4 anos |
| VPL     | 4 anos |

A análise da viabilidade econômica pelos três métodos apresentados na Tabela 13 evidencia diferentes perspectivas sobre o retorno do investimento. O ROI aponta um tempo maior para a recuperação do capital inicial (aproximadamente 5 anos), uma vez que não considera a valorização da moeda ao longo do tempo, limitando-se a indicar apenas o ganho total em relação ao investimento realizado. O *Payback*, por sua vez, demonstra que em cerca de 4 anos o investimento é recuperado, sendo um indicador útil para uma visão rápida do retorno, embora também desconsidere os fluxos posteriores e o efeito da taxa de desconto. Já o VPL, reconhecido como a métrica mais robusta entre as três, indica igualmente a liquidação do investimento inicial em 4 anos. Diferentemente dos demais, o VPL incorpora a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e o valor do dinheiro no tempo, oferecendo uma avaliação mais completa e confiável da atratividade econômica do projeto, ao demonstrar não apenas a recuperação do investimento, mas também a geração de riqueza líquida ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico.

## 5. CONCLUSÃO

O presente artigo teve como objetivo dimensionar um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para suprir uma parcela do consumo de energia elétrica da estação elevatória de esgoto de uma unidade consumidora. O trabalho também se propôs a realizar uma análise ambiental, indicar a viabilidade econômica do projeto e seu tempo de retorno através dos métodos ROI, VPL e *Payback*.

Devido à limitação de espaço físico para instalação do SFCR, foi possível avaliar que o sistema teria a capacidade de gerar com confiabilidade e qualidade cerca de 74% da energia consumida. Os resultados durante o desenvolvimento desse trabalho demonstram grandes vantagens de se implantar um sistema fotovoltaico, mostrando-se um atrativo investimento a médio e longo prazo, chegando a economizar 22.080,34 kWh de energia elétrica anualmente.

No âmbito ambiental, economizar 22.080,34 kWh da energia proveniente da rede convencional pela energia solar FV, corresponde a evitar mais de uma tonelada de emissões de CO<sub>2</sub> na atmosfera por ano. Por outro lado, a utilização de energias renováveis, como a solar fotovoltaica, ainda requer um investimento relativamente alto, passando de 55 mil reais, para uma produção média mensal de 1.840,03 kWh.

Ainda avaliando no âmbito econômico, a comparação entre os três métodos evidencia diferentes perspectivas sobre a viabilidade do sistema fotovoltaico. O ROI mostra um tempo de retorno de pouco mais de 5 anos, enquanto o *Payback* indica recuperação em cerca de 4 anos. Já o VPL, ao considerar a TMA de 8% a.a. e o valor do dinheiro no tempo, confirma a liquidação do investimento em 4 anos. Assim, embora ROI e *Payback* ofereçam análises simplificadas, o VPL se destaca como a métrica mais completa e confiável para avaliar a atratividade econômica do projeto. Como um SFCR apresenta vida útil de 20 a 25 anos, o sistema fotovoltaico proposto ainda mostra-se tecnicamente viável, possibilitando, em torno de 16 a 21 anos de economia, o que corresponde a um valor em caixa, ao fim dos 25 anos, de nove vezes o valor investido inicialmente. Assim, é possível afirmar que o projeto é viável quanto à sua implantação, mostrando-se uma solução para geração de energia renovável, além de promover uma maior diversificação na matriz energética.

Por fim, tendo em vista que o limitado espaço disponível na unidade geradora foi o fator determinante para o cálculo da potência instalada, propõe-se realizar o dimensionamento em outro imóvel do mesmo consumidor, já que se pode aproveitar o sistema de compensação. Para isso, as duas unidades consumidoras devem estar vinculadas ao mesmo CNPJ.

Na elaboração do estudo de viabilidade através do método VPL, não foram considerados alguns parâmetros, como, por exemplo, a vida útil do inversor e o crescimento das bandeiras tarifárias de energia durante os anos. Desta forma, recomenda-se uma análise que englobe o máximo de fatores que possam influenciar o tempo de retorno do sistema.

## REFERÊNCIAS

- [1] GUERRA, M.I.S. Análise do desempenho elétrico de um gerador fotovoltaico com o auxílio da tecnologia PVT. João Pessoa/PB, 2016.
- [2] GUERRA, Maria I. S.; ARAÚJO, Fábio M. U. de; CARVALHO NETO, João T. de; VIEIRA, Romênia G. Survey on adaptative neural fuzzy inference system (ANFIS) architecture applied to photovoltaic systems. *Energy Systems*, v. 13, n. 2, p. 421-436, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12667-022-00513-8>.
- [3] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Factsheet: Anuário estatístico de energia elétrica 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 13 mai. 2026.
- [4] GOMES, Daniel Mescoito. Importância do volume útil do poço de sucção na redução do consumo de energia elétrica em estação elevatória de esgoto. 2010. 177 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Pará, Belém, 2010. Disponível em: DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325.v8n1.a15463.2026>

<http://www.ufpa.br/ppgec/data/producaocientifica/Daniel Mescoito.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2018.

- [5] SILVA, Lúcia Marina Rosa da. Dimensionamento de sistema híbrido de energias renováveis para geração de energia elétrica em estação elevatória de esgoto. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/179914>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [6] NUNES, João Maria da Silva. Dimensionamento de sistema fotovoltaico conectado à rede para suprimento de energia elétrica em poços de petróleo operando com métodos de elevação artificial. 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- [7] MEUNIER, Simon et al. Modelling and Optimal Sizing of Photovoltaic Water Pumping Systems – Sensitivity Analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ECOLOGICAL VEHICLES AND RENEWABLE ENERGIES (EVER), 14., 2019, Monte-Carlo. Proceedings [...]. Monte-Carlo: IEEE, 2019. p. 1-9. DOI: 10.1109/EVER.2019.8813580. Disponível em: <https://centralesupelec.hal.science/hal-03313742/>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [8] OLIVEIRA, Marcos A. de; FILHO, Renato de S. A.; MOURA, Adriano A. F.; CRISÓSTOMO, Daniel C. C. Projeto de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica residencial na zona urbana de Almino Afonso - RN. Revista Eletrônica de Engenharia Elétrica e Engenharia Mecânica, v. 4, n. 2, p. 29-41, 2022. DOI: <https://doi.org/10.21708/issn27635325>. Disponível em: <https://periodicos.ufersa.edu.br/index.php/r4em>. Acesso em: 10 jun. 2026.
- [9] FREITAS, Fabrício Nogueira de. Projeto de sistema fotovoltaico para aplicação em estação elevatória na Chapada do Apodi. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2023. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/75549>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [10] TEMOTEO, José Cristellys Soares. A implantação e operação de uma usina solar fotovoltaica em estação elevatória de esgoto de empresa pública de saneamento da Paraíba. 2026. 50 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba, João Pessoa, 2026. Disponível em: <https://repositorio.ifpb.edu.br/handle/177683/5096>. Acesso em: 4 jun. 2026.
- [11] CRESESB, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Manual de engenharia para sistema fotovoltaico. Rio de Janeiro, 2014.
- [12] SILVEIRA, Maria Teresa Targino Macedo. Estudo de viabilidade técnico-econômica para utilização de um sistema fotovoltaico conectado à rede em uma unidade de bombeio centrífugo submerso. 2016. 55 f. TCC (Graduação) - Curso de Bacharelado em Engenharia de Energia, Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, 2016.
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Resolução Normativa nº 1.059, de 14 de março de 2023. Altera e consolida as regras aplicáveis à microgeração e minigeração distribuída, em conformidade com a Lei nº 14.300/2022. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 15 mar. 2023.
- [14] ELETROBRÁS/Procel – Plano de ação Procel Sanear 2006/2007, setembro de 2005. Léo Heller e Valter Lúcio de Pádua (Organizadores). Abastecimento de Água para Consumo Humano. Belo Horizonte: UFMG, 2006. 859 p.
- [15] GOOGLE. Google Earth. Disponível em: <https://earth.google.com/>. Acesso em: 01 mai. 2026.
- [16] CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRANCO (CRESESB). Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CEPEL/CRESESB, 2014.
- [17] NEOSOLAR. Placa Solar Fotovoltaica 450W Monocristalina - ZTROON - ZTP-450MI. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/loja/placa-solar-fotovoltaica-450w-monocristalina-ztroon-ztp-450mi.html>. Acesso em: 13 mai. 2026.
- [18] MINHA CASA SOLAR. Inversor Solar Monofásico 10kW 220V Sungrow - SG10.0RS-S. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/inversor-solar-monofasico-10kw-220v-sungrow-sg10-0rs-s-82763>. Acesso em: 13 mai. 2026.

- [19] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. ABNT NBR 5410:2004: Instalações elétricas de baixa tensão. Rio de Janeiro: Abnt, 2004. Disponível em: [https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas e relatorios/NRs/nbr\\_5410.pdf](https://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas e relatorios/NRs/nbr_5410.pdf). Acesso em: 05 abr. 2018.
- [20] MERCADO LIVRE. STRING BOX PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CC 500/16-250V. Disponível em: [https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-932487357-string-box-para-sistemas-fotovoltaicos-cc-50016-250v-\\_JM](https://produto.mercadolivre.com.br/MLB-932487357-string-box-para-sistemas-fotovoltaicos-cc-50016-250v-_JM). Acesso em: 13 mai. 2026.
- [21] MERCADO LIVRE. Disjuntor Tripolar 50A Curva C WEG MDWS-C50-3 Automático. Disponível em: [https://www.mercadolivre.com.br/disjuntor-tripolar-50a-curva-c-weg-mdws-c50-3-automatico/p/MLB54209549?pdv\\_filters=item\\_id%3AMLB6652328726&from=gshop&matt\\_tool=34755848&matt\\_word=&matt\\_source=google&matt\\_campaign\\_id=22090354298&matt\\_ad\\_group\\_id=173090578796&matt\\_match\\_type=&matt\\_network=g&matt\\_device=c&matt\\_creative=727882731309&matt\\_keyword=&matt\\_ad\\_position=&matt\\_ad\\_type=pla&matt\\_merchant\\_id=735098639&matt\\_product\\_id=MLB54209549-product&matt\\_product\\_partition\\_id=2389561567650&matt\\_target\\_id=aud-1966490908987:pla-2389561567650&cq\\_src=google\\_ads&cq\\_cmp=22090354298&cq\\_net=g&cq\\_plt=gp&cq\\_med=pla&gad\\_source=1&gad\\_campaignid=22090354298&gbraid=0AAAAAD93qcB9owPIJOLbRPgQNbPYVoDs&gclid=Cj0KCQjwiJvQBhCYARIsAMjts3IPupQ8llQolzEkLdv9W6SsI9KEWxDvl7tWmD-2eER5Ne6HCr3UuPgaAikBEALw\\_wcB](https://www.mercadolivre.com.br/disjuntor-tripolar-50a-curva-c-weg-mdws-c50-3-automatico/p/MLB54209549?pdv_filters=item_id%3AMLB6652328726&from=gshop&matt_tool=34755848&matt_word=&matt_source=google&matt_campaign_id=22090354298&matt_ad_group_id=173090578796&matt_match_type=&matt_network=g&matt_device=c&matt_creative=727882731309&matt_keyword=&matt_ad_position=&matt_ad_type=pla&matt_merchant_id=735098639&matt_product_id=MLB54209549-product&matt_product_partition_id=2389561567650&matt_target_id=aud-1966490908987:pla-2389561567650&cq_src=google_ads&cq_cmp=22090354298&cq_net=g&cq_plt=gp&cq_med=pla&gad_source=1&gad_campaignid=22090354298&gbraid=0AAAAAD93qcB9owPIJOLbRPgQNbPYVoDs&gclid=Cj0KCQjwiJvQBhCYARIsAMjts3IPupQ8llQolzEkLdv9W6SsI9KEWxDvl7tWmD-2eER5Ne6HCr3UuPgaAikBEALw_wcB). Acesso em: 14 mai. 2026.
- [22] COSERN. VR01.01-00.12: CONEXÃO DE MICROGERADORES AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO. 3ª ed. Rio Grande do Norte: Grupo Neoenergia, 2016. 25 p.
- [23] MERCADO LIVRE. Medidor De Energia Trifasico Nansen Bidirecional Placa Solar. Disponível em: [https://www.mercadolivre.com.br/medidor-de-energia-trifasico-nansen-bidirecional-placa-solar/up/MLBU1792497789#polycard\\_client=recommendations\\_vip-v2p&reco\\_backend=ranker\\_retrieval\\_online\\_vpp\\_v2p&reco\\_model=coldstart\\_low\\_exposition&reco\\_client=vip-v2p&reco\\_item\\_pos=0&reco\\_backend\\_type=low\\_level&reco\\_id=f06c8a93-a232-4519-8480-0d56a572d9d6&wid=MLB1202394064&sid=recos](https://www.mercadolivre.com.br/medidor-de-energia-trifasico-nansen-bidirecional-placa-solar/up/MLBU1792497789#polycard_client=recommendations_vip-v2p&reco_backend=ranker_retrieval_online_vpp_v2p&reco_model=coldstart_low_exposition&reco_client=vip-v2p&reco_item_pos=0&reco_backend_type=low_level&reco_id=f06c8a93-a232-4519-8480-0d56a572d9d6&wid=MLB1202394064&sid=recos). Acesso em: 14 mai. 2026.
- [24] FREIRE, Vinícius Diógenes; VIEIRA, Romênia Gurgel; DHIMISH, Mahmoud. Green electrification of agroindustry: Technical, economic and environmental performance of solar photovoltaic integration in Brazilian rural production. *Energy for Sustainable Development*, v. 93, p. 101992, 2026. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2026.101992>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [25] BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Fatores de emissão – Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE). Brasília: MCTI, 2026. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [26] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Neoenergia Cosern. Tarifas de energia elétrica – Grupo B. Vigência: 22 abr. 2026 a 21 abr. 2027. Resolução Homologatória nº 3.573, de 22 de abril de 2026. Natal: Neoenergia Cosern, 2026. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/web/rn/composicao-tarifaria>. Acesso em: 15 maio 2026.
- [27] ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica. Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira. São Paulo: Abinee, 2012. 176 p. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2018.
- [28] GONÇALVES, Daniel de Almeida Silva; et al. Custo médio de uma usina fotovoltaica no Brasil: análise e perspectivas. In: CONGRESSO TÉCNICO CIENTÍFICO DA ENGENHARIA E DA AGRONOMIA – CONTECC 2024, Brasília. Anais [...]. Brasília: CONFEA/CREA, 2024. Disponível em: [https://www.confea.org.br/midias/uploads-imce/contecc%202024/ELE/CUSTO\\_M%C3%89DIO\\_DE\\_UMA\\_USINA\\_FOTOVOLTAICA\\_NO\\_BRASIL\\_\\_AN%C3%89LISE\\_E\\_PERSPECTIVAS.pdf](https://www.confea.org.br/midias/uploads-imce/contecc%202024/ELE/CUSTO_M%C3%89DIO_DE_UMA_USINA_FOTOVOLTAICA_NO_BRASIL__AN%C3%89LISE_E_PERSPECTIVAS.pdf). Acesso em: 9 jun. 2026.
- [29] BANCO CENTRAL DO BRASIL. Taxa Selic – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia. Brasília: Banco Central do Brasil, 2026. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br>. Acesso em: 9 jun. 2026.
- [30] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Caderno de Preços da Geração – 2021. Brasília: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Caderno-de-Precos-da-Geracao>. Acesso em: 9 jun. 2026.

APÊNDICE A

Figura A1. Diagrama funcional (autoria própria)

