

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Cleison Heinz Comin

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE  
PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NA COBERTURA DO LABORATÓRIO  
DE TECNOLOGIA MECÂNICA E AEROSPAIAL DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA**

Santa Maria, RS  
2022

**Cleison Heinz Comin**

**VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS  
FOTOVOLTAICOS NA COBERTURA DO LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA  
MECÂNICA E AEROESPACIAL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA  
MARIA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação apresentado ao Centro de Tecnologia da Universidade Federal de Santa Maria, como requisito parcial para obtenção do grau de **Engenheiro Mecânico**.

Orientador: Cristiano Roos

Santa Maria, RS  
2022

# VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NA COBERTURA DO LABORATÓRIO DE TECNOLOGIA MECÂNICA E AEROESPACIAL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA

TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY OF INSTALLING PHOTOVOLTAIC PANELS IN THE COVERAGE OF THE MECHANICAL AND AEROSPACE LABORATORY OF UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA

Cleison Heinz Comin<sup>1</sup>, Cristiano Roos<sup>2</sup>

## RESUMO

A energia fotovoltaica é cada vez mais empregada para a geração de energia elétrica limpa, por se tratar de uma fonte renovável e abundante no planeta. Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo analisar técnica e economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede na cobertura do Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial da UFSM. Para isso, foi realizada uma pesquisa quantitativa, utilizando procedimentos metodológicos de modelagem e simulação, no qual foram simulados 18 cenários considerando diferentes capacidades de geração dos sistemas fotovoltaicos, além de diferentes TMAs e sistemas de bandeira tarifária. Desse modo, com o propósito de verificar a viabilidade do investimento, foram utilizados os seguintes métodos de análise econômica: Valor Presente Líquido, Taxa interna de Retorno, *Payback* Descontado e Levelized Cost of Energy (LCOE). Como conclusão obteve-se que todos os cenários avaliados por este estudo são economicamente viáveis. O sistema de maior potência se mostrou economicamente mais atrativo, com um LCOE de 0,1034 R\$/kWh, para o cenário de maior viabilidade econômica.

**Palavras-chave:** Análise de Investimento, Energia Solar, Engenharia Econômica.

## ABSTRACT

Photovoltaic energy is increasingly used to generate clean electricity, as it is a renewable and abundant source on the planet. In this context, the present work aims to analyze technically and economically the installation of photovoltaic panels connected to the grid on the coverage of the Laboratory of Mechanical and Aerospace Technology at UFSM. For this, a quantitative research was carried out, using methodological modeling and simulation procedures, in which 18 scenarios were simulated considering different generation capacities of the photovoltaic systems, in addition to different MARR and tariff flag systems. Thus, in order to verify the feasibility of the investment, the following methods of economic analysis will be used: Net Present Value, Internal Rate of Return, Discounted Payback and Levelized Cost of Energy (LCOE). As a conclusion, it was found that all scenarios evaluated by this study are economically viable. The higher power system proved to be economically more attractive, with an LCOE of 0.1034 R\$/kWh, for the scenario of greater economic viability.

**Keywords:** Investment Analysis, Solar Energy, Economic Engineering.

---

<sup>1</sup> Graduando em Bacharel de Engenharia Mecânica, autor; Curso de Engenharia de Mecânica, Centro de Tecnologia – UFSM

<sup>2</sup> Engenheiro de Produção, orientador; Doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina; Professor do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas – UFSM

## 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda energética relacionada ao crescimento populacional e ao desenvolvimento tecnológico obriga a sociedade a tomar medidas para aumentar a produção de energia. Nesta corrente têm sido discutidas como alternativas ambientalmente mais corretas as energias renováveis, tais como a energia solar, a eólica e a hidráulica.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2022), 3% da matriz energética brasileira provém de centrais geradoras fotovoltaicas, o que equivale a 2,25 GW. Este percentual é muito distante dos 55,87% produzidos pelas hidrelétricas, porém é próximo dos 12% produzidos pelas usinas eólicas. A meta para 2030 é aumentar a participação de energias renováveis sustentáveis na composição da matriz energética para aproximadamente 45% (MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE, 2017).

Painéis solares fotovoltaicos são projetados e fabricados para resistir aos agentes climáticos, como sol e chuva por um período de 30 anos ou mais. Do ponto de vista da eficiência energética, os sistemas fotovoltaicos, quando comparados a sistemas geradores centrais tradicionais, se tornam superiores, devido à minimização de perdas de transmissão (RUTHER, 2004).

### 1.1 DEFINIÇÃO DO TEMA E DO PROBLEMA DE PESQUISA

Neste contexto, com a crescente demanda por geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, a presente pesquisa tem como tema a análise de viabilidade econômica de implantação de painéis fotovoltaicos na cobertura do Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial (NUMAE) da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Este tema de pesquisa está baseado no questionamento originado em um contexto prático que pode ser descrito da seguinte maneira: produzir energia elétrica com painéis fotovoltaicos é viável técnica e economicamente para o NUMAE da UFSM?

### 1.2 JUSTIFICATIVAS

A principal justificativa deste trabalho são as crescentes utilizações de fontes renováveis na geração de energia elétrica. Tendo em vistas os danos ambientais, as energias renováveis se apresentam como a melhor solução para atender as demandas de energia elétrica da sociedade. Dentre as energias renováveis tem destaque a energia solar, pois tal

energia favorece a geração distribuída de energia, permitindo uma diversificação na matriz energética brasileira (SANTOS; JABBOUR, 2013).

Paralelamente, este trabalho se justifica como uma contribuição prática desenvolvendo um estudo a partir de uma demanda real apresentada pelo gestor no NUMAE. O estudo vai verificar se há viabilidade e quais seriam os possíveis benefícios técnicos e econômicos de realização deste projeto. Além disso, outra justificativa deste trabalho é disponibilizar na literatura mais um estudo aplicado envolvendo a implementação de um sistema fotovoltaico.

### 1.3 OBJETIVOS

Neste contexto, o objetivo geral desta pesquisa é realizar uma análise de viabilidade técnica e econômica de implantação de painéis fotovoltaicos na cobertura do Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial da Universidade Federal de Santa Maria. Para alcançar este objetivo, foram elencados os seguintes objetivos específicos: 1. Levantar dados e informações precisas do local de instalação do sistema fotovoltaico, como dimensões da área de instalação, dados climáticos, geográficos e incidência solar média; 2. Dimensionar tecnicamente o sistema fotovoltaico para o local, juntamente com uma empresa especializada na área; 3. Buscar dados econômicos a respeito dos sistemas de geração de energia solar fotovoltaicos a serem implementados; 4. Aplicar métodos de análise de investimentos para concluir a respeito da viabilidade econômica deste projeto.

### 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Será apresentada na próxima seção deste trabalho a revisão bibliográfica. Em seguida, na terceira seção são apresentados os procedimentos metodológicos empregados para o alcance dos objetivos. Sequencialmente, a quarta seção expõe e analisa os dados coletados, os cálculos, bem como, os resultados obtidos. Na quinta e última seção é apresentada a conclusão deste estudo.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica deste trabalho está subdividida em três tópicos principais. O primeiro apresenta algumas definições sobre os princípios de funcionamento dos painéis fotovoltaicos. O segundo tópico traz definições sobre alguns conceitos da análise de viabilidade econômica que serão utilizados neste trabalho, tais como, Taxa Mínima de Atratividade, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* Descontado e *Levelized Cost of Energy*. No terceiro tópico são abordados estudos publicados com problemas semelhantes ao levantado neste trabalho.

### 2.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A energia solar atinge a Terra nas formas de luz e calor. A medida que essa energia é difundida para a superfície terrestre, uma parte dela é perdida por absorção de nuvens, reflexão e distorção (KANNAN; VAKEESAN, 2016). A energia solar fotovoltaica consiste basicamente na conversão direta da luz solar, ou a radiação da mesma, em eletricidade (TYAGI et al., 2013).

Um típico sistema fotovoltaico consiste em quatro elementos básicos: módulos fotovoltaicos, controladores de carga, inversores e, se necessárias, baterias (BRAGA, 2008). Diversos dispositivos e meios de regulagem podem ser utilizados em conjunto com estes quatro elementos básicos para melhorar a eficiência operacional. Os módulos fotovoltaicos são compostos por um conjunto de células fotovoltaicas, que tem o propósito de obter energia elétrica através da conversão da energia proveniente da radiação solar (FERREIRA et al., 2018).

Para Pinho e Galdino (2014), os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados quanto à interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica em: sistemas isolados, também chamados de *off-grid* e; sistemas conectados à rede elétrica, conhecidos como *on-grid*.

Os sistemas fotovoltaicos isolados são conjuntos empregados em locais isolados, onde não há rede elétrica disponível, tais como zonas rurais, praias, ilhas, fazendas e em qualquer lugar onde a rede de energia elétrica não esteja disponível. Também é uma boa opção para aplicações na sinalização de estradas e iluminação pública (VILLALVA, 2015).

Esse tipo de sistema necessita de um sistema de armazenamento de energia. Em geral, utilizam-se baterias, para ser possível a utilização de energia elétrica quando os módulos não estão gerando energia (BORTOLOTO et al., 2017).

No sistema fotovoltaico conectado à rede, a energia elétrica gerada é transmitida para a rede elétrica pública, isto é, este tipo de sistema dispensa o uso de baterias (URBANETZ JR, 2013). É composto basicamente por apenas dois equipamentos: o painel fotovoltaico e o inversor. Neste tipo de sistema, é necessária a instalação de dispositivos de manobra e proteção, além de um medidor de energia bidirecional que irá medir a energia consumida e a energia elétrica injetada na rede pública, conforme os requisitos das concessionárias de energia elétrica (URBANETZ JR, 2013).

O sistema fotovoltaico conectado à rede conta com a interação de dois agentes de fornecimento de energia elétrica: a concessionária e o gerador fotovoltaico. No caso da energia gerada pelo sistema fotovoltaico ser superior a consumida na própria edificação, a mesma é enviada à rede elétrica para ser consumida nas adjacências (URBANETZ JR, 2013). Já em momentos onde a energia produzida pelo sistema não é suficiente, a concessionária supre a energia faltante (URBANETZ JR; CASAGRANDE JR; TIEPOLO, 2014).

## 2.2 ENGENHARIA ECONÔMICA

Engenharia Econômica fundamenta-se no estudo de avaliação financeira acerca de um investimento, ou projeto, através de métricas quantitativas. O objetivo é fornecer indicadores que apoiem a seleção da melhor alternativa dentre aquelas analisadas (QUIZA, 2011). Em resumo, pode-se definir a Engenharia Econômica como um conjunto de técnicas matemáticas que tem como objetivo a simplificação da comparação econômica (BLANK; TARQUIN, 2008).

Para assegurar a melhor escolha em relação aos investimentos, existem diversas convenções, técnicas, critérios de análise e processos decisórios (SAMANEZ, 2009). As técnicas mais usuais e que serão abordadas no presente trabalho são: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), *Payback* Descontado (PBD) e *Levelized Cost of Energy* (LCOE), sendo este último aplicado a estudos que envolvem fontes de geração de energia elétrica. Estes métodos serão mais bem explicados na sequência, iniciando-se por um conceito também muito importante para estudos de Engenharia Econômica, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

A TMA é um índice de juros de grande importância na avaliação de investimentos. Segundo Casarotto Filho e Kopittke (2000), durante a análise de uma proposta de investimento, deve ser levado em conta, que há a possibilidade de investir o capital em diversas outras propostas de baixo risco. Logo, para ser atrativa ao investidor, a nova proposta deve render uma taxa de juros, no mínimo, equivalente a aplicações correntes e de baixo risco. Define-se esse valor de TMA, a partir do pressuposto de que para qualquer investimento, deseja-se receber um capital maior do que o investido (BLANK; TARQUIN, 2008).

De acordo com Gitman (2007), o VPL é um método de análise de investimento que considera na base de cálculo o valor do dinheiro no tempo. Em resumo, o VPL permite trazer todos os fluxos de caixa de um projeto de investimento para o presente de modo a somá-lo ao montante inicial, possibilitando assim, uma avaliação de sua viabilidade.

Segundo Casarotto Filho e Kottpike (2010), o VPL pode ser calculado utilizando a Equação (1):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \left( \frac{FC_t}{(1+k)^t} \right) - FC_0 \quad (1)$$

Sendo:  $VPL$ , dado em R\$, como o fluxo de caixa do investimento;  $t$  o período de tempo avaliado;  $n$  o número total de períodos avaliados;  $FC_t$ , dado em R\$, como o valor do fluxo de caixa no período  $t$ ;  $k$  é a TMA ou taxa de custo do capital da empresa [% ao período] e  $FC_0$  é o capital inicial investido.

Segundo Barbieri (2007), a literatura define a TIR como sendo a taxa de juros que torna o VPL do fluxo de caixa de um investimento igual à zero. De acordo com Casarotto e Kopittke (2010) e Melo (2012), os investimentos rentáveis e passíveis de análise, são aqueles que possuem a TIR maior que a TMA, desta forma indicando que sua taxa de retorno é maior do que o seu custo de oportunidade.

De acordo com Siqueira, Souza e Ponciano (2011), a Equação 2 representa o cálculo da TIR:

$$0 = \sum_{t=1}^n \left( \frac{FC_t}{(1+k)^t} \right) - FC_0 \quad (2)$$

Sendo:  $k$  a Taxa Interna de Retorno [% ao período];  $t$  o período de tempo avaliado;  $n$  o número total de períodos avaliados;  $FC_t$  é o valor do fluxo de caixa no período  $t$  [R\$] e  $FC_0$  é o capital inicial investido [R\$].



Segundo Brito (2011) o PBS, também conhecido como Período de Recuperação do Capital, é o período, calculado no fluxo de caixa da vida útil, em que ocorre o retorno do capital investido. De acordo com Casarotto Filho e Kopittke (2010), este método deve ser usado apenas como um indicador complementar, visto que, não leva em consideração o fluxo de caixa que sucede o período de retorno do investimento.

Diferentemente do PBS, o PBD leva em consideração a mudança do valor do dinheiro ao longo do tempo. O PBD mede o período de tempo necessário para o retorno do capital investido, quanto maior o seu valor, mais tempo levará para obter o capital investido (GITMAN, 2007).

De acordo com Branker, Pathak e Pearce (2011), o LCOE é utilizado para normalizar de modo a comparar a relação de eficiência e custos de diferentes tipos de geração de energia. Esta normalização é realizada considerando os custos totais de vida de um sistema de geração de energia e dividindo-a pela produção total de energia durante sua vida útil.

De acordo com Ramadham e Naseeb (2011), para o cálculo do LCOE, primeiramente é necessário encontrar o valor do fator de recuperação de capital (CRF) no período analisado. A Equação 3 é utilizada para calcular o CRF.

$$CRF = \frac{(i*(1+i)^n)}{((1+i)^n-1)} \quad (3)$$

Onde:  $n$  é o período de análise e  $i$  é a taxa de juros aplicada [% ao período]. Com o valor do CRF é possível encontrar o valor do LCOE com a Equação 4.

$$LCOE = \frac{(CI * CRF) + \sum_n CM}{\sum_n PT} \quad (4)$$

Onde:  $CI$  é o custo de instalação [R\$];  $n$  é o número de períodos;  $CM$  é o custo de manutenção durante o período [R\$] e  $PT$  é a produtividade total [KWh].

### 2.3 VIABILIDADE ECONÔMICA APLICADA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

De modo a entender as principais metodologias de análise econômica de sistemas fotovoltaicos, esta subseção apresentará estudos que se assemelham com o problema levantado inicialmente neste trabalho.

Alves e Lira (2018) avaliaram a viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede, para atendimento pleno do consumo de energia, no aeroporto de Teresina no estado do Piauí. Para a avaliação, os autores utilizaram os métodos VPL, TIR e PBD e analisaram diferentes cenários. Ao fim do estudo, concluíram

que a implantação da fonte de energia solar representa uma favorável oportunidade de retorno de investimento no período de 5,7 a 8,1 anos.

Dassi et al. (2015) utilizaram os métodos VPL, TIR, PBD e valor anual uniforme equivalente para avaliar a viabilidade econômico-financeira da utilização de painéis solares fotovoltaicos em uma instituição de ensino superior no estado de Santa Catarina. Como resultado do estudo, os autores concluíram que, para o período avaliado, a utilização de energia solar é viável como alternativa para a redução de custos e para a diversificação energética.

Campos et al. (2014) realizaram um estudo para determinar a viabilidade econômica de um sistema de energia solar *on-grid* no telhado da biblioteca da Universidade Federal do Estado do Paraná. Para a avaliação econômica do sistema, o método do PBS foi utilizado pelos autores, comparando diferentes cenários. Os autores concluíram que para o sistema dimensionado no estudo não há viabilidade econômica.

Siqueira (2015) avaliou a viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração solar fotovoltaico conectado à rede elétrica para uma residência e para um templo religioso, ambos na cidade de Juiz de Fora no estado de Minas Gerais. Para tal, utilizou-se dos métodos VPL e PBS. Como conclusão do estudo, o sistema de microgeração se mostrou inviável para a residência e viável para o templo religioso no período considerado na análise.

S. Adaramola (2014) realizou um estudo da viabilidade econômica de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede na cidade de Jos na Nigéria. Para tal utilizou os métodos VPL e LCOE. Como resultado do estudo, o autor concluiu que o sistema dimensionado no estudo é viável economicamente. Já Viana (2017) analisou a viabilidade econômico-financeira de dimensionamento de um sistema de energia fotovoltaico *on-grid* na Universidade Federal Rural do Semiárido na cidade de Mossoró no Rio Grande do Norte. O autor utilizou os métodos VPL e PBD. O autor concluiu que apesar do alto custo inicial, o sistema dimensionado é economicamente viável.

De modo a analisar economicamente a instalação de sistemas de geração fotovoltaica em comunidades indígenas na Colômbia, Vides-Prado et al. (2017) utilizaram os métodos VPL e LCOE. O Estudo constatou que o projeto dimensionado é economicamente viável. Vale et al. (2016) utilizaram os métodos VPL e TIR para comparar a viabilidade econômica de sistemas de energia fotovoltaica em residências do programa de habitação federal “Minha Casa, Minha Vida” no estado de São Paulo e Piauí. Como conclusão do estudo, o sistema é

mais viável no estado de São Paulo, devido à melhores incentivos fiscais do governo paulista, quando comparado ao estado do Piauí.

Silva (2015) utilizou os métodos VPL, TIR e PBD para analisar economicamente a instalação de uma usina solar na região rural do estado do Rio de Janeiro. O autor observou uma viabilidade favorável para os cenários com financiamento de 25% e 50% do valor investido. Weida, Kumar e Madlener (2016) utilizaram os métodos VPL, TIR, PBS e LCOE para avaliar a viabilidade econômica de um sistema de geração de energia eólico e fotovoltaico, conectado na rede, na Alemanha, com o intuito de diversificar a matriz energética do país. A pesquisa concluiu que esse sistema combinado de geração de energia é viável economicamente.

Neves (2015), realizou uma análise da viabilidade econômica de um projeto de sistema de geração fotovoltaico conectado à rede no estado de Minas Gerais. Para a análise, o autor utilizou VPL, TIR e PBD. De acordo com as premissas adotadas no trabalho, o autor concluiu que o sistema dimensionado é viável e possui um atrativo tempo de retorno de investimento.

Dos onze estudos de viabilidade econômica aplicados em sistemas fotovoltaicos consultados, 10 utilizaram o método do VPL, 6 utilizaram o método da TIR, 5 utilizaram o método do PBD e 3 utilizaram o LCOE. Assim, conforme os estudos apresentados nesta subseção, se optou por calcular neste trabalho o VPL, a TIR e o PBD, além do LCOE. Nos procedimentos metodológicos são estabelecidos mais detalhes sobre as etapas de pesquisa seguidas neste trabalho.

### **3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

Nesta seção são apresentados os métodos para execução da pesquisa. Assim, esta seção foi dividida em três subseções, onde a primeira subseção apresenta o cenário em que o estudo foi realizado. A segunda descreve os métodos de pesquisa aplicados neste trabalho. Por fim, a terceira subseção apresenta as etapas da pesquisa.

#### **3.1 CENÁRIO**

Para um projeto que envolve geração fotovoltaica, o fator geográfico é muito importante, já que está diretamente ligado às taxas de incidência solar e ao campo tarifário vigente na região. Este estudo foi desenvolvido na cidade de Santa Maria, no Rio Grande do Sul, mais especificamente no Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial (NUMAE)

da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). A UFSM foi fundada em 1960 e no presente momento conta com 235 cursos no campus sede e atende aproximadamente 28 mil alunos. Na cidade de Santa Maria, há apenas uma distribuidora de energia elétrica, a RGE Sul, que atende aproximadamente 3 milhões de clientes em 381 municípios do Rio Grande do Sul, suprimindo cerca de 65% do consumo de energia do estado.

Outro item importante para a análise geográfica são os parâmetros climáticos na qual a estrutura ficará submetida. Estas informações, foram extraídas com o auxílio do software RETScreen, que utiliza a base de dados da National Aeronautics and Space Administration (NASA). O Quadro 1 exibe dados de latitude, longitude, zona climática e elevação da cidade de Santa Maria.

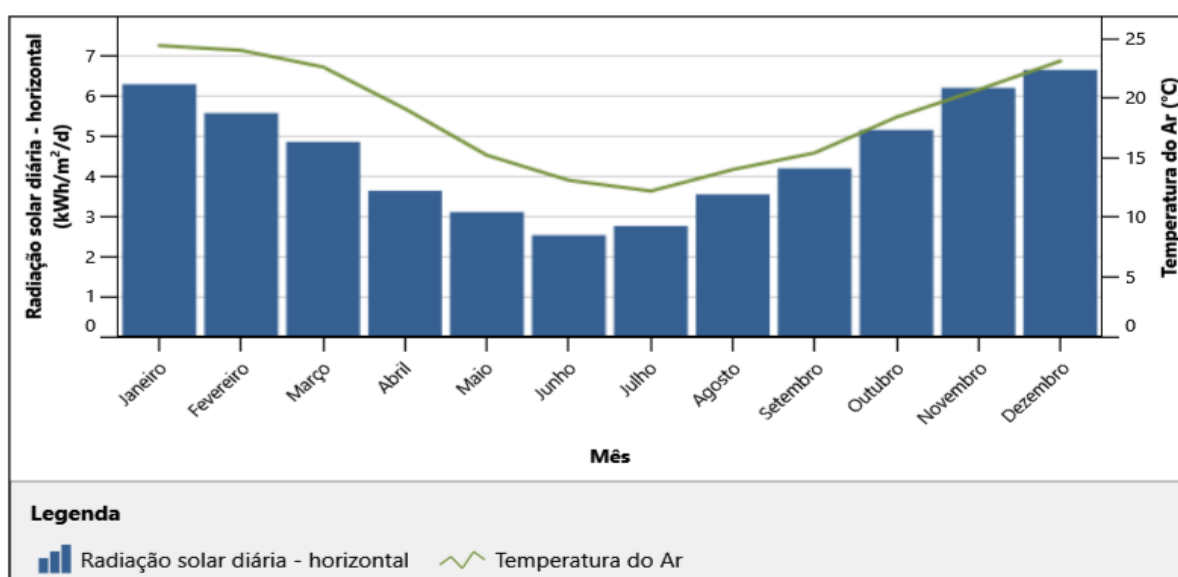
O ponto de referência geográfica é estabelecido na Universidade Federal de Santa Maria e, a partir deste ponto, o software afere dados climáticos importantes, como temperatura do ar (°C) e radiação solar diária horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/dia), conforme a Figura 1.

Quadro 1- Localização dos dados climáticos

Dados	Unidade	Localização e dados climáticos
Localização		Santa Maria – RS
Latitude	°N	-29,7
Longitude	°E	-53,8
Zona climática		3A – Quente – Úmido
Elevação	m	203

Fonte: RETScreen (2022).

Figura 1 - Gráfico das médias mensais de radiação solar e temperatura média



Fonte: RETScreen (2022).

### 3.2 MÉTODO DE PESQUISA

Gil (2010) define a pesquisa como um procedimento racional e sistemático destinado a fornecer uma solução para um problema predeterminado e pode ser categorizada de acordo com sua natureza, objetivos, procedimentos técnicos e método de resolução de problemas. Assim, quanto aos seus objetivos, essa pesquisa pode ser classificada como descritiva, já que visa obter uma descrição das características de um fenômeno, bem como estabelecer relações entre suas variáveis (GIL, 2010).

No contexto de métodos de resolução de problemas, trata-se de um estudo quantitativo, seguindo a descrição de Sampieri, Collado e Lucio (2013), que definiram que o estudo quantitativo se utiliza da coleta de dados para testar hipóteses, com base em medidas numéricas e análise estatística para comprovar teorias e construir padrões.

Quanto aos procedimentos técnicos, classifica-se como modelagem e simulação, pois esta abordagem permite a inter-relação simultânea de variáveis pré-definidas para a obtenção de sistemas que permitem a resolução de problemas (MIGUEL, 2012). Para o trabalho atual, que avalia cenários hipotéticos, a principal vantagem da simulação é que o comportamento do sistema pode ser estudado sem construí-lo fisicamente (MARTINS; MELLO; TURRIONI, 2014).

No contexto da natureza da pesquisa, esta se trata de uma pesquisa aplicada, já que tem como objetivo gerar conhecimentos para aplicação prática e direcionada à solução de problemas específicos (PEREIRA, 2006).

### 3.3 ETAPAS DA PESQUISA

O presente trabalho de conclusão de curso é dividido em algumas etapas, dentre elas, na terceira seção o software RETScreen é utilizado para entender melhor o cenário detalhado da instalação do sistema fotovoltaico, definindo as principais características climáticas. Além disso, foram expostas as etapas que compõem o estudo, com uma breve descrição do local onde os dados foram coletados e como foram analisados.

Na quarta seção foi desenvolvida a pesquisa aplicada. A pesquisa foi dividida em três etapas principais: a busca dos valores e das taxas referentes a energia elétrica na UFSM; o dimensionamento técnico do sistema fotovoltaico e custos do sistema e; o estudo relativo à análise econômica.

Os custos de aquisição e instalação dos módulos fotovoltaicos, inversores, suportes de fixação e o restante dos equipamentos necessários para a montagem do sistema foram obtidos a partir de orçamentos realizados em uma empresa do setor na cidade de Santa Maria. A partir desta mesma empresa, também foram determinadas as vidas úteis dos equipamentos presentes no sistema, bem como os custos de possíveis manutenções e limpezas a serem realizadas periodicamente.

Os custos tarifários da geração e distribuição de energia elétrica foram obtidos através das faturas de energia elétrica dos últimos 10 anos da UFSM. Estes documentos são importantes para quantificar a redução dos valores da fatura devido a geração dos sistemas fotovoltaicos.

A taxa SELIC dos últimos dez anos foi adotada como a TMA. Além disso, para a estimativa de inflação, foi adotada a taxa média mensal dos últimos dez anos, utilizando o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) calculado pelo IBGE como índice de correção monetária. Para a coleta desses dados utilizou-se a Calculadora do Cidadão do Banco Central do Brasil.

A depreciação foi estimada pelo método linear, tendo em vista que corresponde ao método mais simples e mais utilizado, pois atribui uma taxa igual de depreciação para todos os períodos (DICIONÁRIO FINANCEIRO, 2022). Desta forma, para o cálculo de depreciação foi considerado um período de 25 anos, que de acordo com a empresa especializada consultada, é o período de vida útil dos sistemas dimensionados neste trabalho.

Visando uma análise mais ampla para a viabilidade de investimento, foi realizada a simulação de 18 cenários, variando as Taxas Mínimas de Atratividade entre SELIC, SELIC + 20% e SELIC – 20%, as bandeiras tarifárias verde e vermelha patamar 2, além de 3 diferentes potências de geração do sistema fotovoltaico.

Para o cálculo dos cenários foi utilizado o software de edição de planilhas Microsoft Office Excel, onde foram construídos os fluxos de caixa e, com base nas equações de cada método, foi realizada a análise da viabilidade econômica. O horizonte de análise foi de 300 meses, de acordo com a vida útil dos sistemas fotovoltaicos.

## 4 RESULTADOS E ANÁLISES

Esta seção apresenta os dados coletados e os resultados obtidos para as análises realizadas. Esta seção foi subdividida em quatro subseções. A primeira subseção trata da coleta de dados, a segunda e a terceira subseção apresentam os resultados dos métodos de Engenharia Econômica e do método LCOE, respectivamente. Por fim, a última subseção apresenta a análise dos resultados obtidos.

### 4.1 COLETA DE DADOS

Para melhor entendimento, esta subseção foi dividida em quatro tópicos. O primeiro tópico apresentará os dados de custos de energia elétrica na UFSM. O segundo tópico apresentará a taxa de juros e a inflação consideradas. O terceiro tópico abordará o dimensionamento técnico do sistema de geração fotovoltaico e por fim, o último tópico apresentará os custos referentes à aquisição, instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos.

#### 4.1.1 Dados das tarifas de energia elétrica

Para a análise econômica deste tipo de projeto de investimento, o custo tarifário da energia elétrica, bem como seu histórico de mudanças, são fatores importantes a serem considerados. Para obter estes dados, foram solicitadas a Pró-reitoria de Infraestrutura da UFSM as faturas de energia elétrica dos últimos 10 anos. A UFSM se enquadra no grupo A4, pertencente a tarifa horária azul. Este subgrupo é composto por unidades consumidoras com fornecimento em tensão superior a 2,3 kV e inferior a 25 kV (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022).

Há também a variação do custo de energia durante o dia. A energia tem um preço mais alto nos horários de ponta, que compreende a faixa horária das 18h às 21h. Conforme a Companhia Paulista de Força e Luz (2019), este aumento ocorre devido a uma mais alta demanda energética neste período, seja por parte da população, das indústrias e até a iluminação pública. Como os horários de melhor geração de energia solar estão compreendidos entre 9h e 16h, para este trabalho serão consideradas as tarifas de energia referentes ao horário fora de ponta. Na Tabela 1 é possível observar o valor da tarifa nos

últimos 10 anos e sua variação percentual. Para estas tarifas não estão incluídas as alíquotas de ICMS, PIS/COFINS e os custos adicionais compensados através das bandeiras tarifárias.

Tabela 1 – Histórico de preços das tarifas de energia elétrica do subgrupo A4

Ano	Valor da tarifa (R\$/kWh)	Variação da tarifa na faixa Fora de Ponta (%)
2013	0,152798	--
2014	0,215158	40,81
2015	0,388275	80,46
2016	0,360433	-7,17
2017	0,27705	-23,13
2018	0,34433	24,28
2019	0,33784	-1,88
2020	0,34573	2,34
2021	0,35736	3,36
2022	0,3664	2,53

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2022).

Com base nos dados do histórico de variação percentual da energia elétrica, foi possível calcular o reajuste acumulado dos últimos 10 anos, que apresentou um valor de 121,6%. Utilizando a Equação 5, referente a taxa de juros equivalente (BLANK, TARQUIN, 2008), calculou-se o reajuste médio anual correspondente ao período.

$$i_a = (1 + i)^m - 1 \quad (5)$$

Onde:  $i_a$  corresponde a taxa de juros [% ao período];  $i$  corresponde à taxa de juros do período escolhido [% ao período] e  $m$  é o período de relação das duas taxas de juros. Realizado o cálculo, obteve-se um reajuste de 9,24% ao ano para a tarifa de energia elétrica.

A partir do ano de 2015 entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias, regulamentado pela Resolução Normativa nº 547/13. Este sistema indica se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final em função do funcionamento das usinas hidrelétricas e das condições de geração de energia. Este sistema é representado por três cores de bandeiras: verde, amarela e vermelha, sendo a bandeira vermelha dividida ainda entre patamar 1 e 2 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015). Os valores acrescidos relacionados a cada bandeira são apresentados no Quadro 2.

Além do acréscimo da tarifa de energia elétrica devida às bandeiras tarifárias, para o cálculo do valor final da energia elétrica, há também os tributos incidentes, que são ICMS e PIS/COFINS, acrescidos conforme a alíquota vigente. Conforme dados retirados da fatura de



energia elétrica da UFSM, a alíquota vigente para o ICMS é de 25%. Já a alíquota de PIS/COFINS possui percentuais variáveis mensalmente, pois varia de acordo com os créditos dos programas sociais. Logo para este estudo, foi utilizada uma média da alíquota no último ano, que foi calculada em 4,895% ao mês.

Quadro 2 - Bandeiras tarifárias de energia elétrica

<b>Bandeira</b>	<b>Condições</b>	<b>Custo</b>
<b>Verde</b>	Favoráveis para geração de energia	Sem acréscimo na tarifa
<b>Amarela</b>	Menos favoráveis para geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,01874 por kWh
<b>Vermelha patamar 1</b>	Mais custosas de geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,03971 por kWh
<b>Vermelha patamar 2</b>	Ainda mais custosas de geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,09492 por kWh

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2022).

#### 4.1.2 Dados da taxa de juros e da inflação

Como definido anteriormente, para a realização deste trabalho, o rendimento médio mensal da taxa SELIC nos últimos 10 anos foi adotado como Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Para obter estes dados, foi utilizada a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022). O rendimento total da SELIC no período de 2012 a 2022 foi de 125,07%. Utilizando a Equação 5, da Taxa de Juros Equivalente, tem-se que o rendimento médio mensal é de 0,6783%.

A determinação da correção monetária foi realizada por meio da inflação em um período de 10 anos, entre os anos de 2012 e 2022, tendo como referência o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) calculado pelo IBGE. Para a coleta destes dados também foi utilizada a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022). No período analisado, foi possível calcular uma inflação total de 85,5161%. A partir do cálculo pela Equação 5, da Taxa de Juros Equivalente, obtém-se uma inflação média anual de 6,3747%.

#### 4.1.3 Dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos

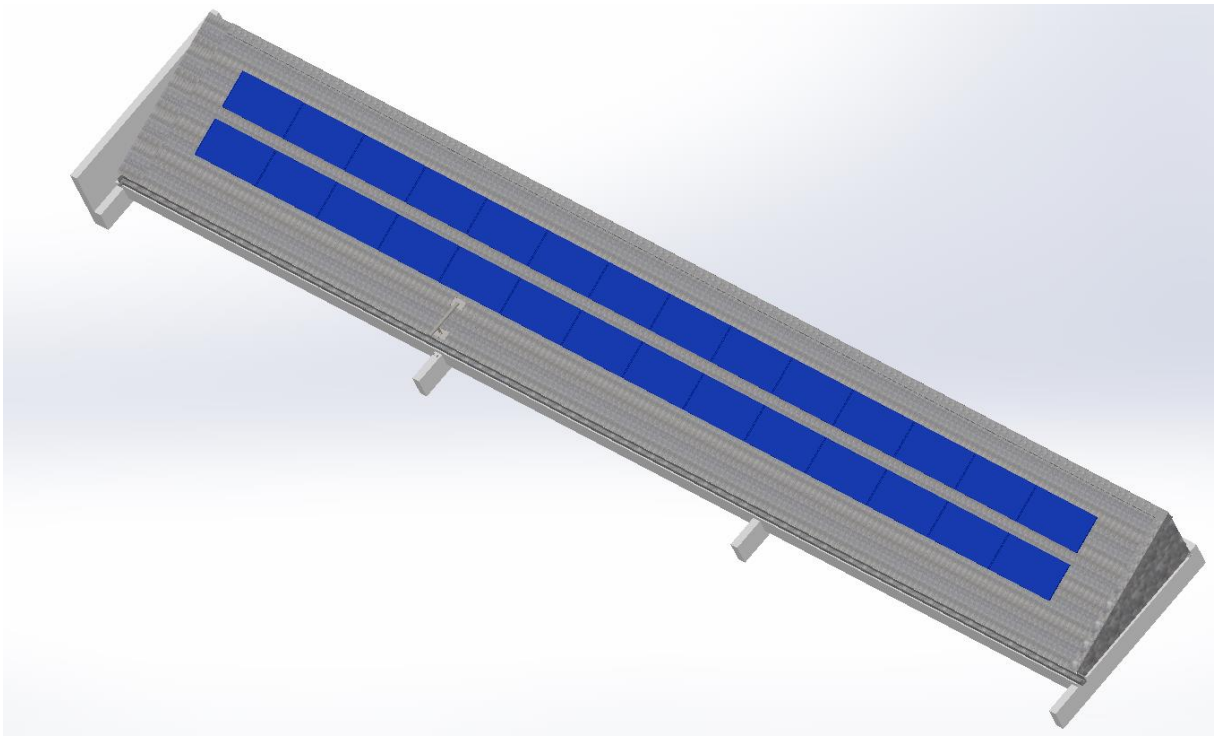
O prédio do NUMAE não possui um medidor separado de energia elétrica, ou seja, o fornecimento está ligado a rede de toda a universidade. Logo, como o consumo energético da universidade é muito alto, para o dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos foram propostos sistemas baseados no espaço físico disponível no telhado do prédio.

Inicialmente avaliou-se o espaço disponível no telhado para a acomodação dos painéis fotovoltaicos. O novo telhado do NUMAE é formado por uma cobertura do tipo Shed,

composta de 10 módulos, com telha trapezoidal de aço galvanizado ou galvalume, modelo 40/980. O telhado tem uma inclinação para o norte, o que é favorável para a geração anual de energia. De acordo com MALLMANN (2021), a estrutura da cobertura do NUMAE foi dimensionada já considerando os esforços gerados para uma futura instalação de painéis fotovoltaicos. Logo, este trabalho não realizará a avaliação da estrutura da cobertura.

O dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos ocorreu em parceria com uma empresa do setor, situada na cidade de Santa Maria, que realiza a fabricação de estruturas de fixação de painéis fotovoltaicos e, também, a instalação destes sistemas. Na Figura 2 é possível observar a disposição dos painéis solares em um dos dez módulos do telhado. Cada módulo do telhado tem área suficiente para 28 painéis fotovoltaicos.

Figura 2 – Disposição dos painéis fotovoltaicos em um módulo do telhado.



Fonte: Autor (2022).

O primeiro sistema fotovoltaico dimensionado consiste em um projeto onde serão instalados painéis fotovoltaicos nos 10 módulos do telhado. Este sistema é composto por 280 módulos fotovoltaicos de 510 W, que produzem uma potência nominal de 142,8 kWp. Estes módulos são da fabricante Trina Solar. Suas dimensões são de 2187 por 1102 milímetros e 35 milímetros de espessura, possuindo uma eficiência de 21,1%. Este primeiro projeto conta

também com 2 inversores solares da marca Solis de 60 kW. Este sistema tem uma geração média mensal de 17.547 kWh/mês.

Para o segundo projeto, o sistema foi dimensionado considerando a instalação de painéis fotovoltaicos com 8 módulos do telhado. Este sistema será composto por 224 painéis solares de 510 W, que produzem uma potência nominal de 114,24 kWp. Este projeto conta com 2 inversores da marca Solis de 50 kW. Este sistema tem uma geração média mensal de 14.038 kWh/mês.

No terceiro sistema dimensionado foi considerada a instalação de painéis fotovoltaicos com 5 módulos do telhado. Este sistema será composto por 140 painéis solares de 510 W, que produzem uma potência nominal de 71,4 kWp. Este projeto conta com 1 inversor da marca Solis de 60 kW. O sistema tem uma geração média mensal de 8.773,5 kWh/mês.

Figura 3 – Suporte tipo trilho para a fixação dos painéis fotovoltaicos



Fonte: SOLARFIX (2022).

Para fixar os painéis no telhado, a empresa consultada conta com uma solução de suporte, do tipo trilho, que é presa diretamente na telha metálica com parafusos autobrocantes.

Este tipo de suporte conta com trilhos de alumínio que são fixados na telha. Nos trilhos são encaixados os grampos, também construídos de alumínio, os quais fixam os painéis ao trilho. A Figura 3 apresenta o suporte utilizado.

A fabricante do suporte recomenda que os trilhos sejam parafusados na telha a cada 50 cm. O suporte acompanha também juntas de vedação de borracha EPDM, que são utilizadas nas regiões de fixação do trilho na telha metálica, com o objetivo de evitar infiltrações na cobertura.

#### 4.1.4 Dados financeiros dos sistemas fotovoltaicos

Os dados acerca dos custos dos sistemas fotovoltaicos foram obtidos com a empresa que auxiliou no dimensionamento dos sistemas. O Quadro 3 apresenta os custos de aquisição e instalação dos três sistemas fotovoltaicos dimensionados.

Quadro 3 – Custos de aquisição e instalação dos sistemas

Potência do sistema fotovoltaico (kWp)	Custo de aquisição (R\$)	Custo de instalação (R\$)
142,8	458.616,90	30.000,00
114,24	376.561,90	22.800,00
71,4	229.308,45	18.000,00

Fonte: Autor (2022).

Com o dimensionamento técnico dos três sistemas, puderam-se estimar os custos de manutenção dos mesmos durante a sua vida útil, que foi informada pela empresa como sendo 25 anos. As manutenções referentes a estes sistemas tratam-se da substituição dos inversores de frequência e da limpeza dos painéis.

As placas solares são instaladas no telhado, em local aberto, devido a isso ocorre o acúmulo de poeira, folhas, detritos, fezes de pássaros, etc. Esses tipos de sujeiras contribuem para impedir que a luz solar chegue às células fotovoltaicas e conseqüentemente ocasionam a perda de eficiência do painel solar. De acordo com WEBER et al. (2015), essas perdas podem chegar a até 30% em alguns casos.

A limpeza dos painéis solares é realizada de forma simples, apenas com água, sabão e uma esponja. A empresa especializada consultada informou que a limpeza dos painéis solares deve ser realizada uma vez ao ano e seu custo depende da quantidade de painéis instalados.

Outro equipamento que necessita de manutenção é o inversor. O inversor solar é um equipamento de conversão elétrica que tem como principal função a transformação da energia produzida pelos painéis solares de corrente contínua para corrente alternada. Segundo a empresa consultada, a troca do inversor de frequência ocorre em média a cada 7 anos e é a manutenção que possui o maior custo associado. Este custo vai variar em função do modelo e do número de inversores de cada sistema. No Quadro 4, podem ser observados os custos e a periodicidade de manutenção para cada sistema fotovoltaico dimensionado.

Quadro 4 – Manutenção dos sistemas

<b>Potência do sistema fotovoltaico (kWp)</b>	<b>Troca do inversor (R\$)</b>	<b>Limpeza das placas (R\$)</b>
142,8	51.260,00	2.800,00
114,24	43.700,00	2.240,00
71,4	25.630,00	1.400,00
Periodicidade	7 anos	1 ano

Fonte: Autor (2022).

## 4.2 MÉTODOS DE ENGENHARIA ECONÔMICA APLICADOS

Com a conclusão do dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos foi possível dar inícios as avaliações econômicas dos sistemas. Para isso, foram considerados os valores totais de aquisição, instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos, bem como, dos custos de energia elétrica e das bandeiras tarifárias, além da correção monetária e da Taxa Mínima de Atratividade. Quanto às bandeiras tarifárias foram avaliados os cenários extremos, sendo eles, bandeira verde (sem adicional tarifário) e bandeira vermelha patamar 2 (acréscimo de R\$ 0,09492 por kWh). Para a TMA, com o intuito de ampliar os cenários analisadas, foram simulados também cenários com uma variação de mais 20% e de menos 20% da taxa SELIC.

Com estas considerações, foi possível modelar os cenários de cálculo da viabilidade econômica. Os cenários modelados são apresentados no Quadro 5.

Com base nos cenários definidos no Quadro 5, a análise iniciou-se com a coleta de dados e seu posterior tratamento. Para o cálculo da receita gerada pelos sistemas fotovoltaicos, foi multiplicado a energia elétrica média gerada mensalmente pela tarifa de energia elétrica acrescida dos custos de bandeira vigente no período, conforme o cenário, e os impostos incidentes.

A tarifa de energia elétrica foi corrigida anualmente, tendo como taxa de correção o reajuste equivalente anual, dos últimos 10 anos, conforme exposto na seção 4.1.1. Os custos

de manutenção também sofreram uma correção anual, porém, para estes a taxa de correção utilizada foi a inflação equivalente. Com estes valores já definidos, foi possível realizar os cálculos de viabilidade econômica para cada um dos cenários descritos.

Quadro 5 – Apresentação dos cenários.

Cenários	Bandeira tarifária	TMA (%)	Sistema fotovoltaico (kWp)
1	Verde	0,5427	142,8
2	Verde	0,5427	114,24
3	Verde	0,5427	71,4
4	Verde	0,6783	142,8
5	Verde	0,6783	114,24
6	Verde	0,6783	71,4
7	Verde	0,8140	142,8
8	Verde	0,8140	114,24
9	Verde	0,8140	71,4
10	Vermelha Patamar 2	0,5427	142,8
11	Vermelha Patamar 2	0,5427	114,24
12	Vermelha Patamar 2	0,5427	71,4
13	Vermelha Patamar 2	0,6783	142,8
14	Vermelha Patamar 2	0,6783	114,24
15	Vermelha Patamar 2	0,6783	71,4
16	Vermelha Patamar 2	0,8140	142,8
17	Vermelha Patamar 2	0,8140	114,24
18	Vermelha Patamar 2	0,8140	71,4

Fonte: Autor (2022).

A apresentação dos resultados será dividida conforme a bandeira tarifária vigente, para facilitar a visualização e a comparação entre os cenários com a mesma tarifa energética. Na Tabela 2 estão apresentados o *Payback* Descontado, a TIR e o VPL para os cenários referentes à bandeira verde. As planilhas dos cálculos são apresentadas parcialmente no Apêndice A, o qual exemplifica o método de cálculo para todos os cenários.

Conforme é possível observar na Tabela 2, os resultados do VPL para todos os 9 cenários foram positivos, logo todos os 9 cenários são economicamente viáveis. Dentre os cenários apresentados, o cenário 1 se mostrou o de maior retorno econômico, pois teve o maior VPL e a maior TIR. Além disso, o cenário 1 apresentou um *Payback* Descontado de 63 meses.

O cenário 9 foi o que apresentou o menor retorno econômico, pois teve o menor VPL entre os cenários simulados. Ainda assim, teve um *Payback* Descontado similar ao cenário 1, sendo ele 69 meses.

Tabela 2 – Resultados relacionados aos cenários com bandeira Verde

<b>Cenário</b>	<b>Payback Descontado (meses)</b>	<b>TIR (% ao mês)</b>	<b>VPL (R\$)</b>
1	63	2,23	2.648.520,25
2	64	2,19	2.097.973,92
3	64	2,21	1.321.260,13
4	66	2,23	2.025.926,24
5	67	2,19	1.602.054,94
6	66	2,21	1.009.963,12
7	68	2,23	1.555.062,91
8	70	2,19	1.227.049,06
9	69	2,21	774.531,45

Fonte: Autor (2022).

A bandeira verde, na qual foram realizados os cálculos da Tabela 2, apresenta-se como a condição menos favorável para a instalação de sistemas fotovoltaicos, visto que considera a menor tarifa possível de energia elétrica.

Desta forma, parte-se para a análise dos cenários considerando como vigente a bandeira vermelha patamar 2, que representa um acréscimo de R\$ 0,09492 por kWh consumido. Os resultados para estes cenários são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Resultados relacionados aos cenários com bandeira vermelha patamar 2.

<b>Cenário</b>	<b>Payback Descontado (meses)</b>	<b>TIR (% ao mês)</b>	<b>VPL (R\$)</b>
10	49	2,72	3.603.235,64
11	50	2,67	2.861.767,99
12	50	2,69	1.798.617,82
13	51	2,72	2.795.376,87
14	52	2,67	2.217.632,98
15	51	2,69	1.394.688,43
16	52	2,72	2.183.853,96
17	53	2,67	1.730.096,23
18	53	2,69	1.088.926,98

Fonte: Autor (2022).

Conforme o esperado, os resultados referentes aos cenários com bandeira tarifária vermelha patamar 2 se mostraram os de melhor retorno financeiro, quando comparados aos resultados obtidos para a bandeira verde. O resultado do VPL do cenário 10 de R\$ 3.603.235,64 comprova isso, visto que é o maior valor de VPL de todos os 18 cenários simulados. Além disso, apresentou um *Payback* Descontado de 49 meses.

Dentre os cenários com bandeira vermelha patamar 2, o cenário que apresentou o menor retorno econômico foi o cenário 18, que apresentou o menor VPL dentre os cenários no valor de R\$ 1.088.926,98. Para este cenário o *Payback* Descontado foi de 53 meses.

#### 4.3 MÉTODO LCOE APLICADO

O método do *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é um método que está sendo amplamente utilizado na avaliação econômica de sistemas fotovoltaicos, visto que é um método que visa à avaliação do custo por kWh para a construção e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e, portanto, configura um importante parâmetro nas avaliações econômicas deste tipo de sistema. Para o cálculo do LCOE, inicialmente é necessário calcular o valor do fator de recuperação de capital (CRF), conforme definido na Equação 3. Os valores do CRF dependem da TMA e do período considerado, logo, possuem três valores distintos para os 18 cenários simulados. O cálculo do LCOE é realizado conforme a Equação 4, os fatores que determinam o LCOE são os custos de investimento, custos de manutenção e CRF. Seus resultados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Resultados método LCOE

Cenários	CRF	Média Mensal de geração (kWh)	Custo de aquisição (R\$)	Custo de manutenção (R\$)	LCOE (R\$/kWh)
1 e 10	0,00675953	17547	458.616,90	540.953,79	0,1033902495
2 e 11		14038	376.561,90	453.162,01	0,1082446477
3 e 12		8773,5	229.308,45	270.476,90	0,1033979539
4 e 13	0,007811078	17547	458.616,90	540.953,79	0,1034878548
5 e 14		14038	376.561,90	453.162,01	0,1083443647
6 e 15		8773,5	229.308,45	270.476,90	0,1034967578
7 e 16	0,008923908	17547	458.616,90	540.953,79	0,1035911484
8 e 17		14038	376.561,90	453.162,01	0,1084498931
9 e 18		8773,5	229.308,45	270.476,90	0,1036013198

Fonte: Autor (2022).

Conforme os resultados obtidos para o cálculo do LCOE, é possível observar que todos os cenários apresentam viabilidade econômica, quando comparados ao valor da tarifa de energia elétrica cobrada atualmente. É possível observar, também, que os resultados do LCOE seguem a mesma tendência das avaliações de viabilidade econômica da seção 4.2, sendo os cenários 1 e 10 os mais atrativos economicamente, pois possuem o menor custo por kWh gerado. Os cenários que mostraram a menor atratividade econômica foram os cenários 8 e 17,



pois apresentaram o maior custo por kWh gerado, cerca de 4,9% a mais que os cenários 1 e 10.

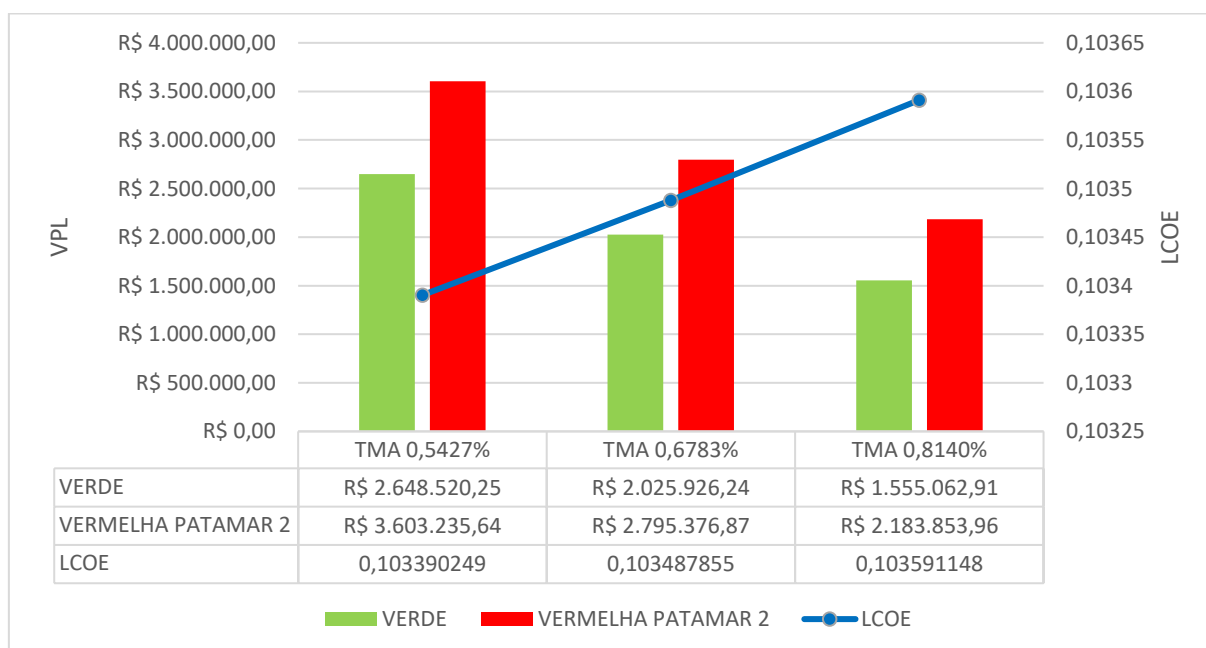
A maior variação entre os resultados do LCOE se mostrou entre os projetos de diferentes capacidades de geração, tendo em vista o fato de que possuem diferentes custos de aquisição e manutenção. Para os cenários com o mesmo sistema, apenas variando a TMA e consequentemente o CRF, a variação do LCOE foi muito pequena.

#### 4.4 RESULTADOS E ANÁLISES

A partir da análise dos resultados apresentados na seção 4.2, pode-se afirmar que os 18 cenários simulados são economicamente viáveis, visto que todos apresentaram um VPL positivo e uma TIR maior que as TMAs estipuladas.

Para melhor apresentar e comparar os métodos, a Figura 4 demonstra o comportamento do LCOE com relação ao VPL. Para esse gráfico são considerados os dados referentes ao projeto fotovoltaico de maior capacidade de geração, sendo ele o sistema com potência de 142,8 kWp, além das duas bandeiras tarifárias, sendo que os resultados estão divididos conforme a TMA utilizada, de 0,5427%, 0,6783% e 0,8140% ao mês, respectivamente.

Figura 4 – Gráfico da relação do VPL com o LCOE para o sistema com 142,8 kWp.



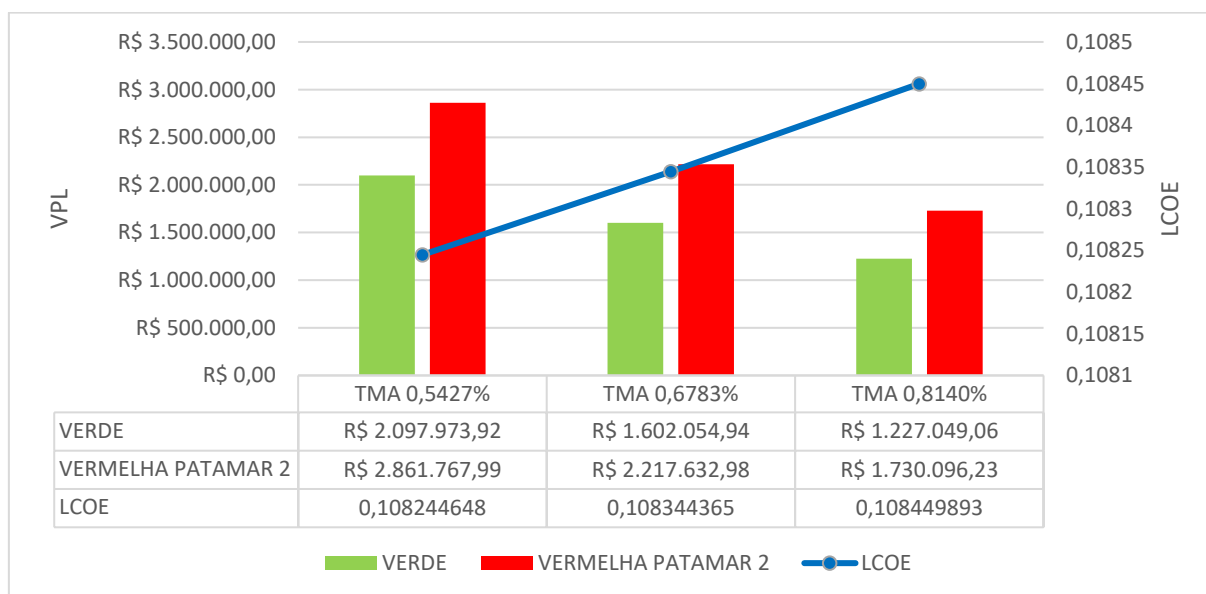
Fonte: Autor (2022).

Conforme pode ser observado na Figura 4, o VPL segue a mesma tendência do preço unitário de energia definido pelo LCOE conforme a TMA considerada. Para a menor TMA, de 0,5427% ao mês, obteve-se o maior VPL e o menor LCOE dentre os cenários que compõem o gráfico. Em concordância com isto, à medida que a TMA é aumentada para 0,6783% ao mês, o VPL é reduzido e o LCOE aumentado. Isso até se chegar à TMA de 0,8140% ao mês, na qual o obteve-se o menor VPL, bem como apresentou o maior LCOE dentre os cenários referentes ao sistema com 142,8 kWp.

A Figura 5 apresenta um gráfico do comportamento do VPL em relação ao LCOE para o sistema com potência de 114,24 kWp. Novamente foram definidos conforme as duas bandeiras tarifárias e as três TMAs consideradas.

É possível perceber uma tendência semelhante ao exposto na Figura 4, para o sistema de 132,4 kWp. Da mesma forma, os resultados apresentaram um maior VPL e menor LCOE para a menor TMA considerada, 0,5427%, ao passo que ao aumentar a TMA, diminui-se o VPL e aumenta-se o LCOE.

Figura 5 – Gráfico da relação do VPL com o LCOE para o sistema com 114,24 kWp.



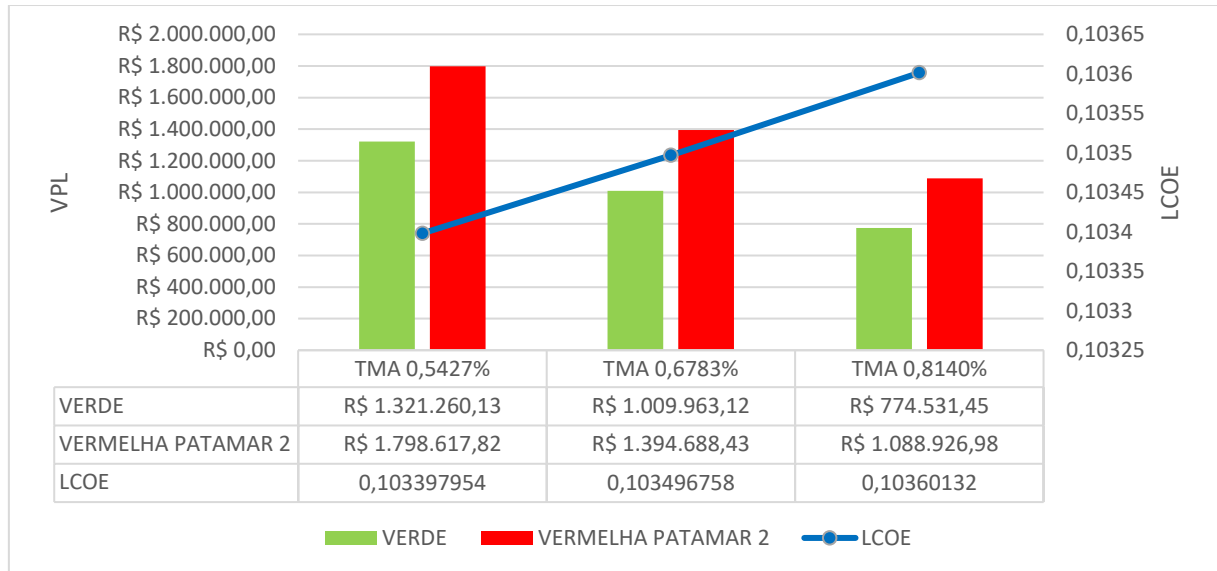
Fonte: Autor (2022).

Na Figura 6 está apresentado o comparativo do VPL com o LCOE para o sistema de menor capacidade de geração, sendo ele o sistema com potência de 71,4 kWp.

Assim como no comparativo do VPL com o LCOE para as potências maiores, a tendência do comportamento do VPL e do LCOE se manteve a mesma. Comparando as Figuras 4, 5 e 6, é possível observar que a variação do LCOE entre os cenários com a mesma

potência se manteve muito similar, sendo ela 8,94% para o sistema de 132,8 kWp, 8,89% para o sistema de 114,24 kWp e 8,94% para o sistema de 71,4 kWp.

Figura 6 – Gráfico da relação do VPL com o LCOE para o sistema com 71,4 kWp.



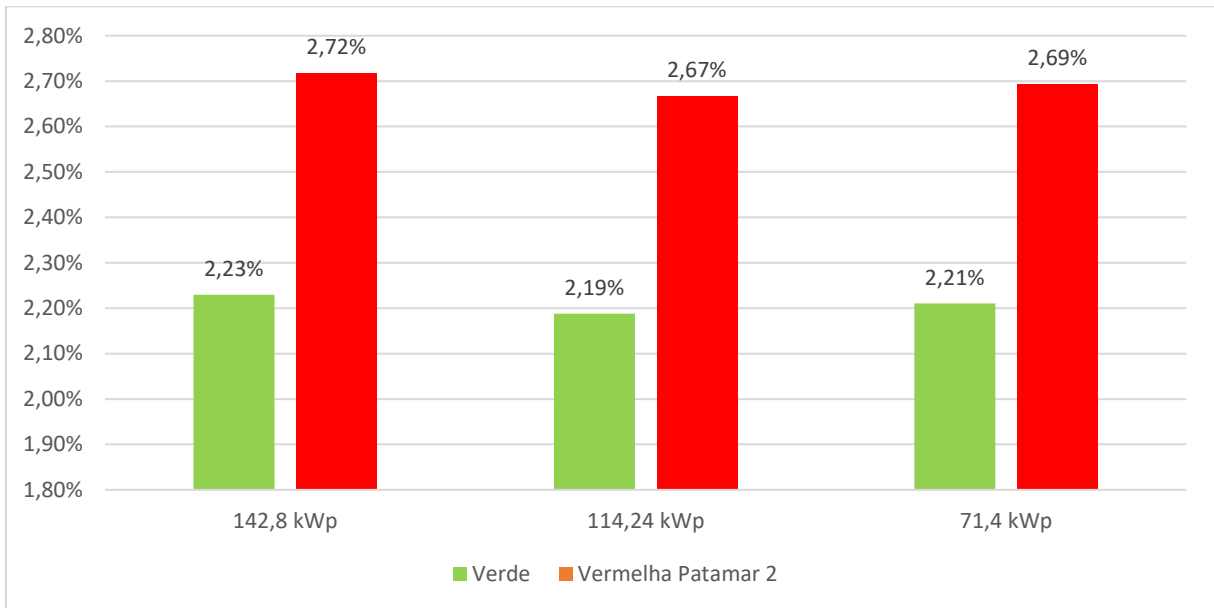
Fonte: Autor (2022).

Além disso, os gráficos apresentam um padrão de crescimento devido ao acréscimo da bandeira tarifária, resultado este já previsto, pois quanto maior o valor da tarifa elétrica a ser pago, mais viável é o cenário analisado.

Outro parâmetro muito importante para a comparação entre cenários de investimentos é a Taxa Interna de Retorno, ela permite a avaliação individual de cada cenário tendo como referência as TMAs adotadas. A Figura 7 apresenta os resultados da TIR para todos os cenários, considerando os diferentes projetos fotovoltaicos e as duas bandeiras tarifárias abrangidas neste estudo. Nota-se que há apenas 6 valores para a TIR, isto deve-se ao fato de que a TMA não tem influência na TIR.

Os resultados apresentados na Figura 7 demonstram a vantagem com relação à viabilidade econômica do sistema de 142,8 kWp. A tendência crescente da TIR relacionada às bandeiras tarifárias está relacionada ao aumento no preço unitário que essas trazem, assim como explícito nas Figuras 4, 5 e 6. Logo, de acordo com essas duas informações visíveis na Figura 7, os cenários referentes ao projeto de maior capacidade de geração e maior preço cobrado pela energia elétrica são os que representam maior viabilidade econômica.

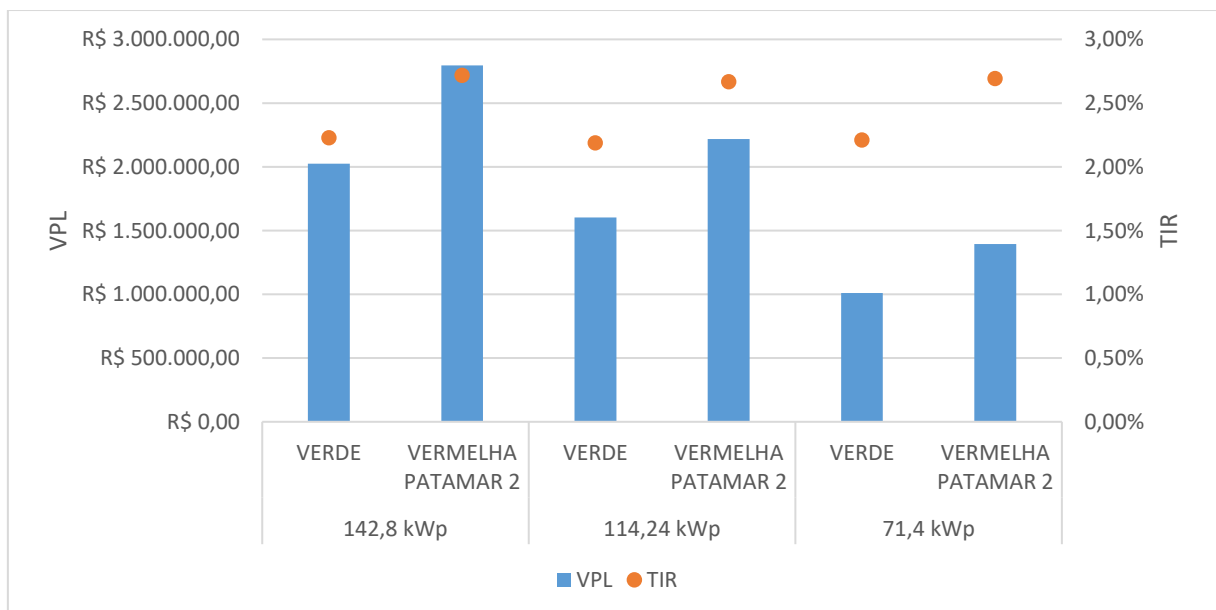
Figura 7 – Gráfico da TIR com relação às bandeiras e a potência dos sistemas fotovoltaicos



Fonte: Autor (2022).

Com base nas Taxas Internas de Retorno encontradas, todos os cenários se mostraram interessantes, visto que todos os valores ficaram acima das TMAs avaliadas neste estudo. Se fixado o valor da TMA como sendo a Selic equivalente anual dos últimos 10 anos, 0,6783% ao mês, conforme calculado na seção 4.1.2, os dados para o VPL são apresentados na Figura 8, em conjunto com a TIR correspondente a cada um dos cenários 4, 5, 6, 13, 14 e 15.

Figura 8 – VPL e TIR correspondente à TMA de 0,6783% ao mês.



Fonte: Autor (2022).

Nesta análise observa-se, novamente, a maior rentabilidade do sistema de maior geração, indicada pelos maiores valores de VPL e TIR. Outro parâmetro que atesta essa informação é o LCOE, calculado como R\$ 0,1034967578 por kWh gerado para o sistema de 71,4 kWp, com um aumento de 4,68% para o sistema de 114,24 kWp, e uma pequena redução de 0,01% para o sistema de 142,8 kWp.

Comparou-se o presente trabalho com a pesquisa publicada por Alves e Lira (2018), que avaliou a viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede no aeroporto de Teresina no estado do Piauí. Os autores constataram, também, a viabilidade econômica do sistema fotovoltaico. Para um sistema com 62,422 kWp de potência no cenário mais atrativo, os autores obtiveram um *Payback* Descontado de 5,7 anos e um VPL de R\$ 1.521.180,99 para a vida útil de 25 anos, valores similares aos encontrados em alguns dos cenários deste estudo. Já Dassi et al. (2015), em sua análise de sistemas fotovoltaicos em uma instituição de ensino superior do sul do Brasil, dimensionou um sistema de 100 kWp e constatou um *Payback* Descontado de 13,5 anos, um VPL de R\$ 28.025,50 e uma TIR de 10,89% ao ano, para um período de 15 anos.

Siqueira (2015), avaliou sistemas fotovoltaicos em um templo religioso e em uma residência na cidade de Juiz de Fora em Minas Gerais. Para o sistema dimensionado para o templo religioso o autor obteve um *Payback* Descontado de 8 anos, mais atrativo que o sistema dimensionado para a residência que obteve um *Payback* Descontado de 13 anos. Já Adaramola (2014), em sua análise econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede na Nigéria, obteve um LCOE de R\$ 0,53 por kWh para um sistema de 80 kWp em um período de 25 anos, valor 5 vezes maior do que o encontrado neste estudo, devido ao elevado custo de aquisição do sistema. Vale salientar que se considerou a taxa de conversão do dólar comercial americano para o dia 31 de agosto de 2022, na qual 1 Dólar dos EUA/USD é igual à 5,1784 Real Brasil/BRL (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2022).

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho de conclusão de curso alcançou o seu objetivo principal, que foi realizar um estudo de viabilidade técnica e econômica envolvendo a instalação de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica no Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial da Universidade Federal de Santa Maria. Para a questão da viabilidade técnica, analisaram-se as características do local de instalação, dos componentes dos sistemas fotovoltaicos, métodos de fixação dos sistemas em telhados e propôs-se três diferentes

sistemas fotovoltaicos tecnicamente viáveis, tendo como base o espaço disponível no telhado. Para a viabilidade econômica, foram utilizados os métodos de análise econômica VPL, TIR e Payback Descontado, além do *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Foram simulados e avaliados dezoito cenários, sendo estes baseados no custo de aquisição e instalação dos sistemas, na Taxa Mínima de Atratividade e nas bandeiras tarifárias verde e vermelha patamar 2.

A partir da análise dos resultados obtidos nas simulações dos cenários, concluiu-se que os cenários 1, 10, 11, 13, 14 e 16 possuem maior viabilidade econômica. Dentre estes, os cenários 10, 13 e 16 possuem a maior TIR, sendo ela 2,72% ao mês. O VPL mais alto calculado corresponde ao cenário 10, referente ao sistema com maior potência instalada, com valor de R\$ 3.603.235,64. A diferença desse para o cenário 1, o menos favorável com a mesma condição de TMA e capacidade instalada, é de R\$ 954.715,39, o que corresponde a uma redução de 26,5%. Ainda assim, o cenário 1 está entre os 6 melhores cenários avaliados, o que indica boa atratividade para essas condições. Para a instalação do projeto de menor potência instalada, o maior VPL obtido foi de R\$ 1.798.617,82, no cenário 12, que está atrelado também à bandeira tarifária vermelha patamar 2. Já para a TIR, o maior valor para o sistema desta potência ficou em 2,69% ao mês, também referente à bandeira tarifária vermelha patamar 2.

De todo modo, para concluir este trabalho, relata-se que o objetivo proposto por este trabalho, de analisar técnica e economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede no Laboratório de Tecnologia Mecânica e Aeroespacial foi cumprido. Três sistemas fotovoltaicos foram dimensionados tecnicamente e adequados às condições físicas do local. Depois estes três sistemas foram analisados por métodos de análises econômicas de investimentos. Por último, reitera-se que todos os cenários avaliados se mostraram economicamente viáveis.

Vale ainda ressaltar que as limitações encontradas por esta pesquisa, como a dificuldade na obtenção de dados acerca da perda de eficiência dos painéis fotovoltaicos devido a sujeiras e poluentes, podem ser vistas como oportunidades para futuros estudos. Isto, pois cada vez mais são utilizadas fontes de energias renováveis para geração de energia elétrica, em substituição de fontes de geração altamente poluentes e custosas, como as termelétricas.

## REFERÊNCIAS

- ADARAMOLA, M. S. Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 61, p. 64-69. out. 2014.
- ALVES, D. R., LIRA, M. A. **Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação de energia solar fotovoltaica em unidade consumidora no aeroporto de Teresina no estado do Piauí**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar, Gramado, 2018.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modalidades tarifárias**. Brasil, 2022. Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 24 ago. 2022.
- ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 547/13**. Brasília, 2013.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2022. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?method=exibirFormCorrecaoValores&aba=1>>. Acesso em: 24 ago. 2022.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Conversor de Moedas**. 2022. Disponível em <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Acesso em: 31 ago. 2022.
- BANCO DE INFORMAÇÕES DE GERAÇÃO ANEEL. **BIG – Banco de informações de Geração do Brasil**. Brasília, 2019. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 13 set. 2019.
- BARBIERI, J. C. Taxa interna de retorno: controvérsias e interpretações. **Gestão da Produção, Operações e Sistemas**, São Paulo, v. 5, n. 2, p. 131-142, dez. 2007.
- BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 6. ed. New York: McGraw-Hill, 2008.
- BORTOLOTO, V. A.; SOUZA, A.; GOES, G.; MARTINS, M. A.; BERGHE, M. J.; MONTANHA, G. K. **Geração de energia solar On grid e Off grid**. 6ª Jornada Científica Tecnológica da FATEC de Botucatu. 2017. Disponível em: <http://www.jornacitec.fatecbt.edu.br/index.php/VIJTC/VIJTC/paper/viewFile/1069/1234>. Acesso em: 23 mai. 2021.
- BRAGA, Renata Pereira. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 64 f. Projeto (Graduação) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- BRANKER, K.; PEARCE, J.; PATHAK, M. J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 9, p. 4470-4482, out. 2011.
- BRITO, P. **Análise e Viabilidade de Projetos de Investimentos**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2011.
- CAMPOS, M. H. *et al.* Study of technical feasibility and the payback period of the invested capital for the installation of a grid-connected photovoltaic system at the library of the Technological Federal University of Paraná. **International Journal of Energy and Environment**, Curitiba, v. 5, n. 6, p. 643-654, 2014.

CASAROTTO, N.; KOPITTKE, B. **Análise de Investimentos: matemática financeira, Engenharia econômica, tomada de decisão e estratégia empresarial**. 11 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **Horário de pico**. Campinas 2019. Disponível em: < <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/Paginas/horario-de-pico.aspx> > Acesso em: 31 jul. 2022.

DASSI, J. et al. **Análise da viabilidade econômico-financeira da energia solar fotovoltaica em uma Instituição de Ensino Superior do Sul do Brasil**. XXII Congresso Brasileiro de Custos, Foz do Iguaçu, 2015.

DICIONÁRIO FINANCEIRO. **O que é depreciação na contabilidade?**. Disponível em: <<https://www.dicionariofinanceiro.com/depreciacao/>>. Acesso em: 11 nov. 2018

FERREIRA, A. et al. Economic overview of the use and production of photovoltaic solar energy in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 1, 2018. 181-191.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

GITMAN, L. J. **Princípios de Administração Financeira**. 10ª ed. São Paulo: Harbra, 2007. IEA International Energy agency, World Energy Outlook 2014, 2014

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092 – 1105, 2016.

MALLMAN, F. **Projeto de cobertura em estrutura metálica tipo Shed para o Núcleo de Automação e Processos de Fabricação (NAFA)**. 2021. 395f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2021.

MARTINS, R. A.; MELLO, C. H. P.; TURRIONI, J. B. **Guia de elaboração de monografia e TCC em engenharia de produção**. São Paulo: Atlas, 2014.

MELO, M. S. M. **Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos**. 157 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2012.

MIGUEL, P. (Org.). **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2 ed. Rio de Janeiro: Elsevier: ABEPRO, 2012.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. **Acordo de Paris**. 2017. Disponível em: < <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>. Acesso em: 15 set. 2020.

NEVES, H. B. **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR): um estudo de caso**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Belo Horizonte, 2015.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2ª. ed. São José dos Campos: INPE, 88 p., 2017

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 1ª. ed. São José dos Campos: INPE, 60 p., 2006.

PINHO, J. T., GALDINO, M. T., 2014, **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. In: Grupo de Trabalho de Energia Solar – CEPTEL – DTE – CRESESB.



QUIZA, E. G.; **Engenharia econômica: aplicada à avaliação de projetos imobiliários**. Apostila. Curitiba. 2011.

RAMADHAN, M.; NASEEB, A. The cost benefit analysis of implementing photovoltaic solar system in the state of Kuwait. **Renewable Energy**, v. 36, n. 4, p. 1272-1276, abr. 2011.

RETSCREEN. Version 8.1.2.77 b58953. Canada: Minister Of Natural Resources Canada, 1997 – 2022.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 1 ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SAMANEZ, C. P.; **Engenharia Econômica**. São Paulo: Pearson, 2009.

SAMPIERI, R. H.; COLLADO, C. F.; LUCIO, M. P. B. **Metodologia de Pesquisa**. 5. ed. Porto Alegre: Editora Pensa, 2013.

SANTOS, J. B.; JABBOUR, C. J. C. Adoção da energia solar fotovoltaica em hospitais: revisando a literatura e algumas experiências internacionais. **Saúde e Sociedade**, São Paulo, v. 22, n. 3, p. 972-977, jul./set. 2013.

SILVA, G. T. M. M. **Dimensionamento e análise de viabilidade econômica de usina fotovoltaica em Nova Iguaçu – RJ**. 2015. 165f. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

SOLARFIX. **Catálogos / Manuais. 2022**. Disponível em: <<http://www.solarfix.com.br/catalogos/>>. Acesso em: 23 jul. 2022.

SIQUEIRA, L. M. D. **Estudo do dimensionamento e da viabilidade econômica de microgerador solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2015. 52f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015.

TYAGI, V. et al. Progress in solar PV technology research and achievement. **Renewable Sustain Energy**, 2013. ISSN 20:443-61.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA. **UFSM em números**. Santa Maria, 2018. Disponível em: <<https://portal.ufsm.br/ufsm-em-numeros/publico/painel.html?categoria=101>>. Acesso em: 31 ago. 2022.

URBANETZ JR, Jair; CASAGRANDE JR, Eloy Fassi; TIEPOLO, Gerson Máximo. **Análise do Desempenho de Dois Anos de Operação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR**, UTFPR, 2014.

URBANETZ JR, Jair. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Dimensionamento de Sistemas**, UTFPR, 2013.

VALE, A. M. *et al.* Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**, Juiz de Fora, v. 108, p. 292-298, set. 2016.

VIANA, J. P. **Análise técnica e econômica financeira do dimensionamento de um sistema fotovoltaico ligado a rede em uma universidade federal localizada em Mossoró-RN**.

2017. 13f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciência e Tecnologia) – Universidade Federal Rural do Semiárido, Mossoró, 2017.

VIDES-PRADO et al. Techno-economic feasibility analysis of photovoltaic systems in remote areas of indigenous communities in the Colombian Guajira. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 82, p. 4245-4255, 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. rev. e atual - São Paulo. Ed. Erica. 2015

WEBER, T. et al. **Impact & Consequences of Soiling and Cleaning of PV Modules**. NREL Photovoltaic Module Reliability Workshop, Denver, 2015.

WEIDA, Sebastian; KUMAR, Subhash; MADLENER, Reinhard. Financial viability of grid-connected solar PV and wind power systems in Germany. **Energy Procedia**, v. 106, p. 35-45. dez. 2016.

## APÊNDICE A – PLANILHA PARCIAL DE CÁLCULOS PARA O CENÁRIO 1

Período (meses)	Período (ano)	Custos de manutenção	Despesas	Receitas	Líquido	PBD	PBS	TIR	VPL
0	0	R\$ 0,00	R\$ 488.616,90	R\$ 0,00	-R\$ 488.616,90	-R\$ 488.616,90	-R\$ 488.616,90		-R\$ 488.616,90
1	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 481.016,03	-R\$ 480.974,78	-98,44%	-R\$ 481.016,03
2	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 473.456,17	-R\$ 473.332,66	-86,69%	-R\$ 473.456,17
3	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 465.937,13	-R\$ 465.690,53	-72,34%	-R\$ 465.937,13
4	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 458.458,66	-R\$ 458.048,41	-60,09%	-R\$ 458.458,66
5	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 451.020,56	-R\$ 450.406,29	-50,37%	-R\$ 451.020,56
6	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 443.622,61	-R\$ 442.764,17	-42,72%	-R\$ 443.622,61
7	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 436.264,58	-R\$ 435.122,05	-36,66%	-R\$ 436.264,58
8	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 428.946,27	-R\$ 427.479,92	-31,78%	-R\$ 428.946,27
9	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 421.667,45	-R\$ 419.837,80	-27,81%	-R\$ 421.667,45
10	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 414.427,93	-R\$ 412.195,68	-24,53%	-R\$ 414.427,93
11	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 407.227,47	-R\$ 404.553,56	-21,79%	-R\$ 407.227,47
12	0	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 9.170,84	R\$ 7.642,12	-R\$ 400.065,88	-R\$ 396.911,44	-19,47%	-R\$ 400.065,88
13	1	R\$ 2.978,49	R\$ 4.507,21	R\$ 10.018,56	R\$ 5.511,34	-R\$ 394.928,97	-R\$ 391.400,09	-17,98%	-R\$ 394.928,97
14	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 387.058,62	-R\$ 382.910,26	-15,98%	-R\$ 387.058,62
15	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 379.230,75	-R\$ 374.420,43	-14,32%	-R\$ 379.230,75
16	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 371.445,13	-R\$ 365.930,59	-12,91%	-R\$ 371.445,13
17	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 363.701,53	-R\$ 357.440,76	-11,69%	-R\$ 363.701,53
18	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 355.999,73	-R\$ 348.950,92	-10,63%	-R\$ 355.999,73
19	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 348.339,49	-R\$ 340.461,09	-9,70%	-R\$ 348.339,49
20	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 340.720,60	-R\$ 331.971,26	-8,88%	-R\$ 340.720,60
21	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 333.142,83	-R\$ 323.481,42	-8,14%	-R\$ 333.142,83
22	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 325.605,97	-R\$ 314.991,59	-7,48%	-R\$ 325.605,97
23	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 318.109,78	-R\$ 306.501,76	-6,88%	-R\$ 318.109,78
24	1	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.018,56	R\$ 8.489,83	-R\$ 310.654,05	-R\$ 298.011,92	-6,35%	-R\$ 310.654,05
25	2	R\$ 3.168,36	R\$ 4.697,08	R\$ 10.944,63	R\$ 6.247,55	-R\$ 305.197,10	-R\$ 291.764,38	-5,98%	-R\$ 305.197,10
26	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 297.017,11	-R\$ 282.348,47	-5,47%	-R\$ 297.017,11
27	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 288.881,28	-R\$ 272.932,57	-5,01%	-R\$ 288.881,28
28	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 280.789,36	-R\$ 263.516,66	-4,60%	-R\$ 280.789,36
29	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 272.741,12	-R\$ 254.100,76	-4,23%	-R\$ 272.741,12
30	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 264.736,31	-R\$ 244.684,85	-3,88%	-R\$ 264.736,31
31	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 256.774,71	-R\$ 235.268,95	-3,57%	-R\$ 256.774,71
32	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 248.856,08	-R\$ 225.853,04	-3,28%	-R\$ 248.856,08
33	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 240.980,19	-R\$ 216.437,14	-3,02%	-R\$ 240.980,19
34	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 233.146,81	-R\$ 207.021,23	-2,77%	-R\$ 233.146,81
35	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 225.355,71	-R\$ 197.605,33	-2,54%	-R\$ 225.355,71
36	2	R\$ 0,00	R\$ 1.528,72	R\$ 10.944,63	R\$ 9.415,90	-R\$ 217.606,66	-R\$ 188.189,43	-2,33%	-R\$ 217.606,66
37	3	R\$ 3.370,33	R\$ 4.899,05	R\$ 11.956,30	R\$ 7.057,25	-R\$ 211.830,07	-R\$ 181.132,18	-2,18%	-R\$ 211.830,07