

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**

Rodrigo Kaufmann Martinuzzi

**Análise técnica e econômica de geradores fotovoltaicos em uma
indústria de médio porte em Porto Alegre**

Santa Maria, RS
2018

Rodrigo Kaufmann Martinuzzi

Análise técnica e econômica de geradores fotovoltaicos em uma indústria de médio porte em Porto Alegre

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

Orientador: Prof. Dr. Cristiano Roos

Santa Maria, RS
2018

Rodrigo Kaufmann Martinuzzi

Análise técnica e econômica de geradores fotovoltaicos em uma indústria de médio porte em Porto Alegre

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de Engenheiro Mecânico.

Aprovado em 19 de dezembro de 2018:

Cristiano Roos, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Alexandre Aparecido Buenos, Dr. (UFSM)

Roberto Portes Ribeiro, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2018

RESUMO

ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DE GERADORES FOTOVOLTAICOS EM UMA INDÚSTRIA DE MÉDIO PORTE EM PORTO ALEGRE

AUTOR: Rodrigo Kaufmann Martinuzzi
ORIENTADOR: Cristiano Roos

O melhor aproveitamento da energia solar fotovoltaica responde a questões de planejamento acerca da composição da matriz energética no Brasil, necessário frente à crescente demanda de energia elétrica e as preocupações ambientais da população. Nesse contexto, o presente trabalho tem por objetivo analisar técnica e economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte em Porto Alegre. Para o desenvolvimento da análise, informações e dados foram coletados em campo, o que configura a natureza aplicada da pesquisa. Utilizou-se como procedimento técnico de pesquisa a modelagem e simulação. Como resultado, dois sistemas fotovoltaicos foram dimensionados tecnicamente, um de 23,76 kWp e outro de 39,6 kWp. Estes dois projetos em conjunto com a variação da Taxa Mínima de Atratividade do investidor e com o sistema de bandeiras tarifárias, configuraram o total de 24 cenários modelados. Foram utilizados métodos de Engenharia Econômica como VPL, TIR, PBS e PBD, além do indicador da energia nivelada LCOE, para as análises de viabilidade econômica. Como principal resultado, o cenário que apresenta o maior grau de atratividade econômica, correspondente ao sistema de 34,6 kWp, que obteve VPL igual à R\$ 334.502,27, TIR de 2,79% ao mês, PBS de 40 meses, PBD de 50 meses e LCOE de 0,1374 R\$/kWh. Assim, pôde-se concluir que há viabilidade técnica e econômica dos projetos de geração de energia elétrica desenvolvidos. Isso porque em 16 cenários a TIR superou a TMA da indústria de médio porte utilizada como caso neste trabalho.

Palavras-chave: Engenharia econômica. Sistema fotovoltaico. Indústria de médio porte. Análise de investimento.

ABSTRACT

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN A MEDIUM-SIZED INDUSTRY IN PORTO ALEGRE.

AUTHOR: Rodrigo Kaufmann Martinuzzi
ADVISOR: Cristiano Roos

The best use of photovoltaic solar energy answers the questions about planning the composition of the energy matrix in Brazil, necessary in the face of the growing demand for electric energy and the population environmental concerns. In this context, the present work aims to analyze technically and economically the installation of grid-connected photovoltaic panels in a medium-sized industry in Porto Alegre. For the development of the analysis, information and data were collected in field, which configures the applied nature of the research. Modeling and simulation were used as a research technical procedure. As a result, two photovoltaic systems were technically dimensioned, one of 23.76 kWp and another of 39.6 kWp. These two projects together with the variation of the Minimum Acceptable Rate of Return of the investor and with the system of tariff flags, configured the total of 24 scenarios modeled. Economic Engineering methods such as NPV, IRR, Simple Payback and Discounted Payback were used, as well as the LCOE levelized energy indicator, for economic viability analyzes. As the main result, the scenario with the highest economic attractiveness, corresponding to the 39.6 kWp system, obtained NPV of R\$ 334,502.27, monthly IRR of 2.79%, Simple Payback of 40 months, Discounted Payback of 50 months and LCOE of 0.1374 R\$/kWh. Thus, it was concluded that there is technical and economic viability of the electric power generation projects developed. This is because in 16 scenarios the IRR exceeded the MARR of the medium-sized industry used as a case in this work.

Keywords: Economic engineering. Photovoltaic system. Medium-sized industry. Investment analysis.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Bandas de condução de um material semiconductor	15
Figura 2 – Ligação PN de célula fotovoltaica	16
Figura 3 - Configuração básica de um sistema isolado	18
Figura 4 – Configuração de um sistema conectado à rede	19
Figura 5 - Média anual da radiação global incidente no plano horizontal	24
Figura 6 - Prédio da empresa FuelTech.....	31
Figura 7 - Mapa dos pontos de referência do software RETScreen e de instalação	33
Figura 8 – Gráfico das médias mensais de radiação solar e temperatura média	35
Figura 9 - Consumo médio diário de energia elétrica	42
Figura 10 - Preço mensal de energia elétrica em R\$/kWh	45
Figura 11 - Gráfico da relação do VPL com LCOE para 23,76 kWp.....	56
Figura 12 - Gráfico da relação do VPL com LCOE para 39,6 kWp.....	57
Figura 13 - Gráfico da TIR com relação às bandeiras e capacidade de geração	58
Figura 14 - VPL e TIR correspondente à TMA de 2,0% ao mês	59

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Dados de localização e climáticos dos pontos de referência	33
Quadro 2 - Dados de temperatura do ar e radiação solar diária horizontal	34
Quadro 3 – Dados de radiação solar média horizontal mensal	35
Quadro 4 – Dados de radiação solar média horizontal mensal	36
Quadro 5 - Etapas da pesquisa	38
Quadro 6 - Segmentos de horários de consumo	43
Quadro 7 - Bandeiras tarifárias de energia elétrica	44
Quadro 8 - Parâmetros de manutenção dos sistemas fotovoltaicos.....	48
Quadro 9 - Cenários modelados e seus parâmetros	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifa de energia elétrica em R\$/kWh	43
Tabela 2 - Alíquotas PIS/COFINS	44
Tabela 3 - Histórico da inflação pelo o IPC-A	48
Tabela 4 - Resultados com relação à bandeira verde	51
Tabela 5 - Resultados com relação à bandeira amarela	52
Tabela 6 - Resultados com relação à bandeira vermelha patamar I	53
Tabela 7 - Resultados com relação à bandeira vermelha patamar II	53
Tabela 8 - Resultados do LCOE com relação aos cenários.....	55

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE QUADROS	7
LISTA DE TABELAS	8
1. INTRODUÇÃO	10
1.1 Definição do Tema e do Problema de Pesquisa	11
1.2 Justificativas	11
1.3 Objetivos.....	12
1.4 Estrutura do trabalho	12
2. REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1 Sistemas Fotovoltaicos	13
2.1.1 Princípio de funcionamento.....	13
2.1.2 Aplicações de sistemas fotovoltaicos	16
2.1.3 Sistemas fotovoltaicos isolados	17
2.1.4 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede	18
2.1.5 Parâmetros para utilização	19
2.1.6 Cenário brasileiro para a geração fotovoltaica.....	21
2.2 Engenharia Econômica	24
2.2.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)	25
2.2.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)	26
2.2.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)	27
2.2.4 Método do <i>Payback</i> Simples (PBS).....	27
2.2.5 Método do <i>Payback</i> Descontado (PBD).....	28
2.2.6 Levelized Cost of Energy (LCOE).....	29
2.2.7 Engenharia Econômica aplicada	30
3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	31
3.1 Cenário.....	31
3.2 Classificação da pesquisa	36
3.3 Etapas da pesquisa	37
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
4.1 Coleta de dados	41
4.1.1 Consumo de energia elétrica	41
4.1.2 Tarifa de energia elétrica	42
4.1.3 Dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos.....	45
4.1.4 Taxa mínima de atratividade e correção monetária.....	48
4.2 Viabilidade econômica.....	49
4.3 Método LCOE	54
4.4 Análise dos resultados	55
4.5 Discussão dos resultados.....	60
5. CONCLUSÃO.....	62
6. REFERÊNCIAS	64

1. INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica no Brasil, proporcional à ascensão econômica (KANNAN e VAKEESAN, 2016), traz à tona questões de planejamento para a manutenção do fornecimento de energia, no que diz respeito à composição da matriz energética, devendo essa estar de acordo com os objetivos do país. Essa questão deve ser pensada de forma bastante antecipada (EPE, 2016), para que condições adequadas sejam criadas, permitindo uma melhor exploração entre as fontes conhecidas.

Seguindo a tendência mundial para a geração de energia, é importante que o país incentive métodos alternativos, já que até 2016, 56,5% da oferta interna de todas as energias era baseado em fontes não renováveis, como o petróleo e seus derivados, gás natural, entre outros (MME, 2017). Dentre a parcela restante, ainda destaca-se a fonte hídrica com 12,6%, que mesmo considerada renovável, se discute sobre sua sustentabilidade. Uma alternativa é a fonte solar que, para a energia elétrica pode ser explorada através de sistemas fotovoltaicos. Apesar da grande disponibilidade de incidência solar em solo nacional, essa fonte representa apenas 0,01% na oferta interna de energia elétrica. A partir desse ano de 2018 estima-se que o mercado de sistemas fotovoltaicos torne-se mais viável, pois se assume a manutenção tarifária ao longo do tempo e o menor custo nivelado dos produtos, que considera parâmetros de investimento inicial, custos de operação, manutenção e fatores de capacidade de produção (EPE, 2016).

Tais informações sugerem o crescimento desse modelo de geração no país, sustentado pelo cenário de referência, que estima um aumento para 4,7% da carga total para a geração fotovoltaica no ano de 2030 (EPE, 2016). A partir da década de 90, essa tecnologia tornou-se economicamente viável para o fornecimento de energia em sistemas isolados (PERLIN, 1999). Além disso, é considerada uma fonte não poluidora do meio ambiente e inesgotável, na qual se destaca que a mesma não gera qualquer gênero de efluentes sólidos, líquidos ou gasosos durante a produção de eletricidade (GOLDEMBERG e PALETTA, 2012).

1.1 Definição do Tema e do Problema de Pesquisa

Baseado na evolução das tecnologias acerca da geração de energia fotovoltaica, principalmente a partir de projetos oriundos de universidades e de centros de pesquisa (FERREIRA et al., 2018), incentivos foram criados em legislações no Brasil. Publicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Resolução Normativa Número 482/2012 e a Resolução Normativa Número 687/2015 estabelecem condições para o acesso à microgeração e minigeração distribuídas, bem como regulamenta o sistema de compensação de energia elétrica, o que estimula o mercado e populariza tais tecnologias. Alia-se também o programa ProGD, decretado pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro de 2015, voltado à financiar projetos para ampliação da geração distribuída no país, a partir de fontes renováveis e cogeração.

Neste cenário, são notavelmente importantes estudos aplicados de engenharia na indústria acerca da implementação de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. Define-se neste contexto o tema do presente trabalho de conclusão de curso como uma análise técnica e econômica sobre a instalação de um sistema fotovoltaico em uma indústria de médio porte, situada em Porto Alegre, no Rio Grande do Sul. O problema de pesquisa de origem prática é descrito assim: atualmente é viável tecnicamente e economicamente instalar um sistema fotovoltaico para a geração de energia elétrica em uma indústria de médio porte?

1.2 Justificativas

Frente à necessidade de ampliação e diversificação da matriz elétrica nacional salienta-se a falta de engajamento das atividades estatais e empresariais, considerado o desenvolvimento sustentável como um padrão ético individual e apenas de alguns grupos (COUTINHO, 2011). Nesse contexto, a tecnologia fotovoltaica representa uma das fontes renováveis mais promissoras a alcançar projetos sustentáveis (MUNARI, 2012), pois é o único sistema capaz de gerar eletricidade e ser amplamente integrado ao meio urbano (DAVI, 2016).

São muitos os fatores que influenciam o crescimento do mercado e a consequente ampliação do uso dessa tecnologia. Segundo Rigo (2017), é importante a exposição deste modelo de geração como uma alternativa viável para

soluções energéticas, já que pode servir como suporte para a fonte de energia advinda da concessionária, e conseqüente retorno financeiro do investimento.

Assim, o presente trabalho justifica-se pela necessidade de mais estudos aplicados sobre tal tipo de instalações fotovoltaicas. Também é justificado pela oportunidade de dispor este trabalho como um caso adicional para contribuir com o desenvolvimento prático dessa área. Deseja-se especialmente fornecer utilidade futura para pequenas instalações, como em indústrias que desejam avaliar tal alternativa de geração de energia, além do devido foco na empresa utilizada como base neste estudo.

1.3 Objetivos

O objetivo geral do presente trabalho é analisar técnica e economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma indústria de médio porte. Para complementação do objetivo geral e maior clareza sobre os temas abordados, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Encontrar os principais métodos de análises econômicas em estudos semelhantes à este.
- Obter dados técnicos de consumo de energia elétrica na indústria estudada, bem como, dados sobre possíveis locais para a instalação do sistema fotovoltaico.
- Coletar informações sobre o investimento necessário, a partir de uma empresa especializada na área de energia fotovoltaica.
- Aplicar métodos de Engenharia Econômica e verificar quanto à viabilidade econômica do projeto.

1.4 Estrutura do trabalho

Na segunda seção deste trabalho será apresentado o referencial teórico desenvolvido. Sequencialmente, na terceira seção apresentam-se os procedimentos metodológicos utilizados na obtenção dos resultados. Tais resultados estão apresentados na quarta seção, juntamente com suas análises. Na quinta e última seção apresenta-se a conclusão do trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Com a preocupação ambiental cada vez maior e as vantagens obtidas pela utilização de sistemas alternativos de geração de energia, a exploração de recursos energéticos renováveis toma tendências crescentes no mundo atual (MEHRABANKHOMARTASH et al., 2016). Importante lembrar que tais vantagens podem ser de caráter ambiental ou econômico.

A energia solar fotovoltaica consiste basicamente na conversão direta da luz solar, ou a radiação da mesma, em eletricidade (TYAGI et al., 2013). É considerado ainda o método mais elegante para tal conversão (HOFFMANN, 2006), já que se destaca pela não emissão de gás ou ruído (MUNDO-HERNÁNDEZ et al., 2014), o que, aliado à sua abundância, torna-o uma atrativa solução para quem deseja investir em tais práticas.

Para traduzir em valores esta abundância, segundo Machado e Miranda (2015), a superfície terrestre recebe a cada ano cerca de 10.000 vezes a mais que a quantidade consumida de energia por toda a população mundial nesse período. Isso significa, segundo os mesmos autores, aproximadamente 95.000 Terrawatts de energia solar, porém a distribuição dessa radiação, que chega à Terra através de fótons, ao longo da superfície, depende de fatores geográficos e climáticos.

O nível de radiação representa um fator de destaque para o fomento dessa tecnologia em nível nacional, já que a incidência mensal média na região Sul, zona de menor valor, foi de 4.444 Wh/m² no ano de 2016 (PEREIRA et al., 2017). Para comprovar esta observada vantagem, Rüter (2010) analisou comparativamente os potenciais fotovoltaicos do Brasil e da Alemanha, um dos países líderes desse mercado, e concluiu, através de mapas de incidência solar, que mesmo a região alemã mais ensolarada possui 40% menos incidência que o sul do Brasil.

2.1.1 Princípio de funcionamento

Os fótons são produtos de reações nucleares que ocorrem no Sol entre átomos de hidrogênio e hélio, e liberam energia até a fotosfera, camada externa solar, a qual radia luz e calor para todas as direções (RIGO, 2018). Já a obtenção da

energia solar fotovoltaica se dá pela conversão dessa radiação em eletricidade, a partir do Efeito Fotovoltaico aplicado em dispositivos conhecidos como células fotovoltaicas (IMHOFF, 2007).

Os estudos envolvendo o Efeito Fotovoltaico tiveram início a partir da observação de uma tensão elétrica entre os eletrodos de solução condutora, em uma solução de selênio, quando expostas à luz solar, pelo físico francês Edmund Becquerel em 1839 (BRAGA, 2008). Já em 1870, estudos foram expandidos para materiais sólidos, principalmente o selênio, e uma década depois, construiu-se a primeira célula fotovoltaica utilizando o mesmo material.

Somente na década de 1950 a primeira célula fotovoltaica teve aplicação prática, com a produção pelo laboratório americano Bell. Intencionado no desenvolvimento de um sistema de alimentação para satélites que fosse ao menos realizável e de longa duração, trabalhou-se no emprego de silício de junção PN (BRAGA, 2008). Tal junção é definida como a área de contato criada pela colocação de um semicondutor do tipo P junto a um do tipo N, onde haverá a formação de uma barreira de potencial.

Segundo Nascimento (2004), a célula fotovoltaica não armazena energia elétrica, mas mantém um fluxo de elétrons num circuito elétrico quando houver incidência de luz sobre a mesma. Define-se então a utilização do Efeito Fotovoltaico para aplicação em células fotovoltaicas, responsável por ocasionar uma diferença de potencial na estrutura do material semicondutor quando exposto à absorção da luz solar (SEVERINO e OLIVEIRA, 2010).

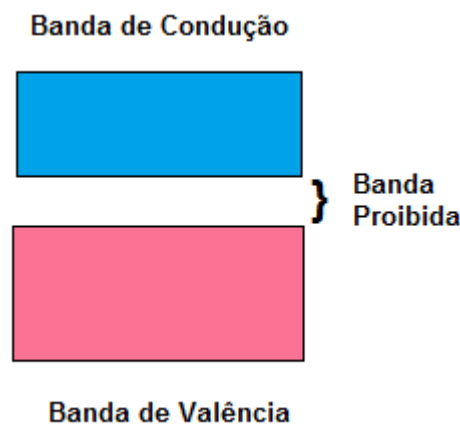
Um conjunto de células fotovoltaicas, associadas eletricamente em série ou paralelo, forma um módulo, ou painel, solar fotovoltaico, que representa o principal componente de um sistema de geração de energia solar. Cabe ao painel fotovoltaico a capacidade de transformar a energia solar em elétrica e, já que cada célula fotovoltaica quando isolada possui reduzida capacidade de produzir energia elétrica, promove-se tais associações para que a demanda da maioria dos equipamentos elétricos seja obtida (IMHOFF, 2007).

Um ou mais módulos fotovoltaicos, segundo Braga (2008), em conjunto com equipamentos complementares, como controladores de carga, baterias e inversores, além de equipamentos de proteção, compõe um sistema fotovoltaico de energia. De acordo com Imhoff (2007), para se determinar a quantidade de células fotovoltaicas

de um painel, bem como a de painéis de um sistema, é necessário avaliar a tensão e corrente da carga a qual se deseja alimentar.

Os materiais semicondutores, constituintes das células fotovoltaicas, configuram-se por possuírem uma banda de valência totalmente preenchida com elétrons e uma banda de condução sem elétrons (RIGO, 2018). O espaço delimitado entre as duas bandas é conhecido por banda proibida ou *Gap*. No contexto do Efeito Fotovoltaico, cabe à luz solar fornecer uma quantidade de energia suficiente ao elétron mais externo da camada de valência para que esse seja movido até a faixa de condução do material, ilustrado na Figura 1.

Figura 1 - Bandas de condução de um material semicondutor

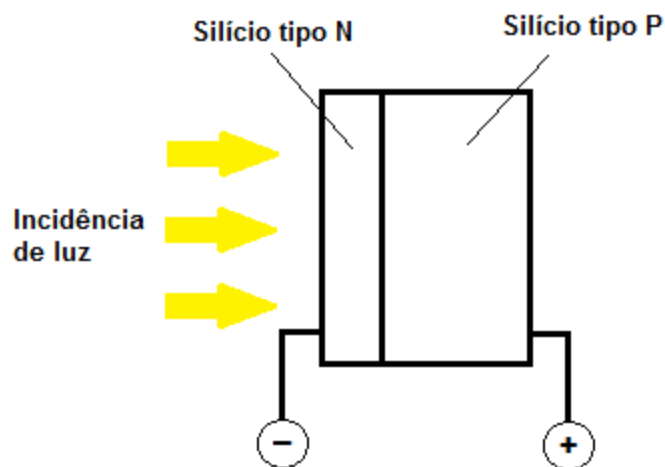


Fonte: Adaptado de Espirito Santo (2016).

O silício, segundo elemento em abundância na Terra, é o principal semicondutor na atualidade para fabricação de células fotovoltaicas (COUTINHO, 2011) e, apesar de ser naturalmente um mau condutor elétrico por não possuir elétrons livres, tem tal característica alterada após o processo de dopagem. Esse processo consiste em acréscimos percentuais de outros elementos. Um exemplo é a dopagem com fósforo que, por ser um átomo com cinco elétrons de ligação, resulta em excesso de um elétron não emparelhado e fracamente ligado ao átomo de origem. O material com elétrons livres é considerado portador de carga negativa, ou silício tipo N. Alterando o elemento do processo para boro, átomo com apenas três elétrons de ligação, chega-se à características inversas, ausência de elétrons, e portanto em um material com carga positiva, ou silício tipo P (NASCIMENTO, 2004).

A ligação desses materiais, conforme já citado, forma uma junção PN e cada célula fotovoltaica sintetiza uma camada de menor espessura de material tipo N com uma de maior espessura de material tipo P, conforme mostrado na Figura 2. Segundo Nascimento (2004), conforme a presença de elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P, é formado um campo elétrico pela junção PN, que orienta os elétrons a fluírem da posição P para a posição N.

Figura 2 – Ligação PN de célula fotovoltaica



Fonte: Adaptado de Nascimento (2004).

De acordo com o mesmo autor, gera-se um fluxo de elétrons, ou uma corrente elétrica, através de um condutor externo que liga a camada negativa à positiva, que existirá enquanto houver incidência de luz sobre a célula, seja essa superior a energia da banda proibida. Vale ressaltar que a intensidade desta corrente elétrica gerada será diretamente proporcional à intensidade da luz incidente.

2.1.2 Aplicações de sistemas fotovoltaicos

Para aplicações práticas, os sistemas fotovoltaicos podem ser utilizados em sistemas autônomos, *off-grid*, ou em sistemas conectados à rede elétrica, *on grid*, que por sua vez classificam-se como de geração centralizada ou distribuída (PINHO e GALDINO, 2014). A seleção dentre essas alternativas decorre da disponibilidade

de recursos energéticos, que pode ou não depender apenas da fonte solar, o que representa um sistema híbrido, e também dos objetivos de cada aplicação.

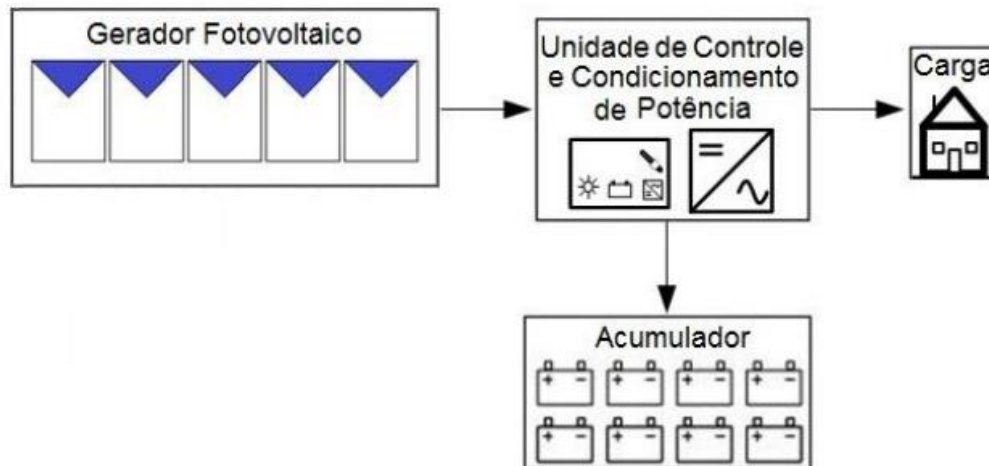
2.1.3 Sistemas fotovoltaicos isolados

Ao falar-se de sistemas isolados, a principal ponderação é a necessidade de algum método para armazenamento da energia elétrica produzida, como o uso de baterias para os casos em que se deseja utilizar a energia enquanto a mesma não é gerada (KAUFMANN, 2012). Para projetos de sistemas isolados também se pode considerar o não armazenamento de energia, fazendo com que essa libere uma corrente contínua (CC) ou corrente alternada (CA).

Como os sistemas isolados não são conectados à rede elétrica proveniente da concessionária, são mais comumente instalados em áreas afastadas, como em zonas rurais. Segundo Pinho e Galdino (2014), as baterias, utilizadas quando necessário o armazenamento de energia, também assumem a função de referência de tensão CC para os inversores que formam a rede desse sistema. Como explicado anteriormente, dependendo da aplicação desejada o sistema pode explorar outras opções de armazenamento ou não necessitar de um. Segundo Silva (2006), em sistemas de bombeamento de água, por exemplo, essa pode ser armazenada em tanques elevados para uso posterior, onde a energia fotovoltaica é armazenada como energia potencial gravitacional. Um caso de dispensa de armazenamento é para sistemas de irrigação, onde a água é utilizada imediatamente e em sua totalidade (SILVA, 2006). Ainda outros métodos de armazenamento podem ser considerados, como o volante de inércia, ar comprimido, etc.

Para complementar a montagem dos sistemas isolados, também se deve acrescentar um conjunto de inversor e controlador de carga, como uma unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência. Tal esquema é mostrado na Figura 3.

Figura 3 - Configuração básica de um sistema isolado



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

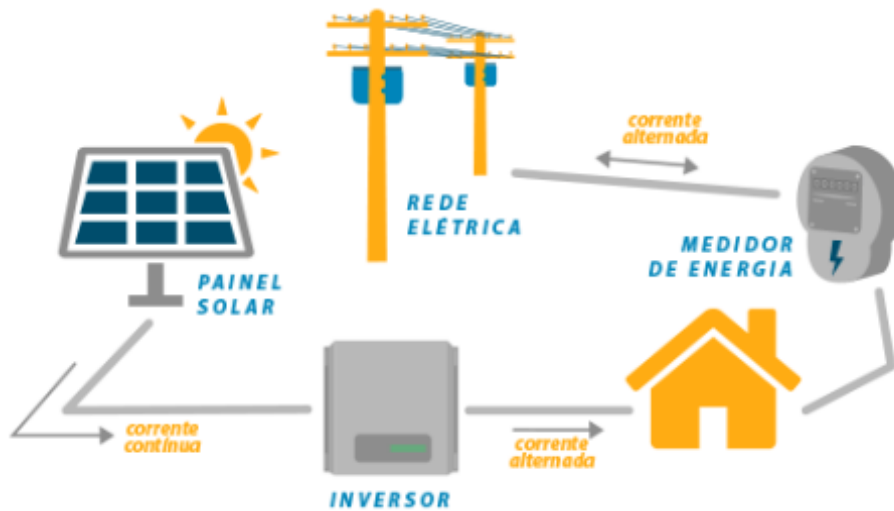
2.1.4 Sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A principal diferença, ao tratar-se de sistemas conectados à rede da concessionária, é que a energia gerada é consumida diretamente pela carga ou então entregue à rede elétrica. Tal arranjo fotovoltaico configura uma fonte complementar de geração de energia elétrica ao sistema principal, excluindo o uso de armazenadores de energia, já que a energia gerada é incorporada instantânea e integralmente à rede convencional (KAUFMANN, 2012).

Essa disposição, apresentada na Figura 4, pode representar instalações de geração que variam entre pequenas potências, como para casos residenciais, ou até grandes potências, em sistemas operados por companhias (PINHO e GALDINO, 2014). Independente do caso, todo modelo deve estar conectado a inversores primeiramente, onde se devem cumprir as exigências de segurança à degradação da rede e qualidade, conforme a legislação vigente no local.

Para os casos apresentados, conforme seja a quantidade de energia gerada, o sistema também pode estar ligado a um medidor de energia para que em caso de excesso, transfira-se o mesmo à rede principal (KAUFMANN, 2012). Conforme o mesmo autor, com a própria demanda já suprida, a energia em demasia é cedida à concessionária, que retorna tal importância na forma de descontos na fatura de energia consumida mensalmente.

Figura 4 – Configuração de um sistema conectado à rede



Fonte: Orbital Energia Solar (2018).

2.1.5 Parâmetros para utilização

Conforme já exposto, a faixa de potência obtida é ampla para sistemas fotovoltaicos, benefício possível por sua característica modular de construção, que permite uma vasta gama de aplicações (BRAGA, 2008). Mesmo considerada uma técnica de custo elevado para a produção de energia elétrica, em alguns casos a geração fotovoltaica consiste no modelo mais indicado para tal fim.

Segundo Braga (2008), paralelo a isso, empresas e a sociedade civil como um todo tendem a adotar políticas e postura ambiental de maior responsabilidade e sustentabilidade. Conforme a mesma autora, esses fatos contribuem para que haja incentivo do mercado, redução nos custos de fabricação e, logo, do preço comercial das células para geração fotovoltaica, guiados pelo aumento na escala de produção.

Frente à crise energética concebida na atualidade, diversos estudos surgem como base para complementar ainda mais o mercado de geradores fotovoltaicos, já que além de atestarem a capacidade e a eficiência dos sistemas, também difundem o assunto (RIGO, 2018). Interessante, neste sentido, é que sejam investigadas as metodologias utilizadas para verificar a viabilidade técnica e econômica desses sistemas em outros trabalhos.

Ngan e Tan (2011) analisaram economicamente a viabilidade de sistemas híbridos fotovoltaicos, aplicados em uma cidade do sul da Malásia, utilizando o

HOMER (*Hybrid Optimization Model for Electric Renewables*) como software de simulação. Nesse caso, os dados de entrada consistem na taxa de juros real anual e o tempo de vida do projeto, além de incluir o custo nivelado da energia para melhores resultados. Quanto à parte técnica, as entradas são dados de carga primária, recurso solar disponível, capacidade de geração de energia e custos iniciais de instalação.

Li, Boyle e Reynolds (2011), em um trabalho semelhante, no qual foram analisados sistemas puramente fotovoltaicos destinados a residências na Irlanda, utilizaram o Excel para implementação dos parâmetros. A metodologia consistia em três etapas: determinar a geração de carga elétrica doméstica por hora; calcular a potência de um sistema doméstico e; determinar o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* Descontado (PBD). VPL e TIR também foram calculados para testar a viabilidade econômica no estudo de expansão de sistemas fotovoltaicos na americana *University of New Hampshire*, por Lee et al. (2016). Já Mondal e Islam (2010), determinaram, através dos custos de investimento, operação e manutenção, ciclo de vida dos painéis e dos inversores, bem como da oferta de preço do governo pela energia elétrica os valores de TIR, VPL, *Levelized Cost of Energy* (LCOE) e *Payback* Simples (PBD) em Bangladesh. Também para sistemas conectados à rede, porém no norte da Nigéria e com geração de 80 kW, Adaramola (2014) constatou, pelos métodos de LCOE e VPL, a possibilidade de tornar viável esse modelo de geração, já que depende do elevado custo inicial que deve ser compensado por políticas e incentivos governamentais.

Vides-Prado et al. (2017) dimensionou e analisou economicamente sistemas fotovoltaicos voltados à áreas remotas habitadas por indígenas na Colômbia, com a demanda de energia estimada para cenários de diferentes populações. O autor utilizou o *software* HOMER para dimensionar os sistemas e, baseado em informações financeiras fornecidas por uma empresa do ramo, o método VPL e LCOE para concluir sua viabilidade. Também pensado para a zona rural, porém para uma residência no Chipre, Kamali (2016), analisou técnica e economicamente a instalação de um sistema fotovoltaico autônomo. Nesse caso, concluiu sua viabilidade a partir do custo unitário da eletricidade, incluindo o custo de investimento inicial e os valores atuais para substituição da bateria, operação e manutenção, definindo tal etapa como a essência do estudo da viabilidade econômica.

Nesse contexto, Muñoz-Cerón et al. (2018) analisou, aplicado na Espanha, a influência dos custos anuais de operação e manutenção, cada vez mais importantes no gerenciamento de ativos para projetos fotovoltaicos, comparando a influência de modelos de manutenção preventiva e corretiva no LCOE.

Vistos estes estudos de caso, notam-se quais são os parâmetros fundamentais para analisar técnica e economicamente a instalação de sistemas fotovoltaicos destinados a cada aplicação. É necessária a análise da demanda energética e o período de retorno do montante investido para tais projetos (CAMPOS et al. 2014) e também considerar a vida-útil e a quantidade de energia gerada para determinar o custo unitário da mesma, ou o LCOE (VERMA e DONDAPATI, 2017). Esse último valor, conforme Patil et al. (2017), representa uma das principais referências para indicar a performance dos sistemas fotovoltaicos, já que apresenta o custo-benefício para a desejada geração. Cabe citar a importância do local para instalação a ser analisado, já que define as taxas de incidência solar e as políticas governamentais envolvidas, itens que serão detalhados na seção posterior do presente trabalho.

2.1.6 Cenário brasileiro para a geração fotovoltaica

Apesar do destacável potencial à geração de energia solar fotovoltaica, até mesmo superior ao de países que já utilizam largamente essa fonte, o Brasil ainda carece de incentivos para viabilizar projetos nesse sentido (NASCIMENTO, 2017). Relacionado a essa carência governamental, o custo inicial para implementação desses sistemas representa um obstáculo, principalmente para pequenas instalações (SILVA, 2015). Como resposta ao crescimento mundial da produção primária de energia solar, que segundo EIA (2014), aumentou 395% entre 2003 e 2013, espera-se que o cenário nacional também acompanhe esse desenvolvimento. Segundo Silva (2015), frente à necessidade de combater, além da crise energética, o aquecimento global, somente a geração eólica superou a solar nesse período. Cabe ressaltar, segundo mesmo autor, a grande disposição nacional de energias limpas economicamente mais atrativas que a fonte solar, o que atrasa a implantação de políticas como as encontradas em outros países, que realmente dependem dessa alternativa para compor a matriz energética. No caso do Brasil, no ano de 2016

apenas 24 MW foram oriundos da fonte solar, de um total de 150.338 MW de capacidade instalada de geração elétrica (MME, 2017).

O Luz para Todos, programa de caráter benéfico à geração de energia elétrica solar, lançado em 2003 pelo governo nacional e prorrogado pela segunda vez até 2018, busca incluir o acesso à energia elétrica por pessoas do meio rural (CAMARGO E RIBEIRO, 2015). Esse traz medidas como a instalação de painéis solares em comunidades que não têm acesso à eletricidade e, por meio da Resolução Normativa nº 488, de 2012, estabelece as condições para distribuição da energia na área rural (SILVA, 2015).

Também criado pelo governo federal, o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) possibilita, com criação e extensão de linhas de crédito e projetos de financiamento, a instalação de sistemas de geração distribuída (VALE et al., 2017). É interesse nesse programa estimular a geração de energia pelos próprios consumidores, com a exploração de fontes renováveis e em especial a solar (MME, 2015). Como já citado, o investimento inicial desses projetos representa um grande empecilho e, frente a isso, o ProGD incentiva os fabricantes por meio de capacitação profissional e com componentes e equipamentos para geração distribuída (MME, 2015). No caso de produtos importados para geração fotovoltaica, reduz-se a alíquota de 14% para 2% dos impostos, estendendo-se ao campo fiscal, no qual também limita a tributação do ICMS e PIS/CONFINS à energia consumida, já descontada a parcela abatida pelo consumidor (MME, 2015).

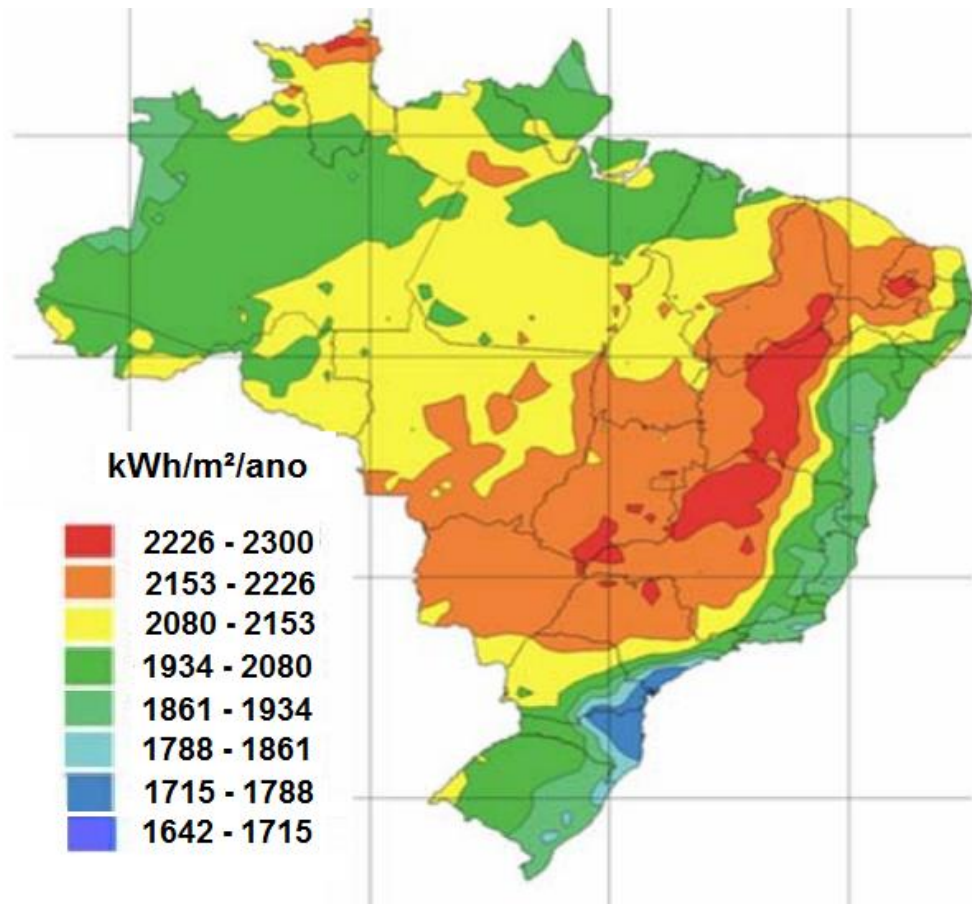
Mesmo com os incentivos criados, a geração fotovoltaica ainda representa parcela muito pequena na produção nacional e causa disso, segundo Silva (2015), é o foco das políticas serem apenas para minigeração e microgeração. O mercado nacional ainda depende em demasia de equipamentos importados, algo que agrava o elevado custo da instalação pelos impostos e desvalorização presente da moeda nacional (VALE et al., 2017).

Por meio de outros trabalhos, busca-se entender melhor a posição do Brasil com relação ao resto do mundo, que teve sua capacidade térmica solar aumentada em 5% em 2016, porém com cerca de 75% dessa adição proposta pela China, seguida por Turquia e Brasil (PEREIRA et al., 2017).

Cabral, Torres e Senna (2013), compararam em seu estudo o aproveitamento da energia solar térmica e fotovoltaica do Brasil com a Alemanha, a partir do

destaque alemão no mercado mundial, mesmo com a relativa baixa incidência solar. Conforme o mapa brasileiro da média anual da radiação global incidente no plano horizontal, apresentado na Figura 5, verificou-se a superioridade de incidência solar em relação ao solo alemão. Segundo Salamoni e Rütther (2007), mesmo analisando a região alemã mais privilegiada nesse sentido, essa ainda apresenta aproximadamente 1,4 vezes menos radiação que a região de menor incidência nacional. Para comparar também o consumo energético de ambos os países, a Alemanha, com população consideravelmente menor, representa duas vezes mais no consumo anual. Esses dados indicam que, caso o Brasil possuísse a mesma potência fotovoltaica instalada da Alemanha, teria uma geração energética e um impacto no suprimento da demanda significativamente maiores, já que possui maiores níveis médios de radiação solar (SALAMONI e RÜTHER, 2007). Como resultado, o Brasil necessitaria de um menor investimento inicial para desfrutar da mesma geração energética encontrada na Alemanha. Ressalta-se que tal comparação tem o objetivo de demonstrar a possibilidade de estabelecer programas sólidos de incentivo à geração solar fotovoltaica, ligadas à rede, em países em desenvolvimento. Não há, portanto, a finalidade de comparar economicamente a viabilidade de implantação desses projetos em ambos países, visto a diferença mercadológica existente (SALAMONI e RÜTHER, 2007).

Figura 5 - Média anual da radiação global incidente no plano horizontal



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006).

2.2 Engenharia Econômica

Engenharia Econômica consiste, basicamente, no estudo que objetiva a avaliação financeira acerca de um investimento, ou projeto, através de métricas quantitativas que determinem a escolha (QUIZA, 2011). Conforme o mesmo autor, o objetivo é fornecer indicadores que apoiem a seleção da melhor alternativa dentre aquelas analisadas, podendo ser aplicada não só no ambiente corporativo, como também em transações corriqueiras da vida pessoal. É importante salientar a necessidade de dispor de mais de uma alternativa de investimento a ser analisada, pois sem opções para comparar, não há decisão a ser tomada (AVILA, 2013).

Para complementar as funções da Engenharia Econômica, segundo Thuesen (1950), deve-se determinar o objetivo do investimento, seus fatores e meios estratégicos, avaliar as alternativas e, baseado na interpretação do significado

econômico dos projetos, assistir no processo decisório. Essas funções também podem ser sintetizadas como “o estudo da rentabilidade comparada de alternativas”, para resumir o tema central do assunto como a avaliação quantitativa das opções, em termos de custo econômico e rentabilidade (NAKANO, 1967).

A matemática financeira é a base para as técnicas avaliadas na Engenharia Econômica e, por sua vez, define-se como a área da matemática que retrata as relações de equivalência de capital, com o foco no binômio tempo e dinheiro (AVILA, 2013). Segundo Torres (2004), o nome Engenharia Econômica justifica-se pela maior parte das análises de investimento dependerem de questões técnicas e, quando aplicada à organizações, cabe ao engenheiro formular as alternativas, ou administradores, desde que com base nas recomendações de engenharia. A maioria dos conceitos básicos dessa área têm origem na indústria, porém suas finalidades não estão restritas apenas ao campo da engenharia, mas também em aplicações de capital no geral, problemas de financiamentos, entre outros (TORRES, 2004).

Sendo assim, a Engenharia Econômica exerce papel fundamental na tomada de decisões e, uma vez que tais decisões afetam o que irá ocorrer com determinado projeto, o período em análise é o futuro (BLANK; TARQUIN, 2008). Isso deve ser considerado a medida que as estimativas podem diferir do que realmente venha acontecer, já que estão sujeitas a mudanças de condições e eventos não planejados (BLANK; TARQUIN, 2008).

2.2.1 Taxa Mínima de Atratividade (TMA)

Ávila (2013) define a Taxa Mínima de Atratividade como a menor rentabilidade requerida para a remuneração de um projeto, ou seja, a remuneração correspondente de cada alternativa de investimento analisada. Esse valor mínimo é definido a partir da ideia de que, para qualquer investimento, deseja-se receber mais dinheiro do que o investido (BLANK; TARQUIN, 2008).

A TMA corresponde a um importante critério para aprovação de uma alternativa e deve possuir um valor mais alto que a taxa esperada de um banco, ou determinado investimento seguro, que represente um risco mínimo ao investidor (BLANK; TARQUIN, 2008). Segundo Blank e Tarquin (2008), para um projeto ser considerado economicamente viável, a taxa de rendimento, ou seja, o capital obtido dividido pelo valor inicial, deve alcançar ou exceder a Taxa Mínima de Atratividade.

Visto isso sabe-se que as propostas sugeridas, para serem consideradas, devem apresentar pelo menos valor igual a TMA. Para a realidade de uma companhia, esse valor deve ser maior do que o custo médio ponderado do capital, que a empresa deve suportar para obter os investimentos necessários (BLANK; TARQUIN, 2008).

2.2.2 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

A transferência de todas as variações esperadas de fluxo de caixa, a uma taxa igual à TMA, para o tempo presente consiste o Método do VPL, ou seja, é o deslocamento para o período zero de todo fluxo de caixa, incluindo entradas e saídas esperadas, considerando a taxa de juros (TORRES, 2004). O VPL é, portanto, segundo Assaf Neto (2007), encontrado através da diferença entre o valor presente dos lucros, considerados para cada período de duração do projeto, e o valor presente investido. O VPL pode ser calculado, de acordo com Casarotto Filho e Kopittke (2010), pela Equação 1.

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

Onde: VPL é o fluxo de caixa do investimento [R\$]; n é o número total de períodos considerados no projeto; t é o período avaliado na linha do tempo; FC_t é o valor do fluxo de caixa no período t avaliado [R\$]; k é taxa de custo do capital da empresa, ou TMA [% ao período]; FC_0 é o investimento inicial.

Segundo Torres (2004), para a análise desse método, baseado no somatório do fluxo de caixa trazido ao presente, tem-se como resultado um valor presente positivo, negativo ou nulo, quando consideram-se entradas e saídas de caixa. São de interesse do investidor que os valores obtidos como resultado sejam positivos ou, ao menos, nulos, sendo que quanto maior o valor mais interessante economicamente é o projeto (TORRES, 2004). Isso se justifica pela representação do valor atual de dinheiro que será ganho, com a equivalência da quantidade de riqueza que poderá gerar, em medidas e valores monetários referentes à data de análise (AVILA, 2013).

2.2.3 Método da Taxa Interna de Retorno (TIR)

O método da Taxa Interna de Retorno possibilita determinar a remuneração do capital investido em termos percentuais, sendo esse a porcentagem exata de rendimento do projeto (TORRES, 2004). Propõe-se que seja calculada a taxa que zere o valor presente encontrado para o fluxo de caixa, sendo considerados projetos rentáveis aqueles com a TIR excedente à TMA (ARDIVEL, 2015). A taxa de desconto que leva o VPL de um investimento à ser igual a zero é, portanto, igual à TIR (CHRISTMANN, 2009). Segundo Motta e Calôba (2002), caso a TMA seja superior à TIR, o projeto é considerado inviável economicamente, e ainda, se forem equivalentes, é indiferente aplicar o capital no projeto. A TIR pode ser determinada através da Equação 2, conforme Camargos (2014).

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

Onde: n é o número total de períodos considerados no projeto; t é o período avaliado na linha do tempo; FC_t é o valor do fluxo de caixa no período t avaliado [R\$]; k é a TIR [% ao período]; FC_0 é o investimento inicial [R\$];

Segundo Avila (2013), a remuneração possível para a viabilidade de um projeto corresponde à TIR e, sendo esta superior à TMA, o VPL de uma alternativa analisada será sempre superior à zero, sendo essa taxa adotada como parâmetro decisório. Deve-se atentar para a diferença de conceitos financeiros entre a TIR e a TMA, já que esta corresponde à remuneração desejada, previamente definida, ao investimento do capital.

2.2.4 Método do *Payback* Simples (PBS)

O tempo necessário para se obter o retorno do investimento de um projeto também pode ser empregado como critério para análise econômica. Para esse caso, têm-se o Método do *Payback Simples* que, segundo Diniz, Souza e Dalfior (2016), consiste na avaliação do período, iniciado na entrada do fluxo de caixa até o prazo de cobertura do investimento inicial, para determinar o tempo de retorno do dinheiro aplicado. Define-se essa técnica como o período de tempo necessário para a

proposta de projeto alcançar o equilíbrio, ou seja, gerar lucros suficientes para zerar o valor investido (QUIZA, 2011). Tal método é importante quando se deseja priorizar a escolha, dentre as alternativas, pelo menor tempo de retorno do capital inicialmente empregado, baseado na soma acumulada dos fluxos de caixa (AVILA, 2013).

Essa técnica tem o fluxo de caixa projetado sem a correção monetária dos valores (DINIZ; SOUZA; DALFIOR, 2016). A principal ponderação, portanto, acerca desse método é, segundo Assaf Neto e Lima (2009), a desconsideração do efeito do tempo sobre o capital, o que distorce o resultado calculado como uma previsão aproximada. O objetivo para essa abordagem na análise é obter o retorno do dinheiro investido no menor tempo possível, com a intenção de dispor do montante para outras possíveis aplicações (ÁVILA, 2013). O tempo devido para recuperar o investimento representa um grau de imobilização do capital que, segundo Ávila (2013), deseja-se o menor valor possível, já que o contrário aumenta o risco associado ao projeto.

2.2.5 Método do *Payback* Descontado (PBD)

O Método do *Payback Descontado* assemelha-se ao Método do *Payback* Simples, mas segundo Silva (2010), nesse reduz-se os pagamentos futuros conforme o custo do capital, já que o mesmo obtido no futuro terá menos valor que no período atual. Autores apontam para o uso desse método como forma de corrigir a falha indicada no anterior, a partir de procedimentos semelhantes de cálculo, porém transpondo o fluxo de caixa para o valor presente, conforme a taxa de desconto ou TMA definida (VILELA et al., 2013). A ideia para esse caso é medir o tempo necessário para que o investimento remunerado seja equilibrado, a partir da inclusão do custo de oportunidade do capital que a empresa dispõe (REZENDE, 2016). Esse valor pode ser calculado, segundo Samanez (2009), isolando-se o parâmetro n na Equação 3.

$$0 = \sum_{t=1}^n \left(\frac{FC_t}{(1+k)^t} \right) - FC_0 \quad (3)$$

Onde: n é o prazo para retorno do capital; t é o período avaliado na linha do tempo; FC_t é o valor do fluxo de caixa no período t avaliado [R\$]; k é a TIR [% ao período]; FC_0 é o investimento inicial [R\$].

2.2.6 Levelized Cost of Energy (LCOE)

O custo nivelado da eletricidade (*Levelized Cost of Energy*) pode ser definido como uma medida para comparar competitivamente diferentes tecnologias de geração de energia, já que representa o custo por MW/h gerado, considerado o investimento de construção e operação de uma aplicação, durante sua vida financeira e ciclo de trabalho assumidos (EIA, 2018). Segundo U. S. Department of Energy (2015), nesse método avaliam-se os custos durante a vida do projeto divididos pela produção de energia, por meio do cálculo do valor presente do custo de implantação e operação de uma planta energética, bem como permite a comparação entre projetos de geração com diferentes fontes, tamanhos, períodos de vida e custo de capital. Nota-se que os fatores citados devem ter sua importância considerada, hierarquicamente, conforme a tecnologia empregada, já que cada um depende primordialmente de alguns destes (EIA, 2018).

Conforme EIA (2018), também as características tecnológicas e específicas de cada região, que por sua vez podem variar temporalmente, refletem nos valores de LCOE. O LCOE pode também assumir o custo mínimo pelo qual a eletricidade deve ser vendida para que se atinja o ponto de equilíbrio durante a vida útil do projeto (LAI e CCULLOCH, 2016). Para a instalação de um sistema fotovoltaico, segundo Ramadham e Naseeb (2011), o conceito econômico essencial é que a energia produzida pelo mesmo, ao longo de sua vida útil, seja capaz de recuperar o seu custo investido. Os mesmos autores estabelecem uma forma de calcular o LCOE a partir da multiplicação de um fator de recuperação do capital (CRF – sigla em inglês para *Capital Recovery Factor*) pelo custo de instalação do sistema fotovoltaico, através da Equação 4.

$$CRF = \frac{(i * (1 + i)^n)}{[(1 + i)^n - 1]} \quad (4)$$

Onde: i é a taxa de juros considerada [% ao período]; n é o período para análise. Após a identificação do CRF pode-se obter o LCOE com a Equação 5.

$$\text{LCOE} = \frac{(\text{CI} * \text{CRF}) + \sum_n \text{CM}}{\sum_n \text{PT}} \quad (5)$$

Onde: CI é o custo de instalação do projeto [R\$]; CRF é o fator de recuperação do capital; n é o número de períodos para análise; CM é o custo de manutenção [R\$]; e PT é a produtividade total de energia [KWh].

Esse método, baseado no que diz Ueckerdt et al. (2013), auxilia na integração de fontes renováveis de geração de energia, além de poder ser útil no sentido de incentivar pesquisas para a obtenção de uma matriz energética diversificada e, portanto, de maior solidez e confiabilidade econômica.

2.2.7 Engenharia Econômica aplicada

Baseando-se na seção 2.1.5 e nos trabalhos apresentados nesta subseção 2.2.7, para comparação de alternativas de investimentos, os métodos mais comuns para análise são o *Payback*, o VPL e a TIR. Rigo (2017), a partir do estudo em trabalhos semelhantes, concluiu que o VPL e a TIR são os parâmetros mais utilizados para tais aplicações, o que justifica-se por comporem a base que serve como referência para as demais técnicas, como o PBD e PBS para estimativas relacionadas ao tempo. Além dos citados, o LCOE representa um método de significativa importância para investimentos de geração de energia elétrica, já que considera custos de capital, custos fixos e variáveis de operação e manutenção, e salienta para a importância de cada um desses fatores dentro da tecnologia desejada (EIA, 2018).

Para esse trabalho de conclusão de curso deseja-se investigar de forma detalhada o estimado fluxo de caixa do projeto, para que se obtenham valores confiáveis dos parâmetros citados e, logo, da análise referenciada em cada método. Portanto, definiram-se os Métodos do VPL, da TIR, do *Payback* Simples, do *Payback* Descontado e do *Levelized Cost of Energy* para comporem os cálculos e análises do presente trabalho.

3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

Nesta seção são abordados, em três subseções, os métodos referentes à execução da pesquisa. A primeira subseção apresenta o cenário no qual se realizou a pesquisa. A segunda detalha o método de pesquisa utilizado no presente trabalho. Por fim, a terceira expressa as etapas de pesquisa.

3.1 Cenário

Como destacado anteriormente, para um projeto que envolve a geração fotovoltaica de energia, o fator geográfico é de extrema importância, já que influi não só nas taxas de incidência solar, como também no campo tarifário para segmentos do setor elétrico. Sendo assim, define-se a FuelTech como a empresa escolhida para a realização deste estudo. O prédio ocupado pela empresa tem sua fachada apresentada na Figura 6. Trata-se de uma empresa genuinamente brasileira, fundada no ano de 2003 e estabelecida na cidade de Porto Alegre, no estado do Rio Grande do Sul.

Figura 6 - Prédio da empresa FuelTech



Fonte: Google Maps (2017).

Inicialmente deve-se definir o porte da empresa, já que esse é um fator determinante no que se refere, segundo a Lei Complementar 123/2006 (BRASIL, 2006), à apuração e o recolhimento dos impostos, cumprimento de obrigações trabalhistas e previdenciárias, acesso a crédito e ao mercado, além do cadastro nacional único de contribuintes. Conforme a mesma lei classificam-se as empresas de acordo com seu faturamento anual, considerada microempresa (ME) aquela com faturamento igual ou inferior a R\$ 360.000,00 ao ano, empresa de pequeno porte (EPP) aquela com faturamento anual igual ou inferior R\$ 4.800.000,00. O faturamento anual da empresa em questão é de aproximadamente R\$ 20.000.000,00 e, portanto, não é classificada conforme a mesma lei. Porém, segundo o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (2018), empresas com faturamento operacional anual maior que R\$ 4.800.000,00 e menor ou igual a R\$ 300.000.000,00, são classificadas como de médio porte. O porte da empresa também é classificado junto à Fundação das Indústrias do Rio Grande do Sul (FIERGS) e, assim como na classificação anterior, é de médio porte.

Outro modelo de classificação, segundo o SEBRAE (2013) e publicado no anuário do trabalho na micro e pequena empresa, define o porte das organizações pelo número de pessoas ocupadas e o setor de atividade econômica, este dividido em indústria ou comércio e serviços. A empresa em questão está declarada como indústria, o que, por sua vez, limita as pequenas empresas entre 20 e 99 pessoas ocupadas. No presente caso, 70 pessoas trabalham na empresa que, então, por este critério é definida como pequena empresa.

Porto Alegre, cidade sede da empresa em estudo, possui aproximadamente 1.409.351 habitantes (IBGE, 2010) e faz parte da mesorregião Metropolitana de Porto Alegre, esta responsável por ser a maior consumidora industrial de energia elétrica no Rio Grande do Sul, com média de 2.339.965 MWh de consumo entre os anos de 1991 e 2010 (FURTADO et. al, 2015). Como principal companhia de distribuição de energia elétrica, a capital do estado possui a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), pertencente ao Grupo CEEE e que realiza concessão para 72 municípios gaúchos, que em termos populacionais significam 4,8 milhões de pessoas, ou um terço do total do estado, distribuídas entre 1,6 milhão de unidades consumidoras (Companhia Estadual de Energia Elétrica, 2015).

Para complementar a análise geográfica buscou-se estimar os principais parâmetros climáticos da região envolvida com o auxílio do *software* RETScreen, que os determina conforme dados da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), adquiridos de instalações já existentes na cidade de Porto Alegre. Nesse caso, dois pontos de referência são considerados interessantes, já que estão distantes, respectivamente, 2 e 3 quilômetros do ponto de instalação, conforme mostra a Figura 7.

Figura 7 - Mapa dos pontos de referência do *software* RETScreen e de instalação



Fonte: Adaptado de Google Maps (2018).

No Quadro 1 são expostos dados de coordenadas geográficas, zona climática e elevação estabelecidas para cada ponto de referência.

Quadro 1 - Dados de localização e climáticos dos pontos de referência

	Dados		Unidade
Ponto de Referência	1	2	
Latitude	-30,02	-30,00	°N
Longitude	-51,22	-51,18	°E
Zona climática	3ª – Quente – Úmido	2ª – Quente – Úmido	
Elevação	47	3	Metros

Fonte: RETScreen (2018).

A partir desses pontos, o *software* também afere outros dados importantes, como temperatura do ar (°C) e radiação solar diária horizontal (kWh/m²/dia), divididos entre os meses do ano. Como o ponto de instalação está aproximadamente equidistante dos pontos de referência, que por sua vez estão concebidos em duas zonas climáticas distintas, calcularam-se as médias aritméticas simples desses dados coletados, expostas juntamente com os dados base, no Quadro 2.

Quadro 2 - Dados de temperatura do ar e radiação solar diária horizontal

Mês	Ponto de Referência 1		Ponto de Referência 2		Média	
	Temperatura do Ar (°C)	Radiação solar diária – horizontal (kWh/m ² /dia)	Temperatura do Ar (°C)	Radiação solar diária – horizontal (kWh/m ² /dia)	Temperatura do Ar (°C)	Radiação solar diária – horizontal (kWh/m ² /dia)
Janeiro	24,7	5,97	24,9	6,02	24,8	5,995
Fevereiro	24,3	5,5	24,6	5,41	24,45	5,455
Março	23	4,67	23,6	4,78	23,3	4,725
Abril	20,2	3,86	20,7	3,62	20,45	3,74
Maio	17,1	2,92	17,1	3,05	17,1	2,985
Junho	14,8	2,42	14,9	2,47	14,85	2,445
Julho	14,3	2,83	14,3	2,68	14,3	2,755
Agosto	15,1	3,33	15,7	3,42	15,4	3,375
Setembro	16,5	4,08	17	4,01	16,75	4,045
Outubro	18,6	5,25	20	4,92	19,3	5,085
Novembro	21	6,03	21,8	5,94	21,4	5,985
Dezembro	23,6	6,5	23,6	6,32	23,6	6,41
Média Anual	19,4	4,44	19,8	4,38	19,6	4,41

Fonte: RETScreen (2018) e Autor.

Visando obter uma maior confiabilidade dos parâmetros adquiridos, compararam-se esses com dados do programa SunData, destinado ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. O programa é atualizado segundo a base de dados de radiação solar, referenciados com imagens de satélite, disponibilizada na segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (CRESESB, 2018). Tais dados são expostos no Quadro 3, que mostra relativa proximidade com os valores encontrados pelo *software* RETScreen, o que por sua vez garante a conformidade dos dados calculados anteriormente. Atenta-se

para o fato de que o ponto de coleta de dados mais próximo disponibilizado pelo programa está distante 4,8 quilômetros do ponto de instalação.

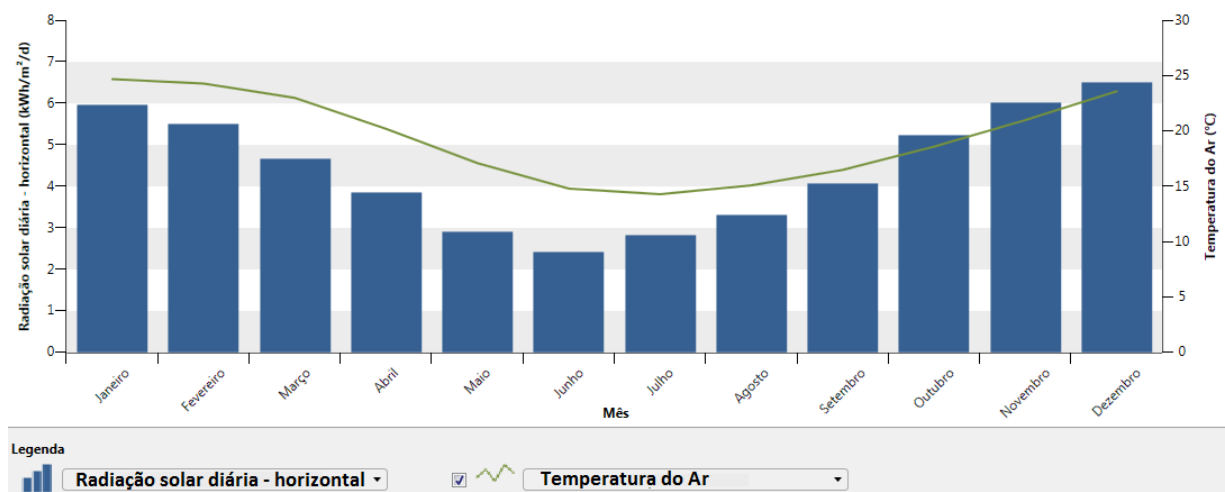
Quadro 3 – Dados de radiação solar média horizontal mensal

Estação	Cidade	UF	País	Latitude	Longitude	Dist.						
POA	Porto Alegre	RS	Brasil	30° S	51,25° O	4,8 km						
Irradiação solar diária média [kWh/m ² /dia]												
Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Média
6,45	5,86	4,85	3,82	2,78	2,31	2,52	3,19	3,6	4,82	6,25	6,72	4,43

Fonte: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. (2018).

Para possibilitar um melhor entendimento acerca da distribuição desses dados ao longo do ano, mostra-se a Figura 8, que relaciona as variáveis de radiação solar diária horizontal com a temperatura do ar, coletados no ponto de referência 1.

Figura 8 – Gráfico das médias mensais de radiação solar e temperatura média



Fonte: RETScreen (2018).

Para concluir a determinação do cenário, também é importante quantificar e compreender a tendência do consumo de energia elétrica correspondentes ao prédio ocupado pela empresa. Para isso, analisam-se as faturas eletrônicas, geradas pela CEEE e disponibilizadas pela empresa, correspondentes ao mesmo período de

agosto de 2017 até julho de 2018, ou seja, no total de um ano. O Quadro 4 mostra os consumos de energia elétrica para os meses relatados. Esses dados são importantes para, além de dar noção da capacidade do sistema a ser analisado, definir a utilidade desta análise para outras empresas ou instituições que possuam características de consumo semelhantes.

Quadro 4 – Dados de radiação solar média horizontal mensal

Consumo total mensal	
Mês/Ano	Consumo (kWh)
Agosto/2017	2600
Setembro/2017	3320
Outubro/2017	3240
Novembro/2017	3560
Dezembro/2017	3480
Janeiro/2018	3540
Fevereiro/2018	4037
Março/2018	3595
Abril/2018	3551
Mai/2018	3276
Junho/2018	2958
Julho/2018	2754

Fonte: Autor (2018).

3.2 Classificação da pesquisa

Para definir o significado de pesquisa de uma forma bastante simples, essa pode ser definida como a procura por respostas para indagações propostas (SILVA e MENEZES, 2005). Para Gil (2002), pesquisa pode ser definida como um procedimento racional e sistemático que objetiva propiciar soluções aos problemas apresentados. A pesquisa, portanto, faz-se necessária quando as informações dispostas são insuficientes para a resolução do problema, ou quando as informações estão em desordem, impossibilitando a relação adequada ao problema (GIL, 2002).

A classificação entre os tipos de pesquisa, segundo Buschle (2014), torna-se possível a partir da determinação de um critério. Os modelos clássicos para classificar as pesquisas são apresentados como: do ponto de vista de seus objetivos, sua natureza, forma de abordagem do problema e procedimentos técnicos (SILVA e MENEZES, 2005).

Com relação ao seu objetivo, essa pesquisa pode ser classificada como descritiva, já que visa obter uma descrição das características de um fenômeno, bem como estabelecer relação entre suas variáveis (GIL, 2002). Do ponto de vista de sua natureza, é uma pesquisa aplicada, pois tem por objetivo proporcionar conhecimento para uma aplicação prática e, no caso, um problema específico, (PRODANOV e FREITAS, 2013). Quanto à forma de abordagem do problema, pesquisa quantitativa, já que define as informações em valores quantificáveis, ou seja, traduzíveis em números para posterior análise (SILVA e MENEZES, 2005). Já com relação aos procedimentos técnicos, adotando a classificação apresentada em Miguel (2012), pode-se classificar esta pesquisa como modelagem e simulação, pois envolve um modelo experimental para representar um sistema real, que determina, por meio de relações simultâneas das variáveis definidas, como as modificações propostas influenciam nesse sistema. Além das classificações apresentadas, outro critério importante para complementar a classificação é o método, pelo qual define-se este trabalho como pesquisa axiomática quantitativa, pois são analisadas as variáveis afim de servirem como referência para entender o desempenho dos outros parâmetros que influenciam no modelo (MIGUEL, 2012).

3.3 Etapas da pesquisa

O presente trabalho de conclusão de curso é dividido em 5 seções principais, algumas subdivididas de forma a buscar a melhor organização para o entendimento do texto, conforme exposto no Quadro 5.

A primeira etapa consistiu na introdução, na qual foram definidos o tema, o problema da pesquisa, as justificativas que demonstram a importância desse estudo, bem como seus objetivos geral e específicos. O referencial teórico, realizado na sequência, teve como intuito, além de conceituar as informações técnicas importantes para a compreensão do estudo, analisar como outros trabalhos

abordam problemas semelhantes, de forma a apresentar alternativas para o entendimento e soluções propostas ao problema deste trabalho.

Buscas por trabalhos cinéticos em diferentes portais digitais foram realizadas para desenvolver o referencial teórico. A procura foi limitada por trabalhos com semelhança ao tema e aos objetivos desta pesquisa. Nessa etapa foram obtidos e efetivamente utilizados 17 artigos que tratam diretamente sobre sistemas fotovoltaicos, além de 3 trabalhos de graduação. Para a introdução ao tema de energia solar, outros 4 artigos, 2 estudos técnicos e 2 monografias de pós-graduação foram utilizados. Além destes, 5 livros também auxiliaram na complementação dos temas.

Quadro 5 - Estrutura do trabalho

Título	Subtítulo
1. INTRODUÇÃO	1.1 – Definição do tema e do problema de pesquisa
	1.2 – Justificativas
	1.3 – Objetivos
	1.4 – Estrutura do trabalho
2. REFERENCIAL TEÓRICO	2.1 – Sistemas Fotovoltaicos
	2.2 – Engenharia Econômica
	2.3 – Engenharia Econômica aplicada
3. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	3.1 – Cenário
	3.2 – Classificação da pesquisa
	3.3 – Etapas da pesquisa
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	4.1 – Coleta de dados
	4.2 – Viabilidade Econômica
	4.3 – Método LCOE
	4.4 – Análise dos resultados
5. CONCLUSÃO	

Fonte: Autor (2018).

Posteriormente desenvolveu-se a terceira seção, onde foi definido o cenário no qual esse trabalho está inserido, além de classificar a pesquisa e expor as etapas que a compõem.

Na quarta seção, conforme as referências consultadas, foram utilizados os seguintes parâmetros para realizar os cálculos da viabilidade econômica para o presente projeto: custo de aquisição de sistemas fotovoltaicos, custos de manutenção e operação, depreciação dos equipamentos, taxa mínima de atratividade, correção monetária e custos de energia.

Os custos de aquisição dos módulos fotovoltaicos, bem como os custos do restante dos equipamentos necessários para a montagem do sistema, foram obtidos a partir de orçamentos feitos em uma empresa do setor na cidade de Santa Maria. A partir da mesma empresa consultada, também se determinam as vidas úteis desses equipamentos e quais os custos gerados pelas suas manutenções e operações. A partir da vida útil de cada um, calculou-se a depreciação dos mesmos a partir do método linear, considerado o mais simples e o mais utilizado, já que atribui uma taxa igual de depreciação para todos os períodos (DICIONÁRIO FINANCEIRO, 2018).

A TMA utilizada nos cálculos foi informada pela empresa cenário deste estudo, definida em 2,0% ao mês. Já para determinar a inflação empregada, analisou-se a taxa média anual dos últimos 10 anos, a partir de dados da Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018), com o valor corrigido pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), calculado pelo IBGE.

O custo tarifário da geração de energia elétrica foi obtido através das faturas de energia elétrica cedidas pela empresa cenário deste estudo. Tais documentos, conforme já exposto, também são importantes para quantificar o potencial necessário de geração do sistema analisado.

Os dados de incidência solar relacionados à localidade da empresa foram determinados através do *software* RETScreen, que apresenta dados da NASA para instalações já existentes, e foram posteriormente comparados com dados do programa SunData para garantir sua confiabilidade.

Para o desenvolvimento de uma análise mais ampla, ou seja, na qual consideraram-se mais de uma opção de investimento, diferentes contextos tarifários e Taxas de Mínimas de Atratividade foram utilizados para modelar 24 cenários. Foi realizada a combinação do potencial de geração de energia elétrica do sistema (mínimo e máximo), com a TMA (1,0%, 2,0% e 3,0% ao mês) e, com a relação das quatro bandeiras tarifárias (verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2).

Realizada a determinação de todas as informações necessárias, iniciam-se as aplicações dos métodos de Engenharia Econômica para analisar a viabilidade econômica dos investimentos. Para obter tal desenvolvimento, utilizam-se os seguintes métodos: VPL, TIR, *Payback* Simples e *Payback* Descontado, com o auxílio do *software* Microsoft Excel, e sequentemente relacionados com o método do LCOE. Por último, os dados foram organizados e analisados.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta etapa, dividida em quatro subseções, são abordados os dados e os resultados das análises realizadas. A primeira subseção expõe a coleta dos dados e como estes foram organizados para a aplicação dos métodos de análise. A segunda subseção apresenta os resultados dos métodos de engenharia econômica, previamente definidos, que na terceira subseção, serão relacionados ao método LCOE. Na última subseção, são analisados os significados práticos de tais resultados e quais seus impactos para a realidade de demanda de energia elétrica da empresa.

4.1 Coleta de dados

Para a formulação dos resultados e a análise do investimento, cumpriu-se inicialmente a fase de coleta de dados. Esse desenvolvimento está dividido e apresentado em quatro partes: consumo de energia elétrica na empresa; custo correspondente à tarifa; dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos para atender às demandas dos cenários propostos e; apresentação das taxas de juros e de correção monetária, adotadas para estabelecer os rendimentos dos investimentos.

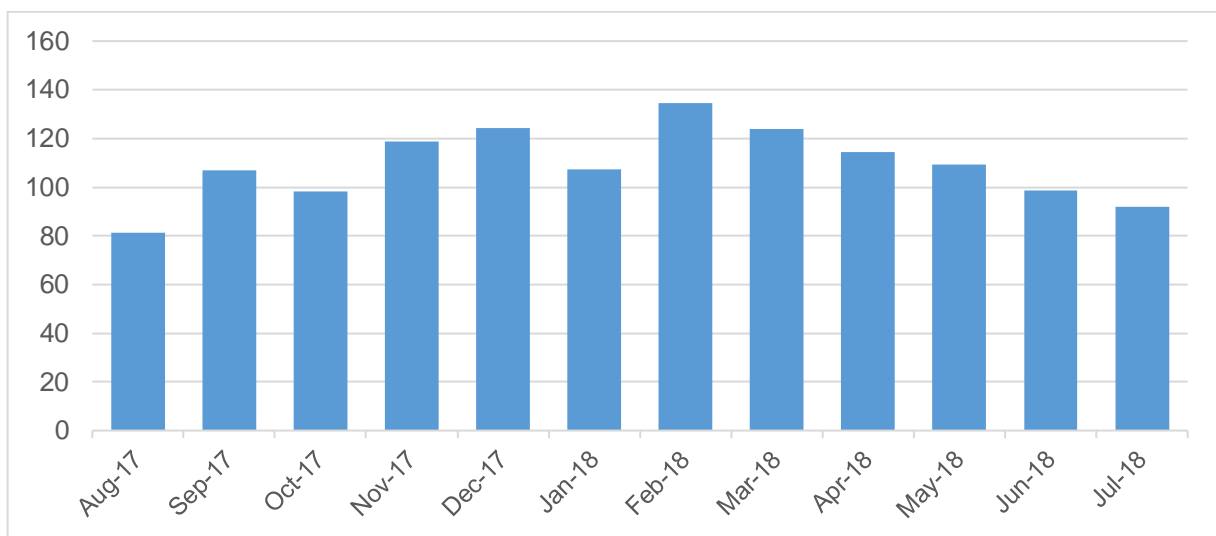
4.1.1 Consumo de energia elétrica

Com o objetivo de determinar o consumo de energia elétrica no prédio da empresa, realizou-se uma análise das tarifas de energia. Isso para que, posteriormente, fossem dimensionados tecnicamente os modelos de sistemas fotovoltaicos comerciais adequados para suprir esta demanda. Os dados foram obtidos nos documentos da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), onde ficam especificados os consumos da empresa. Assim, os consumos médios diários de cada mês, foram organizados no gráfico da Figura 9.

O gráfico auxilia na identificação do consumo médio diário no decorrer do ano, no qual se notam parâmetros importantes para a definição da capacidade do sistema, como consumo mínimo, máximo e médio de energia elétrica. Nesse período, o consumo mínimo diário, foi de 81,25 kWh, registrado em agosto de 2017,

seguido pelo mês de julho de 2018, com 91,8 kWh. Já o consumo máximo foi constatado no mês de fevereiro de 2018, com média de 134,57 kWh diários. Observa-se também uma queda pontual do consumo no mês de janeiro de 2018, no qual a empresa estabelece período de férias a um maior número de colaboradores. Por fim, calculou-se o consumo médio diário igual a 109,12 kWh no período analisado. Este dado foi a base para que o dimensionamento técnico do sistema fotovoltaico esteja completamente de acordo com os parâmetros de consumo verificados.

Figura 9 - Consumo médio diário de energia elétrica



Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

4.1.2 Tarifa de energia elétrica

O custo tarifário da energia elétrica, bem como suas mudanças ao longo dos últimos anos, são fatores importantes na análise econômica desse tipo de projeto de investimento. Para obtê-los, através das faturas eletrônicas emitidas pela CEEE e fornecidas pela empresa, verificou-se inicialmente que a tarifa está enquadrada no subgrupo B3, classe Comercial. Esse subgrupo, conforme definido na Resolução Normativa número 414/2010 (ANEEL, 2010), é pertencente ao Grupo B e composto por unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV. Com isso, e após uma consulta ao relatório de Tarifas e Custos dos Serviços (Companhia Estadual de Energia Elétrica, 2018), pôde-se definir os custos unitários da energia,

em R\$/kWh, nas modalidades de tarifa convencional e horária branca, na qual os horários dividem-se em: de ponta; intermediário e; fora de ponta. Para estas tarifas, apresentadas na Tabela 1, não estão incluídas as alíquotas de ICMS, PIS/COFINS e os custos adicionais compensados através das bandeiras.

Tabela 1 - Tarifa de energia elétrica em R\$/kWh

Modalidade	1. Convencional	2. Horária Branca		
		2.1. Ponta	2.2. Intermediário	2.3. Fora Ponta
Tarifa	R\$ 0,5476	R\$ 1,03675	R\$ 0,67222	R\$ 0,48452

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

Conforme o mesmo documento consultado, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), define o segmento dos horários na modalidade horária branca, conforme a hora inicial e a hora final do período de consumo, sendo esses definidos conforme apresentado no Quadro 6.

Quadro 6 - Segmentos de horários de consumo

Hora de início	Hora de final	Segmento horário
00:00	16:59	Fora Ponta
17:00	17:59	Intermediário
18:00	20:59	Ponta
21:00	21:59	Intermediário
22:00	23:59	Fora Ponta

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

A partir das tarifas apresentadas, incluem-se os valores de tributos e bandeiras tarifárias para o cálculo do preço final da energia elétrica. Os tributos consistem nos valores de ICMS e de PIS/COFINS, acrescidos conforme alíquota vigente, determinada no mesmo relatório pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), como 30% para o ICMS. Já a alíquota de PIS/COFINS, que possui seus percentuais variáveis mensalmente pelo efeito dos créditos dos programas,

está apresentada em separado na fatura de energia elétrica (Companhia Estadual de Energia Elétrica, 2016) e tem seus valores dos últimos seis meses apresentados na Tabela 2. Os valores desses tributos estão explicados para entendimento da composição da fatura, pois as tarifas utilizadas como referência para o desenvolvimento dos cálculos, apresentadas na Figura 10, já possuem os tributos inclusos no seu valor final.

Tabela 2 - Alíquotas PIS/COFINS

Mês/Ano	Dez./18	Nov./18	Out./18	Set./18	Ago./18	Jul./18
% (PIS + COFINS)	2,6188	4,1972	4,1478	5,3480	2,9029	4,3658

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

Por último, incluem-se os valores das bandeiras tarifárias, acréscimo relacionado à condição de geração de eletricidade, que pode ou não ser repassada ao consumidor final. Esse sistema está em vigor desde o ano de 2015 e é representado por três cores de bandeiras: verde, amarela e vermelha (composta pelos patamares 1 e 2), referência ao semáforo de trânsito, que indicam se há ou não esse incremento no valor da energia (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015). As variáveis que definem a cor da bandeira a ser acionada no período são o risco hidrológico e o preço da energia no mercado de curto prazo (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018). Os valores acrescidos relacionados a cada bandeira, também dispostos no relatório de Tarifas e Custos dos Serviços da Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), estão apresentados no Quadro 7.

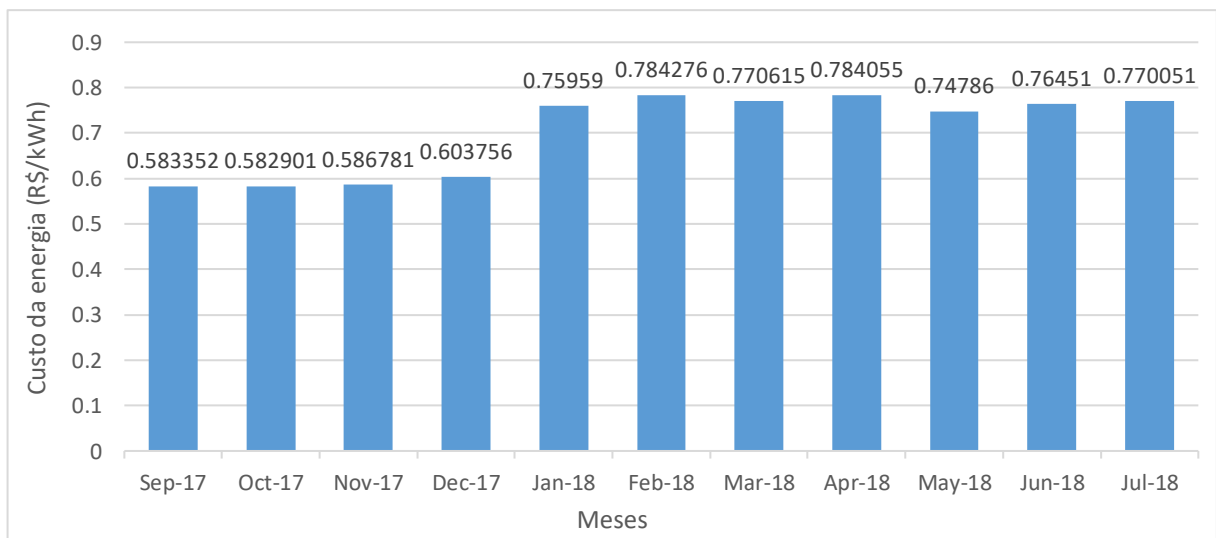
Quadro 7 - Bandeiras tarifárias de energia elétrica

Bandeira	Condições	Custo
Verde	Favoráveis para geração de energia	Sem acréscimo na tarifa
Amarela	Menos favoráveis para geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,010 por kWh
Vermelha patamar 1	Mais custosas de geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,030 por kWh
Vermelha patamar 2	Ainda mais custosas de geração de energia	Acréscimo de R\$ 0,050 por kWh

Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

Nas faturas eletrônicas emitidas pela CEEE, e consultadas para a coleta de dados para este trabalho, também estão disponíveis os preços unitários da energia elétrica cobrados em cada mês, já inclusos os fatores tributários que compõe a fatura, com a exclusão da bandeira. Esses dados são apresentados no gráfico da Figura 10, com referência entre o período de setembro de 2017 e julho de 2018.

Figura 10 - Preço mensal de energia elétrica em R\$/kWh



Fonte: Adaptado de Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018).

A partir dos dados coletados e apresentados nesta subseção pôde-se estimar a variação do preço cobrado ao longo do tempo e definir quais são os valores a serem utilizados para os cálculos de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos.

4.1.3 Dimensionamento técnico dos sistemas fotovoltaicos

Conforme já exposto, dados de consumo energético do prédio ocupado pela empresa foram coletados para servirem como referência para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos neste trabalho. A análise técnica nessa etapa tem início na determinação do local de instalação dos painéis. Foram avaliadas possibilidades de instalação em superfícies cobertas, como o telhado do prédio, ou ausentes de estrutura, como o solo.

Conforme informado por uma empresa fornecedora de sistemas fotovoltaicos (empresa de onde se coletou dados e informações), as instalações em locais ausentes de estrutura são acrescidas pelo valor da instalação de suportes para os painéis. Nesse contexto, a empresa onde se quer instalar os painéis apresenta um cenário favorável para a instalação dos painéis no telhado. Isto porque é o único espaço próximo, de propriedade da empresa, disponível para tal projeto e que representa a alternativa mais viável tecnicamente dentre as apresentadas. Então, foi definido o telhado da empresa, feito de zinco, como a superfície a receber as possíveis instalações fotovoltaicas.

Com os dados da demanda e do local de instalação, dimensionaram-se duas propostas baseadas em sistemas fotovoltaicos comerciais. Este dimensionamento ocorreu em parceria com uma empresa, situada na cidade de Santa Maria, que realiza a instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Visto a variação de consumo mensal de energia elétrica ao longo do ano, os projetos propostos baseiam-se na média mensal de consumo, de aproximadamente 3.326 kWh/mês. O primeiro projeto busca contemplar aproximadamente a demanda mínima, que é apresentada principalmente nos meses de inverno, e consiste em aproximadamente 75% da média mensal ao longo do ano. O segundo busca atender aproximadamente 125% da demanda mensal, já que garante essa geração quando, nos meses de verão, esse valor quase é alcançado, além de considerar possíveis ampliações na instalação da empresa.

O sistema de menor capacidade é constituído por 72 módulos fotovoltaicos que produzem 23,76 kWp de potência nominal e média de geração de 2.592 kWh ao mês, possuindo um custo de instalação definido em R\$ 92.664,00. Já o de maior capacidade é constituído por 120 módulos que produzem 39,6 kWp de potência nominal e média de 4.320 kWh mensais, apresentando o custo de R\$ 124.640,00. Cada módulo fotovoltaico utilizado para compor ambos os sistemas apresenta, conforme especificações técnicas da fabricante Seraphim Solar USA Manufacturing (2017), potência máxima de 330 W, relacionada à eficiência de geração de 17,01%, com dimensões externas de 1956 por 992 milímetros e espessura de 50 milímetros. Para complementar os sistemas, para o de menor capacidade é sugerida a utilização de um inversor com potência de 25 kW, frente a um de 30 kW para o de maior capacidade. Também são utilizados 4 módulos de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS) em ambos os sistemas.

Os 72 módulos fotovoltaicos que compõem o sistema de menor capacidade correspondem a uma área total de 139,71 metros quadrados. Já o sistema de maior capacidade, com 120 módulos, corresponde a uma área total de 232,84 metros quadrados. Para confirmar a possibilidade de instalação dos sistemas no telhado da empresa, foi disponibilizada a planta baixa do prédio, pela qual se calculou a área do telhado em aproximadamente 324,75 metros quadrados disponíveis para a instalação. Ou seja, área suficiente para instalar qualquer um dos dois sistemas.

Com o dimensionamento técnico desses sistemas, também se pode estimar os custos de manutenção apresentados por cada um deles, já que esse representa um importante parâmetro para conservação da eficiência dos sistemas fotovoltaicos. As necessidades de manutenção relacionadas aos sistemas são a limpeza das placas, a troca dos módulos DPS e a troca do inversor.

A limpeza das placas consiste na remoção da poeira acumulada sobre as mesmas e é feita de forma simples, com água e sabão nas partes externas. Esta manutenção precisa ser realizada a cada semestre, e tem o seu custo proporcional à quantidade de placas instaladas. Cada módulo DPS possui custo aproximado de R\$ 200,00 e precisam ser trocados, aproximadamente, a cada 5 anos, sempre que descargas elétricas e sobretensões atinjam a rede elétrica, sendo neutralizadas por tais dispositivos. Essa frequência é estimada pela empresa conforme dados históricos da prestação desses serviços, e depende da média de surtos atmosféricos e anormalidades da rede.

O último parâmetro analisado representa os maiores custos, relacionados aos inversores. Este dispositivo é utilizado para modificar a corrente contínua para alternada. Segundo a empresa, o custo de cada inversor de 25 kW é de R\$ 24.500,00 e de 30 kW é de R\$ 28.000,00, e ambos devem ser trocados a cada período de 10 anos de utilização. A partir das informações de custo e frequência relacionadas à manutenção, pôde-se elaborar o Quadro 8.

É possível observar que o custo da troca do inversor representa um gasto pontual elevado com relação às outras atividades de manutenção. A limpeza das placas também confere elevado custo de manutenção ao longo do tempo, já que deve ser realizada com maior frequência. Para a prática dos cálculos neste trabalho, todos foram considerados como gastos pontuais nos períodos nos quais suas manutenções ou substituições são recomendadas pela empresa consultada.

Quadro 8 - Parâmetros de manutenção dos sistemas fotovoltaicos

Manutenção	Frequência (em anos)	Custo unitário por manutenção	
		Sistema de 23,76 kWp	Sistema de 39,6 kWp
Limpeza das placas	0,5	R\$ 1.400,00	R\$ 2.333,33
Troca do DPS	5	R\$ 800,00	R\$ 800,00
Troca do inversor	10	R\$ 24.500,00	R\$ 28.000,00

Fonte: Autor (2018).

4.1.4 Taxa mínima de atratividade e correção monetária

Nesta última etapa de coleta de dados foram obtidas a TMA e a correção monetária para os cálculos de viabilidade econômica. Conforme informado pela empresa FuelTech, a TMA genérica adotada pela empresa é de 2,00% ao mês.

A determinação da correção monetária foi realizada a partir de um período de 10 anos, entre os anos de 2008 e 2017. Para obter os dados da inflação anual nesse período utilizou-se a Calculadora do Cidadão (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2018), com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPC-A) do IBGE como índice para a correção monetária. Os dados coletados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Histórico da inflação pelo o IPC-A

Ano	Inflação pelo IPC-A (ao ano)
2017	2,9473%
2016	6,2881%
2015	10,6735%
2014	6,4076%
2013	5,9108%
2012	5,8386%
2011	6,5031%
2010	5,9091%
2009	4,3120%
2008	5,9023%

Fonte: Adaptado de Banco Central do Brasil (2018).

Com estes dados calculou-se a inflação total aproximada de 79,9847% entre os anos de 2008 e 2017. Para se chegar à inflação média anual correspondente ao período, utilizou-se a Equação 6, referente a Taxa de Juros Equivalente (BLANK; TARQUIN, 2012).

$$i_a = (1 + i)^m - 1 \quad (6)$$

Onde: i_a é a taxa de juros equivalente [% ao período]; i é a taxa de custo capital [% ao período]; m é o período de retorno. Aplicada esta equação, obteve-se como resultado a taxa média da inflação de 6,0529% ao ano.

4.2 Viabilidade econômica

Com os sistemas fotovoltaicos dimensionados, puderam-se encaminhar os cálculos de viabilidade econômica. Para isso, foi considerado o valor total do investimento, os custos de manutenção, os preços das bandeiras tarifárias, a correção monetária e a TMA. Neste trabalho, para ampliar as situações analisadas, decidiu-se por contemplar adicionalmente a TMA de 1,00% ao mês e a TMA de 3,00% ao mês nas análises.

Com isso, foi possível modelar os cenários de cálculo. Os parâmetros determinantes de cada cenário são apresentados no Quadro 9.

Quadro 9 - Cenários modelados e seus parâmetros

Bandeira	Sistema de 23,76 kWp			Sistema de 34,6 kWp		
Verde	1	5	9	13	17	21
Amarela	2	6	10	14	18	22
Vermelha I	3	7	11	15	19	23
Vermelha II	4	8	12	16	20	24
TMA (ao mês)	1,00%	2,00%	3,00%	1,00%	2,00%	3,00%

Fonte: Autor (2018).

A análise de viabilidade econômica do projeto de investimento tem início na obtenção dos dados e posterior tratamento dos mesmos, conforme os cenários apresentados. Os cálculos, com base nas equações correspondentes de cada método de análise, foram realizados com a utilização do software de edição de planilhas Microsoft Office Excel. Para a aplicação desses métodos de análise foram construídos fluxos de caixa para cada cenário.

Foram considerados, portanto, todos os dados coletados na construção dos fluxos de caixa, como por exemplo, a TMA. Como já exposto, a TMA foi informada pela empresa e variada em 1,0%, para mais e para menos, para composição dos cenários e ampliação da análise. Os custos de instalação e manutenção foram obtidos por consulta na empresa que comercializa os sistemas fotovoltaicos. Depois, esta média mensal foi multiplicada pela tarifa de energia elétrica, para se obter o retorno financeiro de cada sistema ao período e, conforme cada cenário, acrescentado o valor da bandeira tarifária. Todos os custos periódicos, sejam tarifários ou de manutenção e aquisição de equipamentos, foram corrigidos conforme a taxa de juros anual equivalente referenciada pelos valores da inflação média nos últimos 10 anos.

A partir da combinação de todos esses dados na forma de fluxos de caixa, foi possível a aplicação dos métodos de Engenharia Econômica, a relembrar: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno, *Payback* Simples e *Payback* Descontado. Além disso, calculou-se o *Levelized Cost of Energy*. Os resultados correspondentes a cada método foram analisados de maneira individual ou em conjunto. Tal apresentação será dividida e ordenada conforme as bandeiras vigentes, pois assim reduz-se a quantidade de dados em cada tabela, o que facilita a visualização e permite a comparação entre produtos da mesma realidade tarifária.

Os resultados de VPL, TIR, PBS, PBD e LCOE atrelados aos cenários 1, 5, 9, 13, 17 e 21 são apresentados na Tabela 4, todos considerando a bandeira verde como parâmetro tarifário, ou seja, sem o acréscimo no custo unitário. Como exemplo dos cálculos realizados, expõe-se no apêndice A uma parte da planilha utilizada neste trabalho. Para o cálculo do VPL, da TIR e do LCOE foi considerado um período de 300 meses, definido pela empresa referência como tempo de vida útil dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela 4 - Resultados com relação à bandeira verde

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1%	1	173.104,27	2,36%	47	63
	2%	5	20.838,96	2,36%	47	107
	3%	9	- 23.256,04	2,36%	47	VPL < 0
39,6 kWp	1%	13	313.993,82	2,65%	43	53
	2%	17	56.067,68	2,65%	43	80
	3%	21	- 18.470,66	2,65%	43	VPL < 0

Fonte: Autor (2018).

Conforme se pode observar na Tabela 4, a partir dos resultados positivos de VPL, os cenários 1, 5, 13 e 17 são considerados viáveis economicamente e apenas os cenários 9 e 21 não viáveis. Isso confirma-se no cálculo do PBD, no qual os projetos viáveis apresentam retorno em diferentes períodos, que variam entre prazos razoáveis, como de 53 meses (4 anos e 5 meses) no cenário 13, até mais longos, de 107 meses (8 anos e 11 meses). Nos cenários não viáveis, logo, não há um período de retorno dentro dos 300 meses de análise.

Nota-se que para um estudo mais raso, no qual o PBS pode ser considerado suficiente, todos os projetos mostram-se viáveis, em desacordo com os outros métodos, já que nesses os valores de fluxo de caixa são sempre traduzidos para o valor presente sem considerar a TMA da empresa. Para os projetos considerados inviáveis economicamente, a TMA mostrou-se um fator determinante que, quando utilizada em 1,0% ou 2,0% ao mês, atuou para a viabilidade dos cenários. Porém, se considerada maior, em 3,0% ao mês, influenciou de forma negativa para a viabilidade econômica dos projetos.

A bandeira verde, considerada para o cálculo dos resultados apresentados na Tabela 4, configura a situação mais desfavorável para a instalação de sistemas fotovoltaicos, visto que considera o menor preço possível a ser pago na tarifa de energia elétrica. Nesse contexto, parte-se para os cenários que consideram a bandeira amarela como vigente no período analisado. A Tabela 5 traz os resultados para os cenários 2, 6, 10, 14, 18 e 22.

Tabela 5 - Resultados com relação à bandeira amarela

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1%	2	175.565,29	2,38%	47	62
	2%	6	22.131,55	2,38%	47	104
	3%	10	- 22.392,16	2,38%	47	VPL < 0
39,6 kWp	1%	14	318.095,51	2,68%	41	53
	2%	18	58.222,00	2,68%	41	79
	3%	22	- 17.030,86	2,68%	41	VPL < 0

Fonte: Autor (2018).

Para a bandeira amarela, que conta com um acréscimo de R\$ 0,01 por kWh consumido, os resultados são semelhantes aos expostos na Tabela 4, já que esse valor de acréscimo é pequeno. Novamente, a TMA foi o fator determinante para a viabilidade econômica dos projetos, sendo viáveis os cenários 2, 6, 14 e 18, nos quais a TMA utilizada foi de 1,0% e 2,0% ao mês. Para a TMA de 3,0% ao mês, ambos os projetos são considerados não viáveis economicamente, já que apresentam VPL negativo para o período considerado. Os períodos de PBD para os projetos viáveis variam entre 53 meses (4 anos e 5 meses) no cenário 2, até 104 meses (8 anos e 8 meses) no cenário 6, ambos considerados prazos razoáveis de retorno frente a dimensão do projeto.

A próxima etapa apresentada refere-se aos cenários compostos pela bandeira vermelha patamar I que, para a vigência, é diferenciada do patamar II pelas condições hidrológicas. Os resultados dos métodos de análise para os cenários 3, 7, 11, 15, 19 e 23, submetidos à bandeira vermelha patamar I, são apresentados na Tabela 6.

Nesse caso, o acréscimo atrelado à bandeira vermelha patamar I é de R\$ 0,03 por kWh gerado, o que influencia de forma positiva nos resultados quando comparados aos das bandeiras verde e amarela. Pode-se perceber, como esperado, um aumento dos resultados do VPL e da TIR para todos os cenários, pois irão compensar uma energia mais cara unitariamente. Já o PBD apresenta valores ainda menores para os projetos viáveis, que variam entre 51 meses (4 anos e 3 meses), no cenário 15, até 99 meses (8 anos e 3 meses), no cenário 7. Os projetos com TMA

considerada em 3,0% ao mês novamente mostraram-se não viáveis segundo os métodos VPL, TIR e PBD, fato que mostra a importância da TMA para uma análise econômica, já que essa define, em função do tempo, qual o real valor do capital a ser investido, a partir da análise de outros projetos que representam retorno financeiro ao investidor.

Tabela 6 - Resultados com relação à bandeira vermelha patamar I

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1%	3	180.487,32	2,43%	46	60
	2%	7	24.716,74	2,43%	46	99
	3%	11	- 20.664,40	2,43%	46	VPL < 0
39,6 kWp	1%	15	326.298,89	2,73%	41	51
	2%	19	62.530,64	2,73%	41	75
	3%	23	- 14.151,27	2,73%	41	VPL < 0

Fonte: Autor (2018).

Por último, são apresentados os resultados da aplicação dos métodos com a bandeira vermelha patamar II. Estão demonstrados na Tabela 7 os resultados dos cenários 4, 8, 12, 16, 20 e 24.

Tabela 7 - Resultados com relação à bandeira vermelha patamar II

Potência instalada	TMA (ao mês)	Cenário	VPL (R\$)	TIR (ao mês)	PBS (meses)	PBD (meses)
23,76 kWp	1%	4	185.409,35	2,47%	45	58
	2%	8	27.301,92	2,47%	45	93
	3%	12	- 18.936,65	2,47%	45	VPL < 0
39,6 kWp	1%	16	334.502,27	2,79%	40	50
	2%	20	66.839,28	2,79%	40	71
	3%	24	- 11.271,68	2,79%	40	VPL < 0

Fonte: Autor (2018).

Conforme esperado, os resultados apresentados na Tabela 7 são os que se mostram mais favoráveis em relação à viabilidade econômica dos projetos de investimento, ao passo que o valor considerado para a tarifa de energia elétrica representa um acréscimo de R\$ 0,05 por kWh consumido. O resultado do VPL de R\$ 334.502,27 para o cenário 16 demonstra isso, já que foi o maior encontrado dentre os 24 cenários. Mesmo que constituam os cenários mais vantajosos dentre os apresentados, seus resultados são de importante análise devido à realidade das tarifas pagas pela empresa, nas quais 7 das 12 faturas concedidas apresentam custo adicional relacionado à bandeira vermelha patamar II. A partir da inviabilidade apenas dos cenários 12 e 24, que consideram TMA em 3,0% ao mês, comprova-se a importância desse parâmetro para a análise. Para os cenários viáveis, os valores obtidos de PBD representam curtos períodos de retorno, principalmente nos que configuram o projeto de maior capacidade de geração, que variam entre 50 meses (4 anos e 2 meses), no cenário 16, até 71 meses (5 anos e 11 meses), no cenário 20. Para os de menor geração, o prazo máximo de PBD é de 93 meses (7 anos e 9 meses), considerada a TIR informada pela empresa de 2,0% ao mês.

4.3 Método LCOE

O método do *Levelized Cost of Energy*, ou LCOE, representa todos os custos esperados ao longo da vida útil do projeto, desde a instalação até as manutenções necessárias e, portanto, configura importante parâmetro para esse estudo. Seus resultados são obtidos em reais em função da unidade de kWh gerado, o que facilita a comparação entre as alternativas consideradas. Para encontrar o valor que será dividido pela produção total, conforme apresentado na Equação 5, multiplica-se o custo de instalação pelo Fator de Recuperação do Capital, ou CRF, e somam-se todos os custos de manutenção. Os valores obtidos para o CRF, calculados conforme Equação 4, dependem da TMA e do período considerados e, logo, possuem 3 valores distintos para os 24 cenários. Seus resultados estão apresentados na Tabela 8, em conjunto com os custos de instalação e manutenção que determinam o LCOE final de cada projeto, bem como a média de produção de energia elétrica. Os valores de LCOE variam a cada 4 cenários, já que a TMA e os investimentos totais de cada um variam nessa ordem.

Tabela 8 - Resultados do LCOE com relação aos cenários

Cenário	CRF	Média de geração mensal (kWh)	Custo de instalação	Custo de manutenção	LCOE (R\$/kWh)
1 ao 4	0,010532241	2592	R\$ 92.664,00	R\$ 123.000,00	0,159434104
5 ao 8	0,020052738				0,160568630
9 ao 12	0,030004227				0,161754516
13 ao 16	0,010532241	4320	R\$ 134.640,00	R\$ 176.666,50	0,137410927
17 ao 20	0,020052738				0,138400000
21 ao 24	0,030004227				0,139433850

Fonte: Autor (2018).

Conforme os resultados apresentados, todos os valores de LCOE representam cenários viáveis, comparando-os com as tarifas pagas pela unidade de energia elétrica atualmente. A maior variação entre esses valores mostrou-se entre os projetos de diferentes capacidades de geração, visto que ambos apresentam custos distintos de instalação e manutenção. Entre eles, apenas a variação do CRF, ocasionado pelas diferentes Taxas Mínimas de Atratividade, fez com que a diferença do custo nivelado seja muito pequena.

Os cenários mais favoráveis relacionados à esse método são os que retratam os sistemas de maior geração média ao mês, de 4.320 kWh, justamente por indicar essa alta produção. Essa informação condiz com os resultados apresentados nos outros métodos, nos quais o projeto de maior capacidade já se mostrava mais vantajoso. Utilizando a TMA definida pela empresa de 2,0% ao mês, os resultados de LCOE obtidos foram de 0,16056863 R\$/kWh para o sistema de 2.592 kWh de geração média mensal e 0,1384 R\$/kWh relacionado ao sistema de 4.320 kWh.

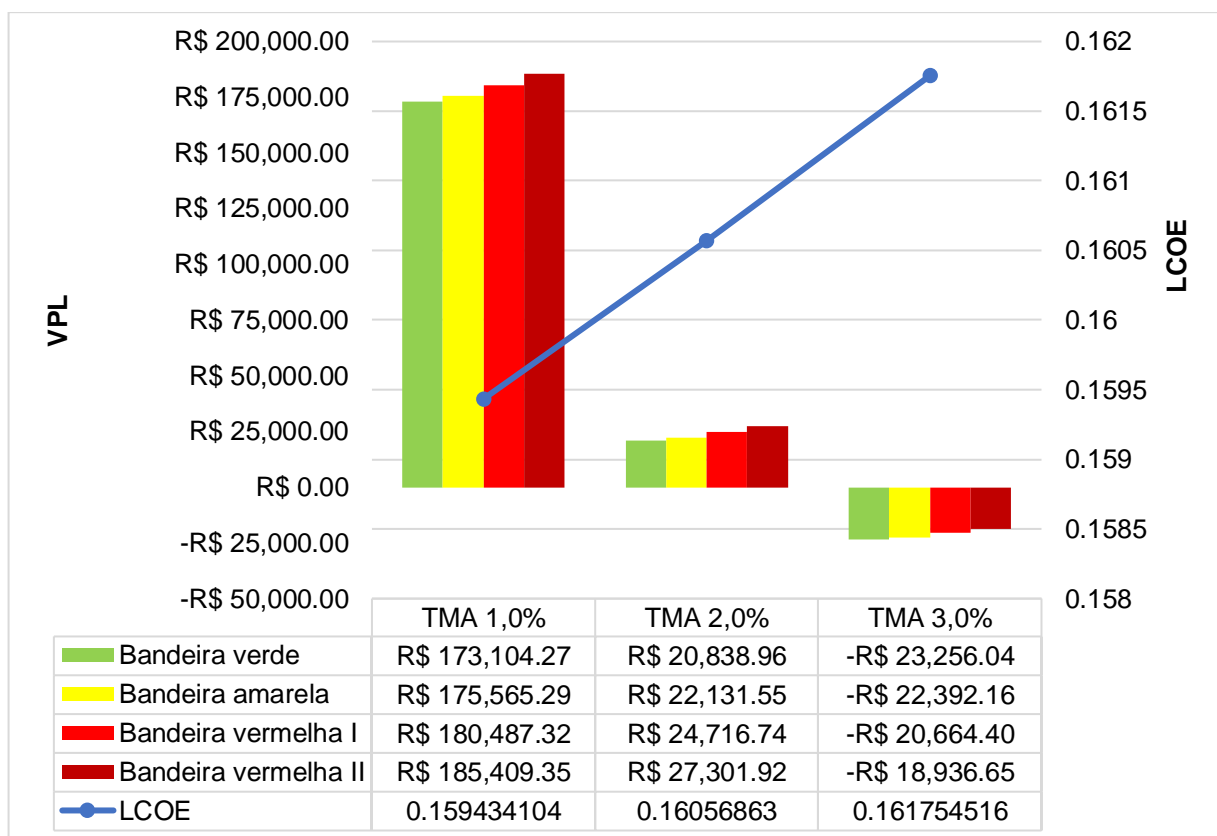
4.4 Análise dos resultados

A partir da apresentação dos resultados, verifica-se a viabilidade econômica de todos os cenários propostos relacionados à TMA de 1,0% e 2,0% ao mês, consideradas todas as bandeiras tarifárias e projetos de capacidades distintas. Já para aqueles cenários com a TMA igual a 3,0% ao mês, os métodos indicaram a inviabilidade econômica. Nesses casos, para a bandeira vermelha patamar II

encontraram-se os resultados mais próximos da viabilidade econômica, com TIR igual a 2,79% ao mês, ou seja, 0,21% inferior à TMA e VPL de -R\$ 11.271,68. Pela mesma lógica, os resultados menos viáveis estão relacionados à bandeira tarifária verde, já que simbolizam a menor cobrança possível pela concessionária de energia.

Para uma melhor visibilidade e comparação entre os métodos, apresenta-se a Figura 11, que identifica o comportamento do LCOE com relação ao VPL. Nesse gráfico são considerados os dados referentes ao projeto de maior capacidade de geração, ou seja, de 39,6 kWp, além das quatro bandeiras tarifárias, sendo que os resultados estão divididos conforme a TMA utilizada, de 1,0%, 2,0% e 3,0% ao mês, respectivamente.

Figura 11 - Gráfico da relação do VPL com LCOE para 23,76 kWp



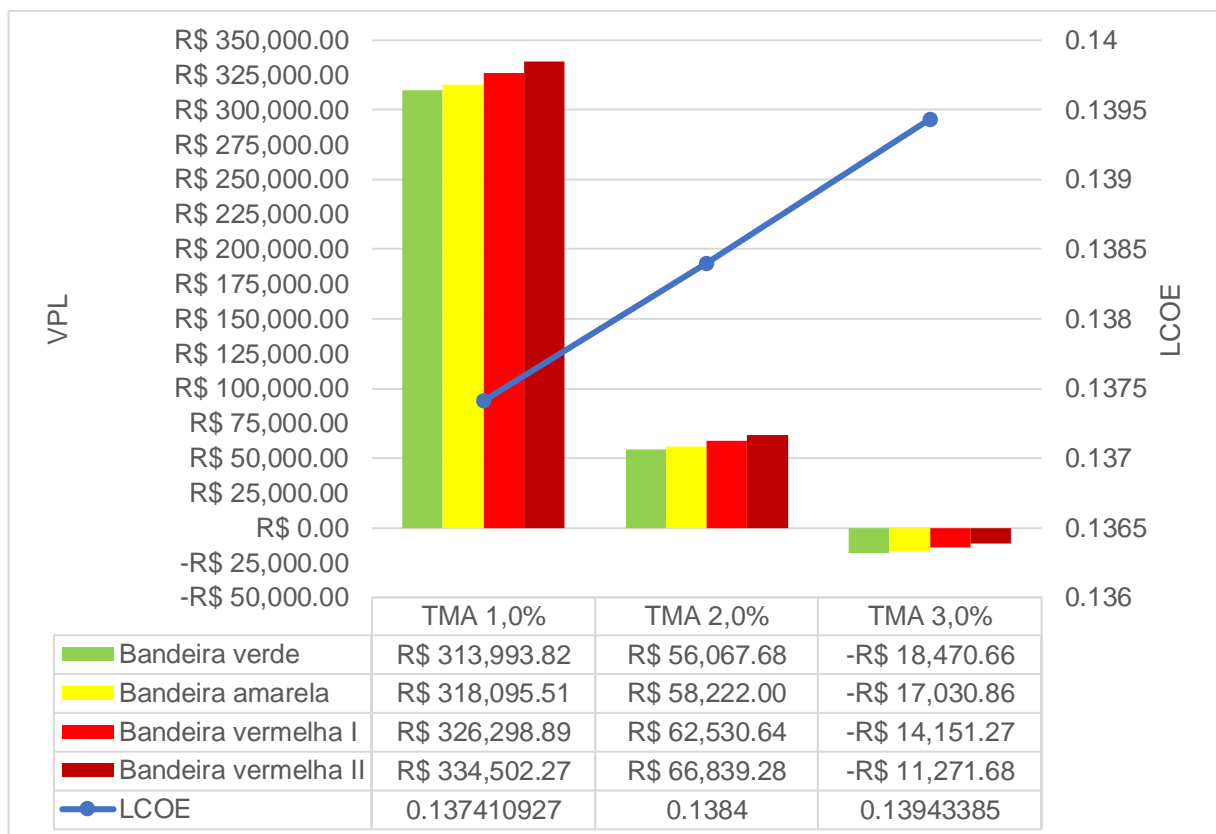
Fonte: Autor (2018).

Conforme pode-se notar na Figura 11, o preço unitário de energia definido pelo LCOE segue a mesma tendência do Valor Presente Líquido, conforme a TMA considerada. Para a menor TMA, de 1,0% ao mês, exibe-se o maior VPL e o menor

LCOE dentre os cenários que compõem o gráfico. Em conformidade com isso, ao passo que a TMA é aumentada para 2,0% ao mês, o VPL é reduzido e o LCOE aumentado. Isso até se chegar à TMA de 3,0% ao mês, na qual o VPL torna-se negativo e corrobora para a inviabilidade desses cenários, bem como apresentam o maior LCOE dentre os 24 cenários.

A Figura 12 demonstra, na forma de gráfico, os comportamentos dos resultados de VPL e LCOE para os cenários que consideram o projeto de 39,6 kWp. Novamente estão definidos conforme as quatro bandeiras tarifárias e organizados de acordo com a TMA utilizada.

Figura 12 - Gráfico da relação do VPL com LCOE para 39,6 kWp



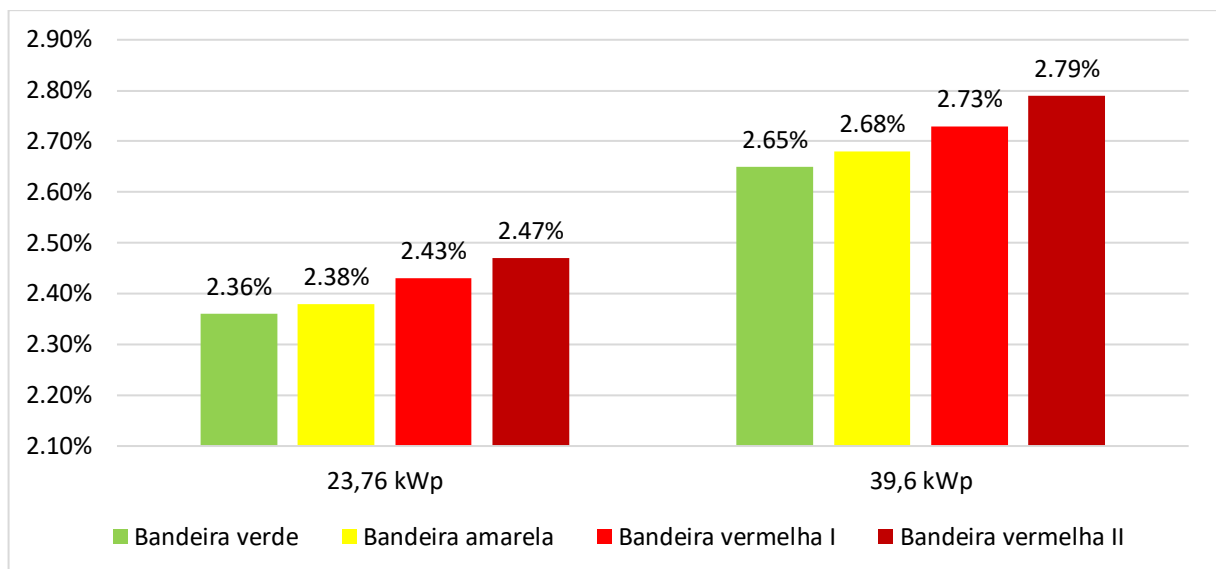
Fonte: Autor (2018).

Nesse caso, comparando-se os gráficos expostos na Figura 11 e 12, pode-se perceber uma menor variação do LCOE para o projeto de 39,6 kWp. Se destacarmos os valores obtidos em cada uma dessas análises, percebe-se uma maior tendência à viabilidade para o mesmo projeto, utilizando a TMA de 1,0% e

2,0% ao mês. Novamente, a TMA de 3,0% ao mês corresponde ao maior LCOE dentre os expostos no gráfico, bem como ao VPL negativo que confirma a inviabilidade dos cenários.

A Taxa Interna de Retorno consiste em outro parâmetro importante para realizar uma comparação entre os cenários, pois permite a avaliação individual de cada um ao tomar a TMA como referência, além de quantificar as diferenças de rendimento entre esses. Para demonstrar isso, a Figura 13 exibe a TIR obtida em cada cenário, conforme a capacidade do projeto e a bandeira considerada. Nota-se que há apenas 8 Taxas Internas de Retorno para os 24 cenários, já que esse parâmetro não é alterado pela mudança na TMA.

Figura 13 - Gráfico da TIR com relação às bandeiras e capacidade de geração



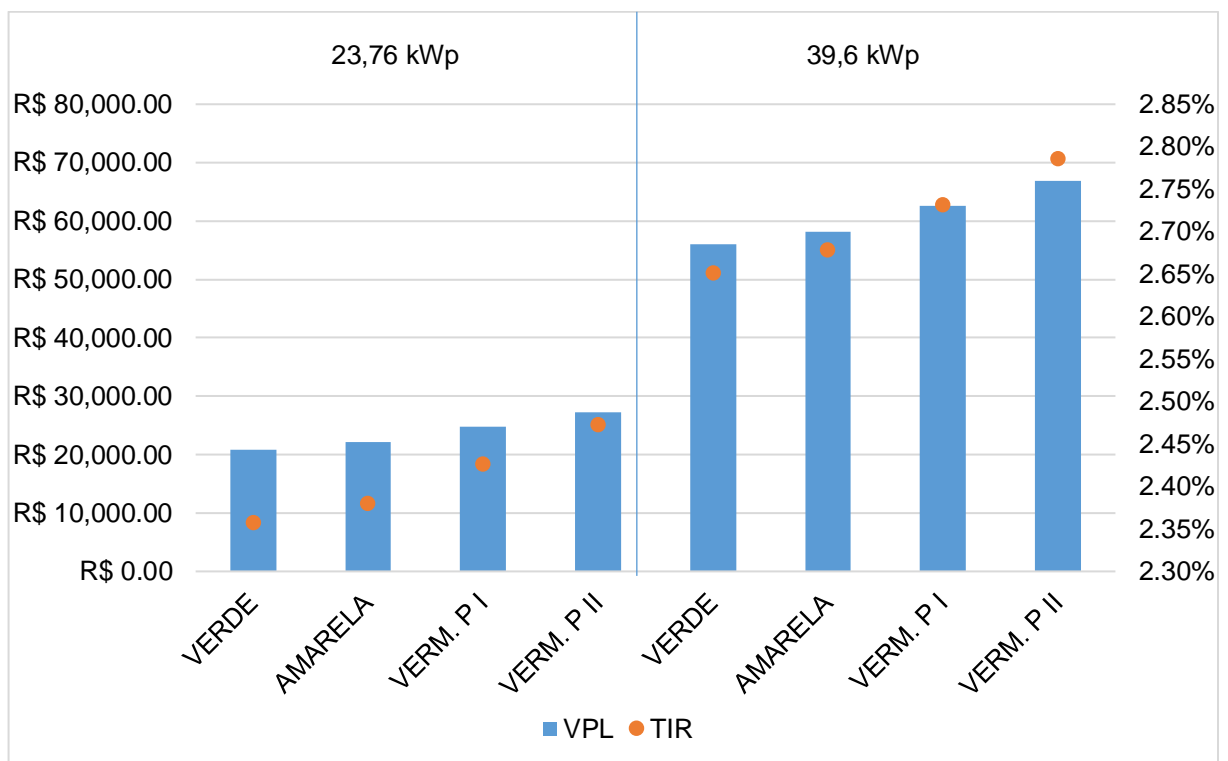
Fonte: Autor (2018).

Os resultados expostos na Figura 13 demonstram a vantagem com relação à viabilidade econômica do sistema de 39,6 kWp. Isso é explicado devido à pequena diferença de custos entre os projetos, acrescidos em 45,30% para a instalação e 43,63% para a manutenção, frente a um aumento de 66,66% na média de geração do sistema, ou em outras palavras, de 2592 kWh até 4320 kWh. A tendência crescente da TIR relacionada às bandeiras tarifárias está relacionada ao aumento no preço unitário que essas trazem. Logo, em conformidade com essas duas informações visíveis na Figura 13, os cenários que representam maior viabilidade

econômica são os correspondentes ao projeto de maior capacidade de geração e maior preço cobrado pela energia elétrica.

Com base nas taxas encontradas e na definição da empresa para utilização da TMA igual a 2,0% ao mês, todos os cenários mostram-se interessantes, já que apresentam taxa superior a essa. Se for fixada essa TMA, conforme interesse da parte investidora, os resultados encontrados para VPL estão apresentados na Figura 14, em conjunto com a TIR correspondente à cada um dos cenários 5, 6, 7, 8, 17, 18, 19 e 20 apresentados.

Figura 14 - VPL e TIR correspondente à TMA de 2,0% ao mês



Fonte: Autor (2018).

Nessa análise é possível perceber 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\$ 0,16056863 por kWh gerado para o sistema de 23,76 kWp, que reduz-se para R\$ 0,1384 por kWh para o sistema de 39,6 kWp. A diferença de geração de energia elétrica entre ambas pode ou não ser utilizada diretamente pela empresa e, no caso de não ser,

deve ser analisado também os custos de recuperação para o excedente dessa energia.

Conforme já citado anteriormente, o sistema deve estar ligado a um medidor de energia, para que se estabelecido o excesso, o mesmo seja transferido à rede principal. Segundo legislação vigente, amparada pela Resolução Normativa Número 687 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015), essa energia excedente não pode ser vendida à concessionária, mas sim retornada na forma de crédito para utilização do consumidor em até 60 meses. Conforme o relatório de tarifas e custos dos serviços divulgado pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (2018), o valor de referência para o faturamento de energia excedente, por unidade registrada, é de R\$ 0,31654, o que corresponde à 52,9113% menos que o preço cobrado para o subgrupo B3, classe comercial na modalidade branca e horário intermediário, ainda sem o acréscimo dos impostos.

4.5 Discussão dos resultados

Para comparar os resultados encontrados nesta pesquisa com os de outros estudos semelhantes utilizam-se os trabalhos anteriormente expostos na seção do referencial teórico. Importante salientar que considerou-se a taxa de conversão do dólar comercial americano para o dia 8 de janeiro de 2019, na qual 1 Dólar dos EUA/USD é igual à 3,7208 Real Brasil/BRL e igual à 83,82 Taka/BDT (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2019). Com relação aos valores de VPL e LCOE, para o sistema de potência nominal igual à 23,76 kWp, os maiores obtidos foram de, respectivamente, US\$ 49.830,51 e US\$ 0,042849415 por kWh. Para o sistema de potência nominal igual à 39,6 kWp, os maiores obtidos foram de, respectivamente, US\$ 89.900,63 e US\$ 0,036930479 por kWh gerado.

No trabalho desenvolvido por Li, Boyle e Reynolds (2011), o projeto analisado obteve VPL e TIR negativos, assim como o período de PBS infinito para o período analisado. Tal projeto consiste em um sistema solar fotovoltaico aplicado a redes domésticas na Irlanda e que, portanto, não é economicamente viável nas condições analisadas. Os motivos explanados são o grande custo de capital para a implementação do mesmo que, aliado a um baixo custo cobrado pela energia, evidencia a importância de apoios governamentais.

Lee et al. (2016), que utilizaram dados de um pequeno sistema fotovoltaico para analisar a sua expansão em uma universidade americana, concluíram a sua viabilidade econômica a partir do VPL de \$81.996,00 e período de PBS de 11 anos, para um sistema com geração anual de 82.800 kWh. Já Mondal e Islam (2010), em análise de sistemas fotovoltaicos em Bangladesh, obtiveram a maior tendência à viabilidade para a cidade de Dinajpur, com um VPL de US\$ 552.672,30 e LCOE de 0,1577 US\$ por kWh, correspondentes à geração anual de 1844 MWh do sistema. No mesmo trabalho, porém na cidade de Barisal, encontraram-se os valores de menor tendência à viabilidade, com VPL e LCOE iguais à, respectivamente, US\$ 59.873,83 e 0,2116 US\$ por kWh, para um sistema de 1653 MWh de geração anual, dados que também sugerem a maior tendência para sistemas de maior capacidade. Como PBS, obteve-se o período de 13,2 anos como uma média definida para qualquer lugar em Bangladesh.

Adaramola (2014), obteve valor de LCOE igual à US\$ 0,103 por kWh gerado em sistemas conectados à rede no norte da Nigéria, com geração anual de 331.536 kWh. Destaca-se que com a redução dos custos iniciais de instalação o LCOE pode ser significativamente reduzido (ADARAMOLA, 2014), algo que também se aplica à realidade deste trabalho. Com estes aspectos e análises em mente, segue-se para a próxima seção, que traz a conclusão deste trabalho de conclusão de curso.

5. CONCLUSÃO

Esse trabalho corrobora com a necessidade mundial de buscar novas alternativas para a geração de energia elétrica, visto a tendência de aumento da demanda e a necessidade de condições mais sustentáveis de geração. Tais fatos implicam em uma matriz energética mais diversificada e que faça melhor proveito das fontes renováveis, como por exemplo, a solar fotovoltaica. O presente trabalho de conclusão de curso objetivou a análise técnica e econômica da instalação de sistemas fotovoltaicos na empresa FuelTech, como forma de obter dados para o correto dimensionamento dos sistemas. A partir destes dados, criaram-se vinte e quatro cenários distintos variando os parâmetros de potência instalada, Taxa Mínima de Atratividade e as bandeiras tarifárias, para que resultasse em uma análise mais ampla e generalizada. Tais parâmetros foram importantes para a análise de viabilidade econômica realizada pelos métodos do Valor Presente Líquido, da Taxa Interna de Retorno, do *Payback* Simples, do *Payback* Descontado, além do *Levelized Cost of Energy* (indicador de custo unitário de geração de energia elétrica).

Como resposta aos métodos aplicados aos cenários modelados, obteve-se que os cenários 4, 8, 12, 16, 20 e 24 são os que apresentam maior viabilidade econômica, se comparados aos semelhantes em TMA e capacidade de geração. Dentre estes, os cenários 16, 20 e 24, compostos pela maior potência instalada e relacionados à bandeira vermelha patamar II, apresentam a maior TIR, de 2,79% ao mês. O VPL mais alto obtido é correspondente ao cenário 16, com valor de R\$ 334.502,27, e a diferença desse para o cenário 13, o menos favorável com a mesma condição de TMA e capacidade instalada, é de apenas R\$ 20.508,45, o que indica boa atratividade para essas condições. Para a instalação do projeto de menor potência instalada, a maior TIR obtida foi de 2,47% ao mês, também atrelada à bandeira vermelha patamar II. Já o maior VPL obtido para essa condição foi de R\$ 185.409,35, no cenário 4, com variação de apenas 6,6367% para o cenário 1, de igual geração e TMA, porém o menos favorável devido a variação da bandeira vigente.

Para concluir esse trabalho, relata-se que o mesmo obteve sucesso quanto ao alcance do objetivo geral, previamente estabelecido, de analisar técnica e economicamente a instalação de painéis fotovoltaicos conectados à rede em uma

indústria de médio porte, bem como seus os objetivos específicos. Dois sistemas fotovoltaicos foram dimensionados tecnicamente e adequados às condições físicas e de demanda energética da empresa. Depois estes sistemas foram analisados por meio de análises econômicas. Reitera-se que para a condição de TMA igual à 2,0%, utilizada pela empresa em estudo, todos os cenários estudados mostram-se viáveis.

A estratégia de modelar diferentes cenários auxilia para trabalhos futuros à medida que torna essa análise mais ampla e, portanto, com maior possibilidade de aplicação a diferentes realidades. Destaca-se que a principal contribuição é para a implementação de projetos de geração fotovoltaica a empresas de médio porte no sul do Brasil. Quanto à decisão final sobre a execução dos projetos, entende-se que o sistema com menor capacidade de geração, apesar de apresentar menor grau de atratividade, pode ser viável com a adequação da demanda restante, já que não produzirá energia excedente. O sistema com maior capacidade geradora foi o que apresentou maior grau de atratividade, considerada toda a produção utilizada pelo consumidor. Essa condição pode ser ainda mais interessante no caso da empresa expandir seu porte e conseqüente demanda.

Por fim, a partir de informações técnicas reais de consumo de energia elétrica, custos de investimento e média de geração, foi possível dimensionar sistemas fotovoltaicos viáveis técnica e economicamente para serem utilizados na sede da empresa FuelTech.

6. REFERÊNCIAS

ADARAMOLA, M. S. Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria. **Electrical Power and Energy Systems**, p. 64-69, 2014. 10.1016/j.ijepes.2014.03.015.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414**. Brasília, 2010.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687**. Brasília, 2015

ANEEL. **Bandeira Tarifária**. Assessoria de Imprensa, 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/bandeira-para-junho-e-vermelha-patamar-2/656877>. Acesso em: 23 nov. 2018.

ARDIVEL, B. V. S.; Diretrizes para a análise de viabilidade econômico-financeira de empreendimentos imobiliários. **Revista Especialize On-line IPOG**. Goiânia, 2015. ISSN: 2179-5568.

ASSAF NETO, A.; **Finanças corporativas e valor**. 3 ed. São Paulo: Atlas, 2007.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; **Curso de administração financeira: manual do mestre**. São Paulo: Atlas, 2009.

AVILA, A. V.; **Matemática financeira e engenharia econômica**. Programa de Educação Tutorial de Engenharia Civil – UFSC, 2013.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. 2018. Disponível em: <<https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/exibirFormCorrecaoValores.do?met hod=exibirFormCorrecaoValores&aba=1>>. Acesso em: 24 nov. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Conversor de Moedas**. 2019. Disponível em <<https://www.bcb.gov.br/conversao>>. Acesso em: 9 de janeiro de 2019.

BLANK, L. T.; TARQUIN, A. **Engineering economy**. 6. ed. New York: McGraw-Hill, 2008.

BNDES. **Porte de empresa**. BNDES, 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/porte-de-empresa>>. Acesso em: 11 nov. 2018.

BRAGA, Renata Pereira. **Energia solar fotovoltaica: fundamentos e aplicações**. 64 f. Projeto (Graduação) – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.

BUSCHLE, C. A.; **Pesquisa científica: conceito e tipos**. Material de aula – Centro de Ciência Tecnológicas, Universidade do Estado de Santa Catarina, 2014.

CABRAL, I. D. S.; TORRES, A. C.; SENNA, P. R. Energia solar - análise comparativa entre Brasil e Alemanha. **IV Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental**. Salvador, 2013

CAMARGO, E. J. S.; RIBEIRO, F. S.; Programa luz para todos: avanços e retrocessos – um novo estoque de excluídos. **X Congresso sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural**. São Paulo, 2015.

CAMARGOS, M.; **Matemática Financeira: aplicada a produtos financeiros e à análise de investimentos**. 1 ed. São Paulo: Saraiva, 2014.

CAMPOS, H.; MARINQUE, A.K.; KOBISKI, B.V.; JÚNIOR, E.; JÚNIOR, J. 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 & Environment**. 5, 6, 643-654, Nov. 2014. ISSN: 20762895.

CASAROTTO Filho, N.; Kopittke, B. H. **Análise de investimentos**. 11. ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CEEE. **A CEEE Distribuição**. Grupo CEEE, 2015. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1755>>. Acesso em: 19 out. 2018.

CEEE. **Custos e Tarifas**. Grupo CEEE, 2016. Disponível em: <<http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/Controller.aspx?CC=1782>>. Acesso em: 21 nov. 2018.

CEEE. **PIS E COFINS**. 2018. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Component/BTFormService_PisCofins.aspx>. Acesso em: 24 de nov. de 2018.

CEEE. **Tarifas e Custos dos Serviços**. 2018. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/Archives/Upload/Tarifas_B-2018_71470.pdf>. Acesso em: 24 de nov. de 2018.

CHRISTMANN, R. A.; **Análise de investimentos – um sistema de apoio à decisão**. 87 f. Monografia (graduação) – Curso de Administração, Centro Universitário UNIVATES, 2009.

COUTINHO, R. D. L. Anotações críticas sobre o discurso da sustentabilidade. In: COUTINHO, R. D. L.; AHMED, F. **Cidade, direito e meio ambiente: perspectivas críticas**. Rio de Janeiro: Lúmen Juris, p. 1-12. 2011.

CRESESB. **Potencial Solar – SunData v3.0**. CRESESB/CEPEL, 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/sundata/index.php>>. Acesso em: 20 out. 2018.

DAVI, G. E. A. Energy performance evaluation of a net plus-energy residential. **Energy and Buildings**, v. 120, p. 19-29, 2016.

DINIZ, J. P. A.; SOUZA, C. A.; DALFIOR, V. A. O.; Análise da viabilidade econômico-financeira dos projetos da microempresa alfa. **XIII Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia**. Resende, 2016.

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

ENERGIA, M. D. M. E. **Ministério de Minas e Energia**, 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030>. Acesso em: 30 Setembro 2018.

EPE. **Nota técnica DEA 13/15 - Demanda de Energia 2050**. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2016.

ESPIRITO SANTO, S. C. **Dispositivo eletrônico – semicondutores, diodos e LEDs**. Apostila – Universidade Federal do ABC, 2016.

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.

FURTADO, J. H. et. al. Evolução do consumo de energia elétrica em indústrias do Rio Grande do Sul entre 1991 e 2010. **III Simpósio de Engenharia de Produção**. João Pessoa, 2015.

GOOGLE MAPS. **1211 Av. Bahia**. 2017. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps/@-30.0132307,-51.2011438,3a,75y,130.22h,94.04t/data=!3m6!1e1!3m4!1siQMIF1yqfxo9qhzf_Ctfcw!2e0!7i13312!8i6656>. Acesso em: 30 de setembro de 2018.

GOOGLE MAPS. **Fuel Tech – Porto Alegre**. 2018. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Fueltech+-+Porto+Alegre/@-30.0117135,-51.199501,14.6z/data=!4m5!3m4!1s0x951979bf924e4505:0x301d45777713d39d!8m2!3d-30.0133657!4d-51.2008926>>. Acesso em: 30 de setembro de 2018.

GOLDEMBERG, J.; PALETTA, C. F. **Energias Renováveis**. São Paulo: Blucher, 2012.

HOFFMANN, W. PV solar electricity industry: market growth and perspective. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, p. 3285-3311, 2006. ISSN 90:3285-311.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICAS. **Censo Demográfico**. 2010. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rs/porto-alegre/panorama>>. Acesso em: 19 out. 2018.

IMHOFF, Johninson; **Desenvolvimento de conversores estáticos para sistemas fotovoltaicos autônomos**. 146 f. Dissertação (mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, 2007.

- KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 2016. 1092 – 1105. 10.1016/j.rser.2016.05.022.
- KAMALI, S.; Feasibility analysis of standalone photovoltaic electrification system in a residential building in Cyprus. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 65, p. 1279-1284, 2016. 10.1016/j.rser.2016.07.018.
- KAUFMANN, G. V. **Avaliação do potencial de geração solar fotovoltaica e análise em tempo real da operação de um painel fotovoltaico instalado na cidade de Lajeado/RS**. 60 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Centro de Ciências Exatas, Centro Universitário UNIVATES, 2012.
- LAI, C. S.; MCCULLOCH, M. D.; **Levelized cost of energy for PV and grid scale energy storage systems**. Cornell University Library. 2016.
- LEE, J. et al. Economic feasibility of campus-wide photovoltaic systems in New England. **Renewable Energy**, p. 452-464, 2016, 10.1016/j.renene.2016.07.009.
- LI, Z.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Domestic application of solar PV systems in Ireland: the reality of their economic viability. **Energy**, p. 5865-5876, 2011. 10.1016/j.energy.2011.08.036.
- NASCIMENTO, Cássio Araújo. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. 21 f. Monografia (Pós-Graduação) – Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras, 2004.
- NGAN, M. S.; TAN, C. W. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 637-647, 2011. 10.1016/j.rser.2011.08.028.
- MUNARI, M. C.; Roecker, C.; **Solar Energy Systems in Architecture - integration criteria and guidelines**. International Energy Agency – Solar Heating and Cooling Programme. 2012.
- MACHADO, C. T.; MIRANDA, F. S. Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, p. 126-143, 2015. ISSN 1984-6835.
- MEHRABANKHOMARTASH, M.; RAYATI, M.; Sheikhi, A.; Ranjbar, A. M. Practical battery size optimization of a PV system by considering individual customer damage function. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**. 67. p. 36-50, 2016. ISSN 10.1016/j.rser.2016.08.050.
- Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano base 2016**. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, p. 292. 2017.
- Ministério de Minas e Energia. **Ações de estímulo à geração distribuída com base em fontes renováveis**. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. Brasília, 2015.

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

MONDAL, A. H.; ISLAM, S. Potential and viability of grid-connected solar PV system in Bangladesh. **Renewable Energy**, p. 1869-1874, 2010. 10.1016/j.renene.2010.11.033.

MOTTA, R. R.; CALÔBA, G. M.; **Análise de investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. São Paulo: Atlas, 2002.

MUNDO-HERNÁNDEZ, J. et al. An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. **Renew Sustain Energy Reviews**, 2014. ISSN 31:639-49.

MUÑOZ-CERÓN et al. Influence of Operation and Maintenance expenditures in the feasibility of photovoltaic projects: the case of a tracking PV plant in Spain. **Energy Policy**, 121, p. 506-518, 2018. 10.1016/j.enpol.2018.07.014.

NAKANO, Y. **Engenharia Econômica e Desenvolvimento**. *RAE-Revista de Administração de Empresas*, v. 7, n. 22, p.89-112, 1967.

NASCIMENTO, R. L.; **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas**. Estudo técnico. Brasília: Câmara dos Deputados; 2017.

NGAN, M. S.; TAN, C. W. Assessment of economic viability for PV/wind/diesel hybrid energy system in southern Peninsular Malaysia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 637-647, 2011. 10.1016/j.rser.2011.08.028.

ORBITAL ENERGIA SOLAR. **Sistemas conectados à rede**, 2018. Disponível em: <<http://www.orbitalsolar.com.br/sistemas-conectados-a-rede/>>. Acesso em 30 de setembro de 2018.

PATIL, V. R. et al. Techno-economic comparison of solar organic Rankine cycle (ORC) and photovoltaic (PV) systems with energy storage. **Renewable Energy**, p. 1250-1260, 2017. 10.1016/j.renene.2017.06.107

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.

PERLIN, J. **From space to earth: the story of solar electricity**. Michigan: AATEC, 1999.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPEL - CRESESB. Rio de Janeiro, p. 499. 2014.

PRODANOV, C.C.; DE FREITAS, E.C.; **Metodologia do Trabalho Científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. 2. ed. Novo Hamburgo: Feevale.

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

RAMADHAM, 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, 2011.

RETSCREEN. Version 6.1.1.92 b39927. Canada: Minister Of Natural Resources Canada, 1997 – 2018.

REZENDE, R.; Métodos de payback. Material de aula – Departamento de Engenharia, PUC Goiás, 2016.

RIGO, R. M. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos na reitoria da UFSM**. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Maria. 2018.

ROGERS, E. M. **Diffusion of Innovations**. 3ª. ed. Nova Iorque: A division of Macmillan Publishing, 1983.

RÜTHER, R. **Potencial da energia solar fotovoltaica no Brasil e projetos vitrine estádios solares e aeroportos solares**. Universidade Federal de Santa Catarina & Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina. Seminário Mercosul Pós-Copenhague. 2010.

SALAMONI, I. T.; RÜTHER, R. **O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: análise de paridade de rede**. IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto no Ambiente Construído. Ouro Preto. 2007.

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

SEBRAE. **Anuário do trabalho na micro e pequena empresa**: 2013. 6ª ed. Brasília: DIEESE, 2013.

SERAPHIM SOLAR USA MANUFACTURING. **315 – 330 w Datasheet**. Seraphim Solar USA Manufacturing, 2017. Disponível em: <
[http://www.seraphimusa.com/datasheets/SUSA-SRP6PA\[315-330\]-4BB.pdf](http://www.seraphimusa.com/datasheets/SUSA-SRP6PA[315-330]-4BB.pdf)>. Acesso em: 22 nov. 2018.

SEVERINO, M.; OLIVEIRA, M. Fontes e tecnologias de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas. **Energia, economia, rotas tecnológicas: textos selecionados**, Palmas, p. 265-322, 2010.

SILVA, E. L.; MENCEZES, E. M.; **Metodologia da pesquisa e elaboração de dissertação**. 4ª ed. Florianópolis: UFSC, 2005.

SILVA, Ivson Ribeiro. **Implantação do curso de energia solar no SENAI de Pernambuco**. 105 f. Monografia (Pós-Graduação) – Departamento de Engenharia, Universidade Federal de Lavras, 2006.

SILVA, R. C. F.; **Administração financeira: *payback* descontado**. Relatório de aula. 2010.

SILVA, R. M. **Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios**. Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado. Brasília. 2015.

THUESEN, H. G.; **Engineering Economy**. Nova Iorque: Prentice Hall, 1950.

TORRES, R.; **Matemática financeira e engenharia econômica: a teoria e a prática**. 94 f. Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Curso de Matemática, Universidade Federal de Santa Catarina. 2004.

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

UECKERDT, F. et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables?. **Energy**, v. 63, p. 61 – 75, 2013.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Levelized Cost of Energy (LCOE)**, 2015. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>>. Acesso em: 7 de outubro de 2018.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Monthly Energy Review**, 2014. Disponível em: <<https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf>>. Acesso em: 30 de setembro de 2018.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Levelized cost and levelized avoided cost of new generation resources in the annual energy outlook 2018**, 2018. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf>. Acesso em: 7 de outubro de 2018.

VALE, M. A. et al. Analysis of the economic viability of a photovoltaic generation project applied to the Brazilian housing program “Minha Casa Minha Vida”. **Energy Policy**, 2017. 292. 10.1016/j.enpol.2017.06.001

VERMA, J. K.; DONDAPATI, R. S. Techno-economic sizing analysis of solar PV system for domestic refrigerators. **Energy Procedia**, p. 286-292, 2017. 10.1016/j.egypro.2017.03.068.

VILELA, M. C.; ARAÚJO, K. D.; MACHADO, L. S.; MACHADO, M. R. R.; Análise da viabilidade econômico-financeira de projeto de piscicultura em tanques escavados. **Custos e Agronegócio on-line**. v. 9, 2013. ISSN 1808-2882.

VIDES-PRADO et al. Techno-economic feasibility analysis of photovoltaic systems in remote areas for indigenous communities in the Colombian Guajira. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 82, p. 4245-4255, 2018. 10.1016/j.rser.2017.05.101.

APÊNDICE A – CENÁRIO 1

Período (anos)	Produção (kWh)	Preço (R\$/kWh)	Rendimento (R\$ ao mês)	Período (meses)	Entrada	Saída	Líquido	Payback	Payback Descontado	TIR	VPL
0	0	0,770051	0	0	R\$ 0,00	-R\$ 32.664,00	-R\$ 32.664,00	-R\$ 32.664,00	-R\$ 32.664,00		-R\$ 32.664,00
1	2532	0,770051	1995,972192	1	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 90.668,03	-R\$ 90.667,79	-97,85%	-R\$ 90.667,79
2	2532	0,8166614	2116,786393	2	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 88.672,06	-R\$ 88.731,15	-84,21%	-R\$ 88.731,15
3	2532	0,8660931	2244,913356	3	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 86.676,08	-R\$ 86.793,88	-68,81%	-R\$ 86.793,88
4	2532	0,9185163	2380,795717	4	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 84.680,11	-R\$ 84.875,79	-56,16%	-R\$ 84.875,79
5	2532	0,9741138	2524,902901	5	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 82.684,14	-R\$ 82.376,69	-46,36%	-R\$ 82.976,69
6	2532	1,0330759	2677,732749	6	R\$ 1.995,97	-R\$ 1.400,00	R\$ 595,97	-R\$ 82.088,17	-R\$ 82.415,25	-43,39%	-R\$ 82.415,25
7	2532	1,095607	2839,813234	7	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 80.092,19	-R\$ 80.553,57	-35,08%	-R\$ 80.553,57
8	2532	1,161923	3011,704289	8	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 78.096,22	-R\$ 78.710,33	-29,50%	-R\$ 78.710,33
9	2532	1,232253	3193,999738	9	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 76.100,25	-R\$ 76.885,33	-25,26%	-R\$ 76.885,33
10	2532	1,30684	3387,329348	10	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 74.104,28	-R\$ 75.078,40	-21,90%	-R\$ 75.078,40
11	2532	1,3859417	3592,361007	11	R\$ 1.995,97	R\$ 0,00	R\$ 1.995,97	-R\$ 72.108,31	-R\$ 73.289,37	-19,16%	-R\$ 73.289,37
12	2532	1,4698314	3809,803026	12	R\$ 1.995,97	-R\$ 1.400,00	R\$ 595,97	-R\$ 71.512,33	-R\$ 72.760,47	-18,38%	-R\$ 72.760,47
13	2532	1,5587988	4040,406593	13	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 69.395,55	-R\$ 70.900,53	-15,90%	-R\$ 70.900,53
14	2532	1,6531514	4284,968364	14	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 67.278,76	-R\$ 69.059,00	-13,93%	-R\$ 69.059,00
15	2532	1,753215	4544,333214	15	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 65.161,97	-R\$ 67.235,71	-12,32%	-R\$ 67.235,71
16	2532	1,8593353	4819,397159	16	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 63.045,19	-R\$ 65.430,47	-10,96%	-R\$ 65.430,47
17	2532	1,971879	5111,11045	17	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 60.928,40	-R\$ 63.643,10	-9,80%	-R\$ 63.643,10
18	2532	2,0912349	5420,480854	18	R\$ 2.116,79	-R\$ 1.400,00	R\$ 716,79	-R\$ 60.211,62	-R\$ 63.043,86	-9,43%	-R\$ 63.043,86
19	2532	2,2178153	5748,57714	19	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 58.094,83	-R\$ 61.291,71	-8,42%	-R\$ 61.291,71
20	2532	2,3520574	6096,532766	20	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 55.978,04	-R\$ 59.556,91	-7,55%	-R\$ 59.556,91
21	2532	2,4944251	6465,549797	21	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 53.861,26	-R\$ 57.839,28	-6,79%	-R\$ 57.839,28
22	2532	2,6454101	6856,903061	22	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 51.744,47	-R\$ 56.138,67	-6,13%	-R\$ 56.138,67
23	2532	2,8055342	7271,944546	23	R\$ 2.116,79	R\$ 0,00	R\$ 2.116,79	-R\$ 49.627,68	-R\$ 54.454,89	-5,54%	-R\$ 54.454,89
24	2532	2,9753503	7712,108078	24	R\$ 2.116,79	-R\$ 1.400,00	R\$ 716,79	-R\$ 48.910,90	-R\$ 53.890,37	-5,35%	-R\$ 53.890,37
25	2532	3,1554453	8178,914268	25	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 46.665,98	-R\$ 52.139,86	-4,79%	-R\$ 52.139,86
				26	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 44.421,07	-R\$ 50.406,68	-4,30%	-R\$ 50.406,68
				27	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 42.176,16	-R\$ 48.690,66	-3,86%	-R\$ 48.690,66
				28	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 39.931,24	-R\$ 46.991,62	-3,47%	-R\$ 46.991,62
				29	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 37.686,33	-R\$ 45.309,42	-3,11%	-R\$ 45.309,42
				30	R\$ 2.244,91	-R\$ 1.400,00	R\$ 844,91	-R\$ 36.841,42	-R\$ 44.682,56	-2,99%	-R\$ 44.682,56
				31	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 34.596,50	-R\$ 43.033,49	-2,67%	-R\$ 43.033,49
				32	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 32.351,59	-R\$ 41.400,76	-2,38%	-R\$ 41.400,76
				33	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 30.106,68	-R\$ 39.784,19	-2,12%	-R\$ 39.784,19
				34	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 27.861,76	-R\$ 38.183,63	-1,88%	-R\$ 38.183,63
				35	R\$ 2.244,91	R\$ 0,00	R\$ 2.244,91	-R\$ 25.616,85	-R\$ 36.598,91	-1,66%	-R\$ 36.598,91
				36	R\$ 2.244,91	-R\$ 1.400,00	R\$ 844,91	-R\$ 24.771,94	-R\$ 36.008,38	-1,58%	-R\$ 36.008,38
				37	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 22.391,14	-R\$ 34.360,86	-1,37%	-R\$ 34.360,86
				38	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 20.010,35	-R\$ 32.729,65	-1,17%	-R\$ 32.729,65
				39	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 17.629,55	-R\$ 31.114,59	-0,99%	-R\$ 31.114,59
				40	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 15.248,75	-R\$ 29.515,52	-0,82%	-R\$ 29.515,52
				41	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 12.867,96	-R\$ 27.932,28	-0,67%	-R\$ 27.932,28
				42	R\$ 2.380,80	-R\$ 1.400,00	R\$ 980,80	-R\$ 11.887,16	-R\$ 27.286,51	-0,61%	-R\$ 27.286,51
				43	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 9.506,37	-R\$ 25.734,47	-0,47%	-R\$ 25.734,47
				44	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 7.125,57	-R\$ 24.197,79	-0,34%	-R\$ 24.197,79
				45	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 4.744,78	-R\$ 22.676,33	-0,22%	-R\$ 22.676,33
				46	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	-R\$ 2.363,98	-R\$ 21.169,94	-0,11%	-R\$ 21.169,94
				47	R\$ 2.380,80	R\$ 0,00	R\$ 2.380,80	R\$ 16,82	-R\$ 19.678,46	0,00%	-R\$ 19.678,46
				48	R\$ 2.380,80	-R\$ 1.400,00	R\$ 980,80	R\$ 997,61	-R\$ 19.070,11	0,04%	-R\$ 19.070,11
				49	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 3.522,51	-R\$ 17.519,52	0,15%	-R\$ 17.519,52
				50	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 6.047,42	-R\$ 15.984,28	0,24%	-R\$ 15.984,28
				51	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 8.572,32	-R\$ 14.464,24	0,33%	-R\$ 14.464,24
				52	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 11.097,22	-R\$ 12.959,25	0,42%	-R\$ 12.959,25
				53	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 13.622,13	-R\$ 11.469,16	0,50%	-R\$ 11.469,16
				54	R\$ 2.524,90	-R\$ 1.400,00	R\$ 1.124,90	R\$ 14.747,03	-R\$ 10.811,87	0,53%	-R\$ 10.811,87
				55	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 17.271,93	-R\$ 9.351,14	0,60%	-R\$ 9.351,14
				56	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 19.796,84	-R\$ 7.904,88	0,67%	-R\$ 7.904,88
				57	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 22.321,74	-R\$ 6.472,93	0,74%	-R\$ 6.472,93
				58	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 24.846,64	-R\$ 5.055,16	0,80%	-R\$ 5.055,16
				59	R\$ 2.524,90	R\$ 0,00	R\$ 2.524,90	R\$ 27.371,54	-R\$ 3.651,43	0,86%	-R\$ 3.651,43
				60	R\$ 2.524,90	-R\$ 2.200,00	R\$ 324,90	R\$ 27.696,45	-R\$ 3.472,59	0,87%	-R\$ 3.472,59
				61	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 30.374,18	-R\$ 2.013,23	0,92%	-R\$ 2.013,23
				62	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 33.051,91	-R\$ 568,31	0,98%	-R\$ 568,31
				63	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 35.729,64	R\$ 862,29	1,03%	R\$ 862,29
				64	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 38.407,38	R\$ 2.278,74	1,08%	R\$ 2.278,74
				65	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 41.085,11	R\$ 3.681,16	1,13%	R\$ 3.681,16
				66	R\$ 2.677,73	-R\$ 1.400,00	R\$ 1.277,73	R\$ 42.362,84	R\$ 4.343,72	1,15%	R\$ 4.343,72
				67	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 45.040,58	R\$ 5.718,51	1,19%	R\$ 5.718,51
				68	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 47.718,31	R\$ 7.079,68	1,23%	R\$ 7.079,68
				69	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 50.396,04	R\$ 8.427,38	1,27%	R\$ 8.427,38
				70	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 53.073,77	R\$ 9.761,74	1,31%	R\$ 9.761,74
				71	R\$ 2.677,73	R\$ 0,00	R\$ 2.677,73	R\$ 55.751,51	R\$ 11.082,88	1,34%	R\$ 11.082,88
				72	R\$ 2.677,73	-R\$ 1.400,00	R\$ 1.277,73	R\$ 57.029,24	R\$ 11.707,05	1,36%	R\$ 11.707,05
				73	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 59.869,05	R\$ 13.080,55	1,40%	R\$ 13.080,55
				74	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 62.708,87	R\$ 14.440,45	1,43%	R\$ 14.440,45
				75	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 65.548,68	R\$ 15.786,89	1,46%	R\$ 15.786,89
				76	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 68.388,49	R\$ 17.120,00	1,49%	R\$ 17.120,00
				77	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 71.228,31	R\$ 18.439,91	1,52%	R\$ 18.439,91
				78	R\$ 2.839,81	-R\$ 1.400,00	R\$ 1.439,81	R\$ 72.668,12	R\$ 19.102,49	1,53%	R\$ 19.102,49
				79	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 75.507,93	R\$ 20.396,39	1,56%	R\$ 20.396,39
				80	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 78.347,75	R\$ 21.677,48	1,59%	R\$ 21.677,48
				81	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 81.187,56	R\$ 22.945,89	1,61%	R\$ 22.945,89
				82	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 84.027,37	R\$ 24.201,74	1,64%	R\$ 24.201,74
				83	R\$ 2.839,81	R\$ 0,00	R\$ 2.839,81	R\$ 86.867,19	R\$ 25.445,15	1,66%	R\$ 25.445,15
				84	R\$ 2.839,81	-R\$ 1.400,00	R\$ 1.439,81	R\$ 88.307,00	R\$ 26.069,33	1,67%	R\$ 26.069,33