

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

LUCAS MARQUES BRUM

**SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO: ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO
VALOR DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO RETORNO ECONÔMICO DE
DOIS PROJETOS DE LOCALIDADES DIFERENTES**

**Alegrete
2021**

LUCAS MARQUES BRUM

**SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA
CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO: ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO
VALOR DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO RETORNO ECONÔMICO DE
DOIS PROJETOS DE LOCALIDADES DIFERENTES**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos

**Alegrete
2021**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

B893s Brum, Lucas Marques

SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO: ANÁLISE
DA INFLUÊNCIA DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO
RETORNO ECONÔMICO DE DOIS PROJETOS DE LOCALIDADES
DIFERENTES / Lucas Marques Brum.

97 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) --
Universidade Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA,
2021.

"Orientação: Fladimir Fernandes dos Santos".

1. Viabilidade Técnica. 2. Viabilidade Econômica. 3.
Microgeração Distribuída. 4. Sistemas Fotovoltaicos . I.
Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal do Pampa

LUCAS MARQUES BRUM

SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA CONECTADOS À REDE DE DISTRIBUIÇÃO: ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO VALOR DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA NO RETORNO ECONÔMICO DE DOIS PROJETOS DE LOCALIDADES DIFERENTES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 30 de Abril de 2021.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos
Orientador
UNIPAMPA

Prof. Dr. Chrystian Dalla Lana da Silva
UNIPAMPA

Prof. Me. Thiago Eliandro de Oliveira Gomes
UNIPAMPA



Assinado eletronicamente por **CHRYSYTIAN DALLA LANA DA SILVA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/04/2021, às 19:22, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **THIAGO ELIANDRO DE OLIVEIRA GOMES, Assistente em Administração**, em 30/04/2021, às 19:23, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **FLADIMIR FERNANDES DOS SANTOS, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/04/2021, às 19:23, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador 0510270 e o código CRC DAE67FEC.

Universidade Federal do Pampa, Campus Alegrete
Av. Tiarajú, 810 – Bairro: Ibirapuitã – Alegrete – RS CEP: 97.546-550
Telefone: (55) 3422-8400

AGRADECIMENTO

Agradeço, primeiramente, aos meus pais João Paulo e Ana Rozi e a minha irmã Ana Paula, por todo apoio e incentivo durante toda minha vida, e pelo esforço que tornou possível a minha chegada até aqui.

À minha noiva, Francieli, agradeço a paciência, a força para que eu pudesse superar os obstáculos e, principalmente, por estar ao meu lado durante toda essa jornada.

Ao Prof. Dr. Fladimir Fernandes dos Santos, pela oportunidade de realizar este trabalho, pelas dicas, conselhos e correções, para que fosse possível a conclusão deste trabalho.

Aos professores que, de alguma forma, contribuíram para a minha formação como profissional e, acima de tudo, como cidadão.

Aos meus amigos João Inácio e Lucas, pelas horas de estudo.

Ademais, agradeço a todas as pessoas que, de alguma forma, tiveram participação para que este sonho pudesse ser realizado.

“A vida me ensinou a nunca desistir
Nem ganhar, nem perder, mas procurar
evoluir”.

Chorão.

RESUMO

A partir da Resolução Normativa 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica, responsável pela apresentação do sistema de compensação tarifária, e impulsionado pela queda dos preços dos módulos fotovoltaicos, há um crescimento da instalação de sistemas fotovoltaicos para micro e minigeração distribuída no país. A fim de mostrar a influência do valor da tarifa de energia elétrica em projetos de microgeração de energia, este trabalho aborda a viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição em duas cidades distintas. Foi considerada uma mesma unidade consumidora, sendo do tipo classe B1 – monofásico 220V. Ademais, optou-se por localidades que estão entre aquelas que possuem os maiores e os menores valores de tarifa no Brasil, sendo Nova Friburgo – RJ e Florianópolis – SC, respectivamente. Fez-se uma revisão bibliográfica, a fim de fundamentar o desenvolvimento deste trabalho, onde se empregam duas provas: a viabilidade técnica e a viabilidade econômica do investimento. A análise técnica refere-se aos cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, para as duas localidades, a fim de suprir a demanda e a análise de viabilidade econômica teve como auxílio as ferramentas da engenharia econômica, sendo elas: o Valor Presente Líquido, a Taxa Interna de Retorno e o *Payback* Descontado. O valor do investimento inicial foi o mesmo para os dois casos estudados, sendo considerado por meio de financiamento em um período de 60 meses, com prazo de carência de 3 meses para início do pagamento. Os projetos de Florianópolis – SC e Nova Friburgo – RJ demonstraram ser viáveis tecnicamente ao suprir a demanda de energia elétrica. Também apresentaram resultados favoráveis referentes a viabilidade econômica, pois resultaram em um Valor Presente Líquido positivo e uma Taxa interna de Retorno maior do que a Taxa Mínima Atrativa. Devido ao maior valor de tarifa, o projeto de Nova Friburgo – RJ demonstrou maior rentabilidade e um período de *Payback* Descontado menor do que o projeto de Florianópolis – SC.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos. Microgeração Distribuída. Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

From Normative Resolution 482/2012, of the National Electric Energy Agency, responsible for the presentation of the tariff compensation system, and driven by the drop in the prices of photovoltaic modules, there is an increase in the installation of photovoltaic systems for micro and mini-generation distributed in the country. In order to show the influence of the electric energy tariff value in energy micro generation projects, this work addresses the technical and economic feasibility of a photovoltaic system connected to the distribution network in two different cities. The same consumer unit was considered, being of the type B1 class - single-phase 220V. In addition, we opted for locations that are among those that have the highest and lowest tariff values in Brazil, with Nova Friburgo - RJ and Florianópolis - SC, respectively. A bibliographic review was made in order to support the development of this work, where two tests are used: the technical feasibility and the economic feasibility of the investment. The technical analysis refers to the sizing calculations of the photovoltaic system, for the two locations, in order to supply the demand and the economic feasibility analysis was aided by the economic engineering tools, which are: the Net Present Value, the Rate Internal Return and Discounted Payback. The value of the initial investment was the same for the two cases studied, being considered by means of financing over a period of 60 months, with a grace period of 3 months for the beginning of the payment. The Florianópolis - SC and Nova Friburgo - RJ projects proved to be technically feasible when meeting the demand for electricity. They also presented favorable results regarding economic viability, as they resulted in a positive Net Present Value and an internal Rate of Return higher than the Minimum Attractive Rate. Due to the higher tariff value, the Nova Friburgo - RJ project demonstrated greater profitability and a shorter Discounted Payback period than the Florianópolis - SC project.

Keywords: Photovoltaic systems. Distributed microgeneration. Economic viability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sistema isolado.....	25
Figura 2 – Modelo de um SFCR.....	26
Figura 3 – Modelo de sistema solar híbrido	27
Figura 4 – Exemplo de diagrama de fluxo de caixa.....	36
Figura 5 – Processo de pesquisa.....	45
Figura 6 – Ciclo de decisões do projeto	47
Figura 7 – Geração x Consumo 1º ano Florianópolis – SC.....	62
Figura 8 – Geração x Consumo anual em Florianópolis – SC.....	63
Figura 9 – Geração x Consumo 1º ano Nova Friburgo – RJ	66
Figura 10 – Geração x Consumo anual em Nova Friburgo – RJ.....	67
Figura 11 – Simulação de financiamento BNDES Finame – Energia Renovável.....	74
Figura 12 – Resultado resumido da simulação do financiamento BNDES Finame – Energia Renovável.....	75
Figura 13 – Comparação do valor da fatura 1º ano em Florianópolis – SC.....	77
Figura 14 – Evolução do valor da fatura em Florianópolis – SC.....	78
Figura 15 – Lucro anual Florianópolis – SC	78
Figura 16 – <i>Payback</i> Descontado Florianópolis – SC	80
Figura 17 – Comparação do valor da fatura 1º ano em Nova Friburgo – RJ.....	81
Figura 18 – Evolução do valor da fatura em Nova Friburgo – RJ.....	82
Figura 19 – Lucro anual Nova Friburgo – RJ.....	83
Figura 20 – <i>Payback</i> Descontado Nova Friburgo – RJ	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Viabilidade econômica de SFCR para uma unidade consumidora classe B1 em Campo Bom - RS.....	40
Tabela 2 – Comparação do desempenho financeiro de um SFCR considerando diferentes classes de consumidores na cidade de Gramado - RS.....	41
Tabela 3 – Viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de São Luiz Gonzaga – RS.....	41
Tabela 4 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Juiz de Fora – MG	42
Tabela 5 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Mossoró – RN.....	42
Tabela 6 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Toledo – PR.....	43
Tabela 7 – Resultados do estudo de caso para cidades diferentes	43
Tabela 8 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Alegrete – RS.....	44
Tabela 9 – Ranking nacional de tarifas residenciais (grupo B1).....	48
Tabela 10 – Critérios de avaliação do investimento	53
Tabela 11 – Localização da unidade consumidora	55
Tabela 12 – Irradiação solar diária média mensal.....	55
Tabela 13 – Perdas que influenciam na Taxa de Desempenho do SFCR	56
Tabela 14 – Histórico dos últimos 12 meses de consumo.	57
Tabela 15 – Parâmetros para o dimensionamento do SFCR de Florianópolis - SC..	58
Tabela 16 – Comparação entre os módulos fotovoltaicos.....	58
Tabela 17 – Custo e percentual de participação dos materiais no investimento total	59
Tabela 18 – Informações técnicas do módulo fotovoltaico Canadian Solar/CS6K-300MS.....	60
Tabela 19 – Informações técnicas do inversor	60
Tabela 20 – Energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico em Florianópolis – SC.....	61

Tabela 21 – Energia total gerada em Florianópolis – SC no primeiro ano de geração	62
Tabela 22 – Parâmetros para dimensionamento do SFCR para Nova Friburgo - RJ	64
Tabela 23 – Energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico em Nova Friburgo – RJ.	65
Tabela 24 – Energia total gerada em Nova Friburgo – RJ no primeiro ano de geração	66
Tabela 25 – Média do reajuste tarifário anual (Grupo B1) CELESC e ENF	71
Tabela 26 – Projeção das bandeiras tarifárias	72
Tabela 27 – Inflação Histórica Brasil (IPC) últimos 10 anos.....	73
Tabela 28 – Total de juros pagos durante o financiamento.....	75
Tabela 29 – Parâmetros considerados para a análise da viabilidade econômica em Florianópolis – SC (CELESC)	76
Tabela 30 – Critérios para tomada de decisão na cidade de Florianópolis - SC.....	79
Tabela 31 – Parâmetros considerados para a análise da viabilidade econômica em Nova Friburgo – RJ (ENF).....	81
Tabela 32 – Critérios para tomada de decisão na cidade de Nova Friburgo - RJ.....	83
Tabela 33 – Síntese dos resultados	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ANEEL	Associação Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
COFINS	Contribuição para Financiamento de Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo
ENF	Energisa Nova Friburgo
GD	Geração Distribuída
GW	Giga Watt
HSP	Horas de Sol Pleno
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt hora
kWp	Quilowatt pico
NBR	Norma Brasileira
PIS	Programa de Integração Social
PPCEE	Projeto Pedagógico do Curso de Engenharia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROJETEE	Projetando Edificações Energicamente Eficientes
RN	Resolução Normativa
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SF	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
TE	Tarifa de Consumo de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima Atrativa

TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

AGRADECIMENTO	6
RESUMO.....	8
SUMÁRIO	15
1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Objetivo Geral.....	19
1.2 Objetivos Específicos	19
1.3 Justificativa	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	21
2.1 Energia fotovoltaica	21
2.2 Sistemas fotovoltaicos	21
2.2.1 Célula fotovoltaica.....	22
2.2.2 Módulo Fotovoltaico	22
2.2.3 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos.....	23
2.2.4 Inversores	24
2.2.5 Tipos de Ligação	25
2.2.5.1 Sistema isolado (<i>Off-grid</i>).....	25
2.2.5.2 Sistema conectado à rede (<i>On-grid</i>).....	26
2.2.5.3 Sistema híbrido	27
2.3 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica	28
2.3.1 Influência da irradiância solar e da temperatura	28
2.3.2 Ângulo de inclinação	29
2.4 Legislação e requisitos para conexão à rede	29
2.4.1 Isenção de ICMS e PIS e COFINS.....	31
2.4.2 Bandeiras tarifárias.....	31
2.5 Projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR).....	32

2.5.1 Dimensionamento Preliminar	33
2.5.2 Projeto Elétrico	35
2.6 Análise econômica do projeto	35
2.6.1 Fluxo de caixa.....	36
2.6.2 Taxa Mínima Atrativa.....	36
2.6.3 <i>Payback</i>	37
2.6.4 <i>Payback</i> Simples	37
2.6.5 <i>Payback</i> Descontado	38
2.6.6 Valor Presente Líquido	38
2.6.7 Taxa Interna de Retorno	39
2.7 Estudos de viabilidade econômica em projetos de sistemas fotovoltaicos	40
3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS.....	45
3.1 Caracterização da pesquisa	45
3.2 Etapas da pesquisa	46
3.2.1 Necessidade do mercado	47
3.2.2 Solução proposta	47
3.2.3 Primeira Prova: Viabilidade Técnica.....	49
3.2.4 Segunda prova: Viabilidade Econômica	50
3.2.5 Critérios de Avaliação da Viabilidade Econômica.....	52
4 RESULTADOS.....	54
4.1 Primeira Prova: Viabilidade Técnica.....	54
4.1.1 Localização	54
4.1.2 Potencial Solar	55
4.1.3 Taxa de Desempenho (TD)	56
4.1.4 Perfil de Consumo.....	56
4.1.5. Dimensionamento Florianópolis – SC	58
4.1.6 Dimensionamento Nova Friburgo – RJ	64

4.2 Segunda Prova: Viabilidade Econômica	68
4.2.1 Cálculo do Faturamento	68
4.2.2 Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias	70
4.2.3 Projeção das Bandeiras Tarifárias.....	71
4.2.4 Inflação Média Brasil (IPC)	72
4.2.5 Simulação do Financiamento	73
4.2.6 Fluxo de Caixa	75
4.2.7 Análise de Viabilidade Econômica Florianópolis – SC	76
4.2.8 Análise de Viabilidade Econômica Nova Friburgo – RJ.....	80
4.2.9 Síntese dos Resultados	85
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	87
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	88
APÊNDICE A – FINANCIAMENTO BNDES – ENERGIA RENOVÁVEL	95
APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA FLORIANÓPOLIS – SC.....	96
APÊNDICE C – FLUXO DE CAIXA NOVA FRIBURGO – RJ	97

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica, ocasionada pelo desenvolvimento tecnológico e também pelo aumento populacional, incentiva a busca por sistemas de geração autossustentáveis, visando a diminuição do uso de recursos não renováveis. Villalva e Gazoli (2012) destacam que uma forma de gerar energia elétrica, a partir dos raios solares, é a fotovoltaica. Esse método consiste em gerar energia elétrica, a partir do efeito fotovoltaico, que ocorre com a formação de tensão ou corrente elétrica em um material semicondutor quando exposto à luz.

Entende-se que o avanço tecnológico e o aumento da produção de células fotovoltaicas foram determinantes para diminuir o preço de sistemas fotovoltaicos. Segundo Diamandis (2014), observou-se uma queda do valor por watt de energia produzido, onde passou de U\$\$ 79,67 para U\$\$ 0,36 em menos de quarenta anos.

Essas mudanças de valores podem ser explicadas pela Lei de Swanson, cujo nome é referente à Richard Swanson, fundador do fabricante de painéis solares *SunPower*. De acordo com a lei, o valor de mercado dos módulos fotovoltaicos diminui em cerca de 20% conforme a duplicação da capacidade solar global. Logo, à medida que as indústrias relacionadas a sistemas fotovoltaicos melhoram os processos produtivos, os preços caem (BOUHID, 2019).

A queda dos preços é um fator que incentiva o crescimento do mercado fotovoltaico no mundo. Conforme a ABSOLAR (2021), o Brasil ultrapassou 8 GW de capacidade de energia fotovoltaica instalada em 2021, sendo 5,17 GW de geração distribuída e 3,29 GW de geração centralizada. De acordo com o autor supracitado houve um crescimento total a uma taxa média de 150% ao ano, tanto na geração distribuída, quanto a centralizada, nos últimos nove anos.

Outro atrativo para investimentos em sistemas fotovoltaicos, no Brasil, ocorreu pela Resolução Normativa 482/2012, da Associação Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta resolução garante ao consumidor gerar a sua própria energia elétrica, a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, e fornecer o excedente para a rede elétrica de distribuição, gerando créditos ao consumidor, que podem ser utilizados para descontar o valor da fatura de energia (ANEEL, 2012).

Partindo deste ponto, este trabalho aborda sobre viabilidade econômica de sistemas de microgeração distribuída de energia fotovoltaica conectados à rede em duas cidades que estão entre aquelas que possuem maior e menor tarifa no Brasil.

Diante o exposto na presente pesquisa busca-se resposta para a seguinte questão: em localidades brasileiras que estão entre aquelas que possuem a maior e a menor tarifa de energia elétrica, o quão atrativo economicamente se torna o investimento em projetos de sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição?

1.1 Objetivo Geral

Realizar a análise de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, considerando a instalação em duas cidades que estão entre os maiores e os menores valores de tarifas de energia elétrica cobrados no Brasil.

1.2 Objetivos Específicos

- estabelecer duas cidades para investigação, considerando-se que estão entre os maiores e os menores valores de tarifas de energia elétrica cobrados no Brasil;
- delinear, para cada cidade, um projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), sendo determinado para uma unidade consumidora residencial de classificação B1, monofásico 220V;
- analisar a viabilidade técnica dos projetos de SFCR para essas localidades;
- avaliar a viabilidade econômica dos projetos de SFCR para essas localidades.

1.3 Justificativa

A realização desta pesquisa pode ser justificada com diferentes enfoques, haja vista as necessidades impostas pela sociedade. Neste sentido, destaca-se:

- **Do ponto de vista acadêmico:** de acordo com o Projeto Pedagógico do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), o engenheiro eletricista, no âmbito das suas competências profissionais, deve possuir o conhecimento técnico necessário para aplicar as ferramentas de engenharia econômica para a análise de um projeto, compreendendo o estudo de viabilidade técnico-econômica e ambiental (PPCEE, 2009). Neste sentido, cabe frisar esta pesquisa engloba as análises técnica e econômica, com enfoque na esfera ambiental.

- **Do ponto de vista econômico:** será possível mostrar a influência do custo da tarifa de energia elétrica no retorno econômico de investimentos realizados em projetos de sistemas de microgeração distribuída de energia fotovoltaica conectados à rede de distribuição, para uma unidade consumidora modelo de classe B1 – residencial – monofásico 220V.
- **Do ponto de vista ambiental:** o estudo poderá contribuir para a conscientização da sociedade de que o uso de fontes de recursos renováveis para geração de energia elétrica acarreta menores impactos ambientais. Diante disso, a relevância desse tema também pode ser entendida, haja vista a necessidade de estudos que deixem evidente que investimentos em fontes de energia elétrica fotovoltaicas proporcionam redução dos impactos ambientais e podem trazer tanto vantagens ambientais, quanto econômicas.
- **Do ponto de vista técnico:** cabe salientar a importância prática, pois pressupõe propiciar o aprendizado técnico e científico de dimensionamento de sistema fotovoltaico com embasamento teórico-prático, desenvolvendo habilidades de aplicação de métodos científicos, de conhecimentos de engenharia elétrica, bem como de identificação e de solução dos problemas de engenharia.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção aborda-se sobre energia fotovoltaica, componentes, normas regulamentadoras, entre outros tópicos, os quais fundamentam o desenvolvimento da presente pesquisa.

2.1 Energia fotovoltaica

Documentado em 1839, por Edmond Becquerel, o efeito fotovoltaico consiste no aparecimento de uma diferença de potencial nos terminais de um semicondutor, quando o mesmo absorve a luz solar (NASCIMENTO, 2004). Tal efeito tem por finalidade captar diretamente a luz solar, através de placas fotovoltaicas, e produzir corrente elétrica, onde é processada por equipamentos controladores e conversores, podendo ser utilizada diretamente em sistemas conectados à rede elétrica ou armazenada em baterias (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O efeito fotovoltaico ocorre em materiais semicondutores – sendo o silício o mais utilizado na fabricação de células fotovoltaicas, nas quais se caracterizam por possuírem uma banda de valência e condução distintas, um lado positivo e outro lado negativo, respectivamente (CRESESB, 2006).

Cabe ressaltar que o silício puro não é considerado um bom condutor, pois possui átomos que se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, desenvolvendo uma rede cristalina, com oito elétrons na camada de valência. Logo, utiliza-se uma técnica conhecida por dopagem, onde outros elementos são inseridos com a finalidade de aumentar a condutividade do material (FADIGAS, 2011).

As células fotovoltaicas, nas quais constituem o módulo fotovoltaico, são responsáveis por converter a luz solar em energia elétrica fotovoltaica, como pode ser visto na sequência.

2.2 Sistemas fotovoltaicos

Nesta seção são detalhados os componentes necessários para projeto e execução de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Em seguida são abordados os tipos de ligação.

2.2.1 Célula fotovoltaica

Célula fotovoltaica é o elemento responsável por converter a energia luminosa em energia elétrica devido ao efeito fotovoltaico. São produzidas com material semicondutor, em grande maioria usando o silício (Si) e, comumente, podendo ser constituídas de cristais monocristalinos ou policristalinos (FREITAS; HOLLANDA, 2015).

- Silício Monocristalino - Entre as células que utilizam como material base o silício (Si), as monocristalinas geralmente apresentam maior eficiência, apesar de um elevado custo de produção. De acordo com CRESESB (2014), as células comerciais obtidas por esse processo atingem uma eficiência de até 15% podendo chegar a 18% em células fabricadas em laboratórios.
- Silício Policristalino - As células de silício policristalino exigem um processo de preparação menos rigoroso comparado às células de silício monocristalino, logo o custo de fabricação é menor. Porém, como desvantagem, a eficiência é menor comparado às de silício monocristalino alcançado ao longo dos anos a eficiência máxima de 12,5% em escalas industriais (CRESESB, 2014).

2.2.2 Módulo Fotovoltaico

O módulo fotovoltaico constitui-se por células fotovoltaicas, as quais utilizam do efeito fotovoltaico para a produção de eletricidade. De acordo com o CRESESB (2006), uma célula fotovoltaica possui baixa tensão de saída e para que se obtenha tensão e corrente de saída adequadas é feito o agrupamento de várias células formando um módulo fotovoltaico.

Geralmente, uma célula fotovoltaica individual produzida com silício tem uma tensão entre 0,5 e 0,8V. Logo, as células são conectadas em série para que produzam uma tensão adequada para a utilização do módulo fotovoltaico (LIMA; GARCIA; ROSA, 2019). O número de células conectadas em série ou paralelo em um módulo fotovoltaico, depende diretamente da tensão que será utilizada e da corrente desejada. As possíveis configurações são:

- Associação em série: O fundamento dessa associação é manter a corrente enquanto a tensão total é o somatório das tensões de cada

módulo. Neste caso, o terminal positivo de um módulo é conectado ao terminal negativo de outro (DUFO-LOPEZ *et al.*, 2016).

- Associação em paralelo: Este tipo de associação tem por finalidade manter a tensão total igual à do módulo individual, enquanto a corrente resultante será o somatório de cada corrente individual dos módulos (CRESESB, 2006).

Cabe informar que os módulos fotovoltaicos apresentam uma queda de eficiência ao longo do tempo por conta da perda de produção das células de silício. As fabricantes na maioria das vezes garantem ao menos 80% da potência nominal em 25 anos, além de fornecer garantia por até 5 anos contra defeitos de fabricação (CRESESB, 2014).

Os módulos fotovoltaicos podem ser instalados em fachadas e telhados de edifícios e residências, ou ainda, empregadas na construção de usinas geradoras de eletricidade (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A junção desses módulos caracteriza um arranjo fotovoltaico, onde os módulos são associados em série ou paralelo dependendo da demanda do sistema.

2.2.3 Características elétricas dos módulos fotovoltaicos

Em regra, a potência dos módulos é dada pela potência de pico, porém, há outros parâmetros que caracterizam o funcionamento do módulo (CRESESB, 2006). As principais características elétricas dos módulos são as seguintes:

- V_{oc} - tensão de circuito aberto;
- I_{sc} - corrente de curto circuito;
- P_m - potência máxima;
- V_{mp} - tensão de potência máxima;
- I_{mp} - corrente de potência máxima.

Para se obter as curvas características dos módulos, é definida a condição padrão para radiação de 1000 W/m² e temperatura de 25°C na célula. Durante o ensaio são armazenadas informações de tensão e corrente, gerando uma curva característica (CRESESB, 2006).

2.2.4 Inversores

O inversor é um equipamento eletrônico que converte a eletricidade de tensão e corrente contínuas (CC) em tensão e corrente alternadas (CA). Este equipamento é necessário em sistemas fotovoltaicos para fornecer corrente alternada ao consumidor a partir da energia de corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico (VILLALVA; GAZOLI, 2012). A tensão CA de saída deve ter frequência, conteúdo harmônico e amplitude apropriados às cargas alimentadas. No caso de sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a rede elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

Os inversores podem ser divididos em duas categorias com relação ao tipo de aplicação em sistemas fotovoltaicos: Sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) e Sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs). Ainda que os inversores SFCRs compartilhem dos mesmos princípios de funcionamento dos inversores para SFIs, eles possuem atributos específicos em termos de qualidade e segurança da energia injetada na rede para suprir as exigências das distribuidoras de energia (PINHO; GALDINO, 2014).

De modo geral, os inversores para SFCRs com potência individual até 5kW são monofásicos. Para sistemas de maior potência é utilizado inversores trifásicos, ou inversores monofásicos em associação trifásica (PASSOS, 2016).

Para que o máximo de energia seja fornecido à rede, o inversor deve operar no ponto de máxima potência do arranjo fotovoltaico. Como o ponto de máxima potência sofre alteração de acordo com as condições climatológicas, o inversor deve possuir um sistema rastreador do ponto de máxima potência (termo em inglês, *Maximum Power Point Tracking* (MPPT)) (GUIMARÃES, 2016).

Conforme Villalva e Gazoli (2012), após a conversão CC-CA, o inversor transfere a energia para o quadro de distribuição do local para que possa alimentar a carga. Se a energia produzida pelos módulos fotovoltaicos não for suficiente para alimentar a carga, a diferença é suprida pela rede da concessionária.

Caso a energia produzida seja superior à demanda da carga, o excedente é injetado na rede elétrica. O gerenciamento do fluxo de energia é realizado de forma otimizada pelo inversor de frequência.

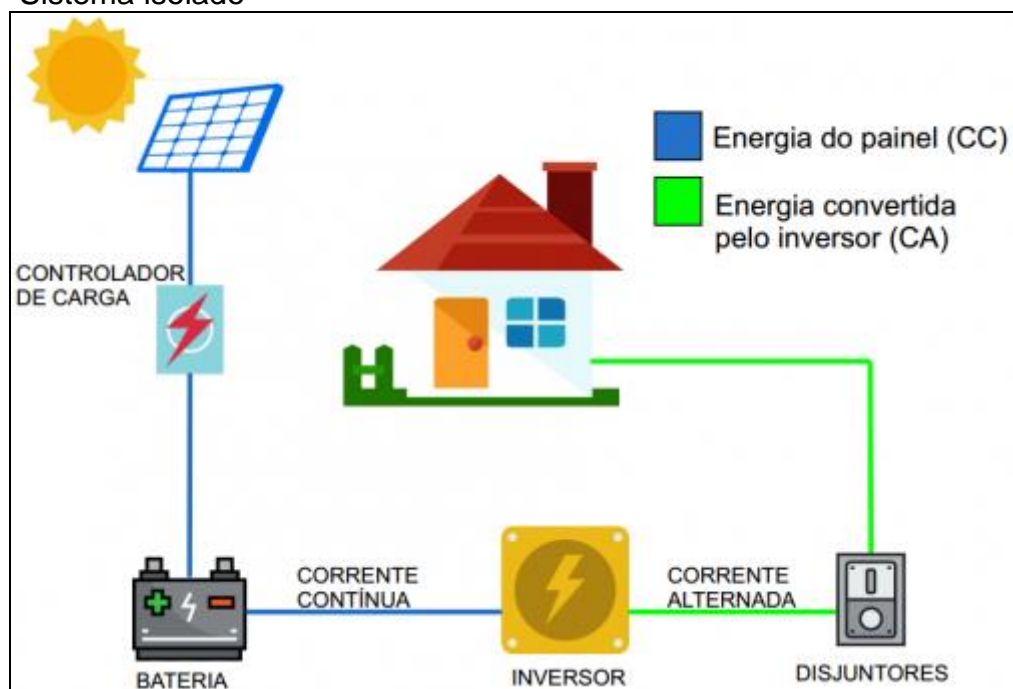
2.2.5 Tipos de Ligação

O sistema fotovoltaico pode ser classificado em três distintas categorias: sistemas isolados, conectados à rede e híbridos. A seguir, apresenta-se a descrição de cada uma das categorias.

2.2.5.1 Sistema isolado (*Off-grid*)

Os sistemas isolados, também conhecidos como autônomos ou *off-grid*, são comumente utilizados em locais remotos ou não atendidos por uma rede elétrica (VILLALVA; GAZOLI, 2012). Essa categoria configura-se por ser puramente fotovoltaica, utilizando baterias para o armazenamento de energia. A Figura 1 apresenta um exemplo de sistema isolado.

Figura 1 – Sistema isolado



Fonte: EnergyTec (2020, não paginado)

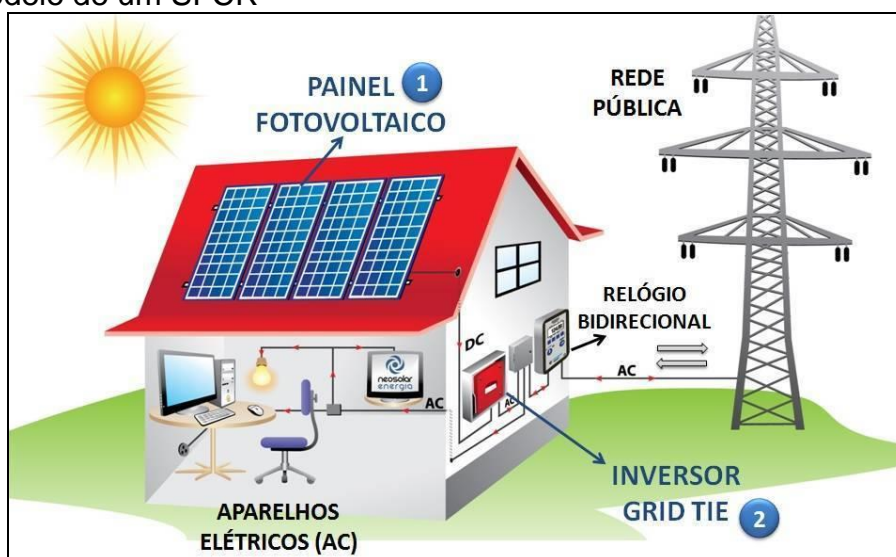
O diferencial do sistema isolado é a autonomia, pois possui um banco de baterias onde sua principal função é manter o fornecimento de energia em períodos sem sol e à noite. Além disso, necessita de um controlador de carga, que controla a tensão de entrada evitando sobrecargas para garantir o bom funcionamento do sistema (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.2.5.2 Sistema conectado à rede (*On-grid*)

O sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFCR), também conhecido como *on-grid*, opera em paralelismo com a rede de eletricidade. Esse sistema tem como objetivo gerar eletricidade para o autoconsumo, podendo reduzir, ou eliminar o consumo da rede elétrica ou ainda mesmo gerar excedente de energia (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Conforme o Projeteee (2020), um sistema fotovoltaico conectado à rede é essencialmente composto por: módulos fotovoltaicos, inversor e medidor bidirecional. Neste sistema, não é possível armazenar energia, pois não há banco de baterias, ou seja, quando ocorre falta de energia na rede, a edificação onde situa-se o sistema instalado também fica sem acesso a eletricidade. Um exemplo de SFCR é mostrado na Figura 2.

Figura 2 – Modelo de um SFCR



Fonte: NeoSolar (2018, não paginado)

Os módulos fotovoltaicos transformam a irradiação solar em energia elétrica em forma de corrente contínua (CC) e entregam essa corrente ao inversor, que é o equipamento responsável por transformar a eletricidade produzida pelos módulos de corrente contínua para corrente alternada (CA) e com forma de onda igual à da rede elétrica da concessionária, para que seja possível sua utilização na unidade consumidora (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

O medidor bidirecional é o dispositivo que determina a quantidade de energia gerada e entregue à rede, bem como a energia que chega da concessionária para o

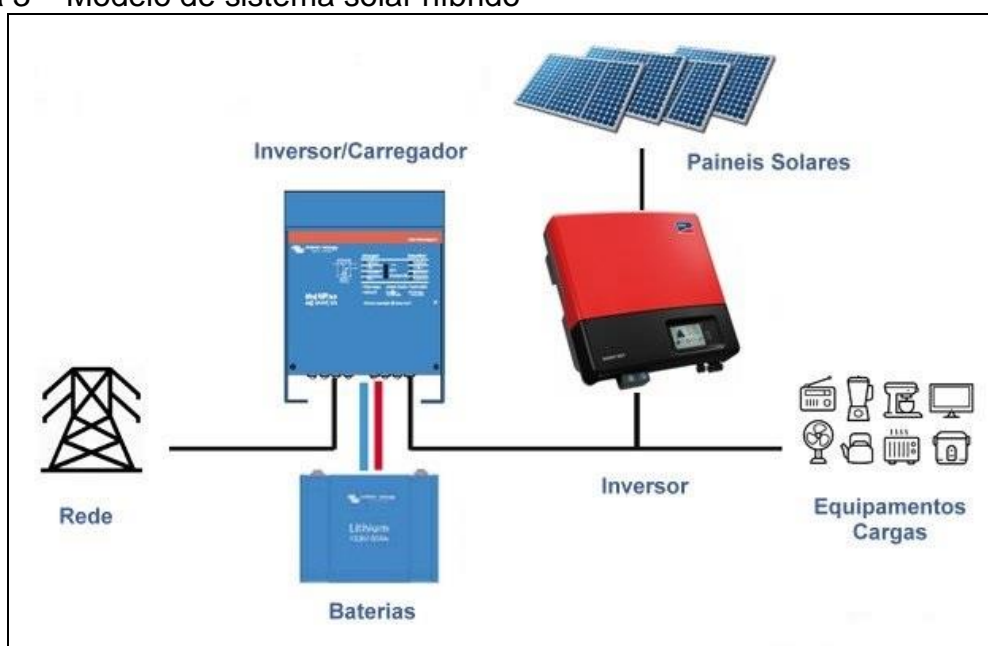
consumidor. Este equipamento é necessário porque o SFCR gera energia quando há irradiação solar, mas o padrão de consumo nem sempre corrobora com a produção. Se é produzido em excesso, a energia gerada deve ser injetada na rede elétrica. Se a geração de energia for insuficiente para o consumidor, o sistema utilizará a energia da concessionária para atender à demanda (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

2.2.5.3 Sistema híbrido

De acordo com Schmidt (2019) sistemas solares híbridos caracterizam-se sobretudo pela junção dos sistemas conectado à rede (*on-grid*) juntamente com sistema de armazenamento de energia (*off-grid*). Assim, o sistema solar híbrido oferece economia e confiabilidade, pois, continua em funcionamento durante quedas de energia, por exemplo.

Dentre as possíveis configurações e modelos de instalação dos sistemas solares híbridos, a Figura 3 apresenta um destes modelos.

Figura 3 – Modelo de sistema solar híbrido



Fonte: Reis (2018, não paginado)

Como vantagem, o sistema solar híbrido oferece uma redução ainda maior da conta de luz, uma vez que os sistemas híbridos utilizam a energia armazenada nas baterias. Assim, o consumidor que opta por esse sistema garante uma

independência energética mais abrangente, pois a energia continua sendo usada mesmo em casos de apagão (SCHMIDT, 2019).

Porém, como desvantagem, pode ser citado o custo elevado de investimento quando comparado à sistemas solares que não possuem banco de baterias. Além disso, por possuir mais equipamentos, a instalação torna-se mais complexa, necessitando de um espaço físico maior para o banco de baterias.

2.3 Fatores que influenciam na geração de energia fotovoltaica

Alguns fatores externos influenciam diretamente no desempenho do sistema fotovoltaico, nesta seção eles estão apresentados.

2.3.1 Influência da irradiância solar e da temperatura

A luminosidade incidida e a temperatura das células influenciam diretamente no rendimento do módulo fotovoltaico. Embora ocorra variação da radiação solar em função da hora e dia do ano, visando menores custos, os módulos fotovoltaicos são geralmente instalados em posição fixa, o que leva a absorver menor intensidade luminosa, pois o módulo não acompanha o movimento do sol (CRESEB,2006).

A irradiação denomina-se pela quantidade de radiação solar em um intervalo de tempo, e é uma medida de energia, apresentada em Watt-hora por metro quadrado (Wh/m²), enquanto a irradiância é denominada pela média de potência por metro quadrado (W/m²) (CRESEB, 2006).

Conforme ocorre o aumento da irradiância solar, a corrente elétrica produzida pelo módulo aumenta consideravelmente, ou seja, com pouca incidência de luminosidade o módulo tem sua capacidade de geração significativamente reduzida (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

As células fotovoltaicas sofrem mudanças de temperatura de acordo com a irradiação incidente e temperatura ambiente. Conforme ocorre o aumento da temperatura da célula, a tensão de circuito aberto (Voc) diminui enquanto a corrente de curto circuito (Icc) aumenta, isso provoca uma alteração na potência entregue pelo módulo (CRESEB, 2006).

Conforme Fadigas (2011) a tensão diminui consideravelmente com o aumento da temperatura enquanto a corrente sofre uma pequena elevação, ocasionando assim uma diminuição da potência entregue pelos módulos fotovoltaicos.

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017), há grande incidência de irradiação solar em todo território nacional, ainda que ocorram variações regionais, é pequena a diferença entre os índices de radiação registrados nas cinco regiões brasileiras, a média no Brasil é entre 1500 – 2500 kWh/m². Como referência, a Alemanha, um dos países com maior capacidade fotovoltaica instalada, possui radiação entre 900 – 1250 kWh/m² (PEREIRA et al., 2017).

2.3.2 Ângulo de inclinação

Grande parte dos sistemas fotovoltaicos possui ângulo de inclinação fixo, sendo assim, deve-se adotar um critério para a escolha do ângulo de forma que a captação dos raios solares seja maximizada (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Conforme os autores supracitados, duas regras básicas devem ser seguidas para a escolha do ângulo:

- Orientar o módulo fotovoltaico para o norte geográfico, isso faz com que a produção média diária de energia seja maximizada.
- Para otimizar a produção de energia ao longo do ano, o ângulo de inclinação do módulo com relação ao solo deve ser ajustado. O ângulo correto para a instalação deve ser igual à latitude do local onde o sistema será instalado.

2.4 Legislação e requisitos para conexão à rede

Entrou em vigor em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que garante o direito ao consumidor brasileiro de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede elétrica de distribuição (ANEEL, 2012).

Com o objetivo de reduzir o tempo e os custos de conexão dos sistemas geradores à rede de distribuição, aumentar o público alvo, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento e melhorar as informações na fatura. Em 24 de novembro de 2015 a ANEEL publicou

a Resolução Normativa nº 687/2015, revisando a Resolução Normativa 482/2012 (ANEEL, 2015).

Segundo as novas regras, que entraram em vigor em 1º de março de 2016, além da cogeração qualificada, é permitido o uso de qualquer fonte renovável conectada à rede de distribuição, denominando-se da seguinte forma (ANEEL, 2015):

- Microgeração distribuída: central geradora com potência instalada até 75 kW;
- Minigeração distribuída: central geradora com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW.

Determinou-se que, caso a energia injetada na rede seja superior à consumida, serão gerados créditos, que não podem ser revertidos em dinheiro, porém, podem ser utilizados pelo consumidor em um prazo de até 60 meses para abater o consumo da unidade consumidora. Estes créditos também podem ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local sob o domínio de atendimento da mesma concessionária, denominando este processo como “autoconsumo remoto” (ANEEL, 2015).

Criou-se também, a “geração compartilhada”, a qual possibilita a união de diversos consumidores em um consórcio ou cooperativa, para instalar um micro ou minigeração distribuída, e então, utilizar a energia gerada para reduzir a fatura de energia dos consorciados ou cooperados (ANEEL, 2015).

Com o intuito de simplificar os procedimentos necessários para a conexão de micro ou minigeração à rede de distribuição, a ANEEL instituiu formulário padrão para solicitação de acesso pelo consumidor e determinou prazo menor para microgeração distribuída, passando de 82 dias para 34 dias (ANEEL, 2015).

O acesso ao sistema de distribuição de energia elétrica é regido pelo Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), elaborado pela ANEEL, são documentos que estabelecem normas e procedimentos relacionados aos sistemas de distribuição. O módulo 3, seção 3.7 do PRODIST descreve os procedimentos para acesso de micro e minigeração distribuídas (ANEEL, 2017), os quais:

- Etapas para viabilização de acesso;
- Critérios técnicos e operacionais;

- Requisitos de projetos;
- Procedimentos de implementação e vistoria das instalações;
- Requisitos para operação, manutenção e segurança na conexão;
- Sistema de medição;
- Contratos.

Também, conforme o módulo 3 do PRODIST, alguns itens mínimos de proteção do sistema são requeridos, os quais variam conforme as dimensões do sistema instalado (ANEEL, 2017).

2.4.1 Isenção de ICMS e PIS e COFINS

Conforme a ANEEL (2012), de acordo com a Resolução Normativa 482/12, qualquer unidade consumidora tem a possibilidade de gerar sua própria energia e o excedente desta, ser injetado na rede da distribuidora local, assim, gerando créditos de energia através do sistema de compensação.

Através de publicação no Diário Oficial da União em 22 de abril de 2015, o Convênio ICMS 16/2015, autoriza os estados a conceder isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica entregue pela distribuidora à unidade consumidora, sendo esta energia correspondente aos créditos de energia gerados pela própria unidade consumidora ou de mesma titularidade (CONFAZ, 2015).

Mediante as diretrizes do Convênio ICMS 16/2015, de autoria do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), com a adesão do Amazonas, Paraná e Santa Catarina pelo Convênio ICMS 42/18, todos os 26 estados inclusive o Distrito Federal possuem isenção de ICMS para micro ou minigeração de energia com unidades consumidoras com potência instalada de até 1 MW (CONFAZ, 2018).

Já em 4 de novembro de 2015, o CONFAZ, através do Convênio ICMS 130/15, determinou isento de PIS e COFINS a energia injetada transformada em crédito pela distribuidora local, conforme o sistema de compensação (CONFAZ, 2015).

2.4.2 Bandeiras tarifárias

Por meio da Resolução Normativa 547/13, a ANEEL deu início ao sistema de bandeiras tarifárias. Esse sistema sinaliza o custo real da energia gerada, onde as

cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração (ANEEL, 2016).

Em janeiro de 2015, a fim de cobrar diretamente do consumidor sobre qualquer aumento de custos na geração de energia elétrica e, juntamente com a Resolução Homologatória 1.859/15, foram determinados os valores e faixas de acionamento para as bandeiras tarifárias. Conforme a ANEEL (2016), esse sistema é dividido em três modalidades:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada kWh consumidos;
- Bandeira vermelha – Patamar 1: condições mais custosas de geração. Acréscimo de R\$ 0,04169 para cada kWh consumidos;
- Bandeira vermelha – Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. Acréscimo de R\$ 0,06243 para cada kWh consumido.

Esse sistema, conforme a ANEEL (2016) tem por finalidade proporcionar maior transparência ao consumidor referente ao valor da fatura de energia elétrica. Possibilitando a adaptação do consumo de energia elétrica, conforme a bandeira acionada.

2.5 Projeto de Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR)

Para implementar um projeto de SFCR, deve-se considerar primeiramente a análise técnica e, após, a análise de viabilidade econômica. A análise técnica do projeto consiste em seguir as normas da ANEEL em conformidade com a concessionária atuante na localidade do projeto.

Conforme Pinho e Galdino (2014), um SFCR baseia-se entre diversos fatores, com as seguintes propriedades técnicas: orientação dos módulos fotovoltaicos, disponibilidade da área, estética, disponibilidade do recurso solar, demanda a ser atendida.

2.5.1 Dimensionamento Preliminar

O dimensionamento preliminar, consiste em realizar o cálculo para obter a potência necessária para o sistema. Para este dimensionamento são necessários os seguintes dados:

- histórico de consumo e tipo de fornecimento (obtidos na fatura de energia);
- tipo de telhado;
- localização;
- irradiação solar local (obtido no site do CRESESB).

É importante ressaltar que, para unidades consumidoras do grupo B (baixa tensão), mesmo que a energia produzida seja maior que o consumo, e o excedente seja injetado na rede, deverá ser efetuado o pagamento referente ao custo de disponibilidade mínima de energia (ANEEL, 2015), os quais:

- 30kWh (monofásico);
- 50 kWh (bifásico);
- 100 kWh (trifásico).

Para dimensionar de forma otimizada o gerador fotovoltaico, deve-se adotar o consumo médio diário anual da unidade consumidora (Wh/dia) descontado o valor da disponibilidade mínima de energia (Equação 1). Este cálculo pode ser feito pelo histórico de faturas mensais de consumo de energia elétrica emitidas pela distribuidora de energia local (PINHO; GALDINO, 2014).

$$E_{CD} = \frac{C_{MM} - CD}{30} \quad \dots (1)$$

Onde:

- E_{CD} : Energia de compensação diária;
- C_{MM} : Consumo médio mensal;
- CD : Custo de disponibilidade;
- 30: Média de dias no mês.

A média das horas diárias de sol pleno incidente no local (HSP) é mostrada na Equação 2 e, refere-se às horas em que a irradiância solar permanece constante e igual a 1 kW/m² levando em consideração aspectos como, ângulo de inclinação e orientação (PINHO; GALDINO, 2014).

$$HSP = \frac{I_{med} (kWh / m^2 * dia)}{1(kW / m^2)} \quad \dots (2)$$

Onde:

- HSP : Número de horas em que a irradiância solar deve ser constante e igual a $1kWh/m^2$;
- I_{med} : irradiação média anual incidente no local;
- $1(kW / m^2)$: condição padrão para irradiação solar.

Conforme o autor supracitado, a potência do micro gerador que compõe o SFCR pode ser calculada pela Equação 3.

$$P_{FV} (Wp) = \frac{(E_{CD} / TD)}{HSP_{MA}} \quad \dots (3)$$

Onde:

- $P_{FV} (Wp)$: Potência de pico do sistema FV;
- $E_{CD} (Wh/dia)$: Consumo diário médio anual da unidade consumidora;
- $HSP_{MA} (h)$: Média diária anual das HSP incidente no plano do painel FV;
- TD (adimensional): Taxa de desempenho, entre 0,7 e 0,8.

Para o número de módulos fotovoltaicos necessários para compor o arranjo do sistema fotovoltaico, utiliza-se a Equação 4 (PASSOS, 2016).

$$N_{módulos} = \frac{P_{FV}}{P_{módulo}} \quad \dots (4)$$

Onde:

- $N_{módulos}$: Número de módulos necessários;
- P_{FV} : Potência de pico do sistema fotovoltaico;
- $P_{módulo}$: Potência de pico do módulo fotovoltaico.

Para calcular a energia gerada por um módulo fotovoltaico utiliza-se a Equação 5 (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

$$ED = ES * AP * nP * TD \quad \dots (5)$$

Onde:

- *ED*: Energia produzida com um módulo fotovoltaico;
- *ES*: Irradiação diária média recebida pelo sol;
- *AP*: Área do módulo;
- *nP*: Eficiência do módulo;
- *TD*: Taxa de desempenho.

A partir da Equação 5 é possível calcular a energia produzida mensalmente por um módulo fotovoltaico, bastando multiplicar pelo número de dias do mês (VILLALVA; GAZOLI, 2012).

Da posse desses dados, é possível encontrar no mercado o conjunto de equipamentos necessários, que melhor se adequa a demanda do projeto.

2.5.2 Projeto Elétrico

Caracteristicamente os projetos com conexão em baixa tensão devem respeitar as condições da NBR 5410, que trata sobre instalações elétricas de baixa tensão (PINHO; GALDINO, 2014). O projeto elétrico para o sistema fotovoltaico compreende alguns pontos, sendo eles:

- planejamento da interconexão dos componentes do sistema de forma eficaz, visando evitar perdas de energia;
- adequação do projeto aos requisitos de segurança, com o objetivo de tornar o projeto seguro sob o ponto de vista elétrico;
- obedecer às normas e regulamentos técnicos aplicáveis para instalações elétricas (ABNT, ANEEL e distribuidora local).

2.6 Análise econômica do projeto

Casarotto Filho e Kopittke (2020) afirmam que o desempenho de investimentos pode ser medido em termos monetários, e para isso, utiliza-se técnicas de engenharia econômica fundamentadas na matemática financeira que, por sua vez, descrevem as relações de tempo e dinheiro.

Segundo Gomes (2013), a avaliação e análise de projetos de investimento são feitas com embasamento nos fluxos de caixa gerados pelos mesmos.

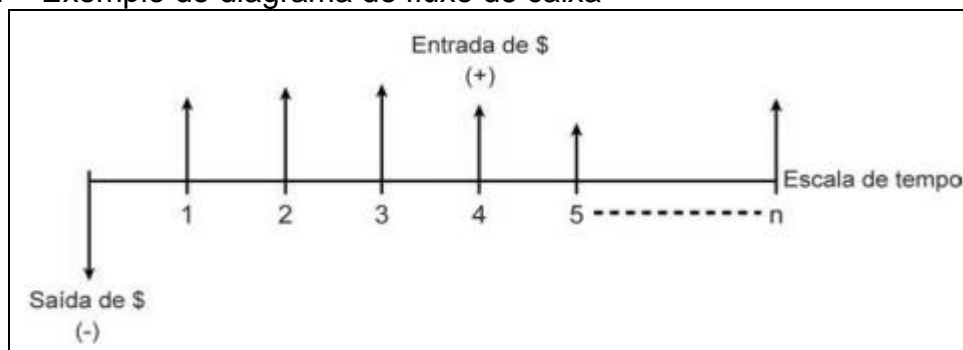
Partindo disso, a seguir são abordados tópicos referentes a engenharia econômica para tomada de decisão em análise de investimentos.

2.6.1 Fluxo de caixa

Conforme Silva (2018), fluxo de caixa define-se como a representação gráfica de uma série de movimentações financeiras ao longo do tempo. Com base nessa afirmação, é possível deduzir que se trata de uma maneira simplificada para visualizar os problemas envolvendo tempo e dinheiro.

O fluxo de caixa de um projeto constitui-se por uma escala horizontal onde define-se o tempo de operação em dias, meses ou anos. Nessa escala registram-se todas as movimentações financeiras de caixa, ou seja, as entradas e saídas de dinheiro. As entradas, por convenção registra-se com setas para cima e as saídas com setas para baixo (CARVALHO, 2011). Um exemplo de fluxo de caixa é apresentado na Figura 4.

Figura 4 – Exemplo de diagrama de fluxo de caixa



Fonte: Nogueira (2011, p 23)

2.6.2 Taxa Mínima Atrativa

Quando se deseja investir em um determinado projeto, define-se uma expectativa de ganho mínimo, gerada pelas condições que são oferecidas pelo mercado, ou mesmo por um mínimo que se deseja receber. Então, ao realizar um projeto, a Taxa Mínima Atrativa (TMA) consiste na taxa mínima pretendida como rendimento desse investimento (VANNUCCI, 2013).

Segundo Pamplona e Montevechi (2006), a TMA é a taxa a partir da qual ocorre retorno financeiro ao investidor e configura-se como uma ferramenta de avaliação de viabilidade econômica.

Conforme Silva (2018), para um melhor entendimento, pode-se comparar a TMA à taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), pois o investimento será praticado à medida que proporcionar retorno maior que o mercado. Deste modo, se a taxa SELIC for mais atraente que a TMA, o investidor

poderá deixar seu dinheiro em um banco rendendo juros, pois o investimento em questão não lhe renderá um retorno mais atraente.

2.6.3 *Payback*

É um método que representa o prazo máximo para recuperar o capital investido. Existem dois tipos de *Payback*, o Simples, onde não considera o valor do dinheiro no tempo, e o Descontado, que considera o valor do dinheiro no tempo (BRUNI; FAMÁ; SIQUEIRA, 1998).

Logo, o diferencial entre os métodos está na valorização do dinheiro no tempo, ou seja, no *Payback* Descontado, aplica-se a fórmula dos juros compostos para encontrar o valor atual (SILVA, 2018).

2.6.4 *Payback* Simples

Conforme Bruni e Famá (2007), o método do *Payback* Simples estima o período de tempo necessário para que a soma dos fluxos de caixa se iguale ao investimento inicial, sem considerar qualquer taxa de desconto, ou seja o valor do dinheiro no tempo.

Para o cálculo do *Payback* Simples, é necessário o valor inicial do investimento e o valor dos retornos periódicos proporcionados pelo mesmo, a fim de descobrir o prazo de retorno (SILVA, 2018).

De acordo com Silva (2018), para encontrar o *Payback* Simples, é necessário realizar o seguinte cálculo:

$$PB = \frac{VI}{VR} \quad \dots (6)$$

Onde:

- *PB*: *Payback*
- *VI*: Valor do investimento
- *VR*: Valor dos retornos

Para Camloffski (2014), quanto menor o período de *Payback*, maior a liquidez do projeto e, portanto, menor seu risco. Assim sendo, para aceitar esse método, deve-se considerar que o período de *Payback* seja menor ou igual ao período máximo estipulado para recuperação do investimento (BRIGHAM, 2001).

2.6.5 *Payback* Descontado

O cálculo do *Payback* Descontado compreende o valor do dinheiro no tempo, como medida corretiva. Esse método tem como vantagem admitir a inclusão de fluxos de caixa mais longínquos, pois os valores futuros são atualizados para a data zero com base na TMA (LEMES JÚNIOR; CHEROBIM; RIGO, 2010).

O cálculo necessário para o *Payback* Descontado é apresentado na Equação 7, com base em Bruni e Famá (2007).

$$FCC(t) = \sum_{j=1}^t \frac{(R_j - C_j)}{(1+i)^j} - I_0 \quad \dots (7)$$

Onde:

- $FCC(t)$: Fluxo de caixa descontado ao valor presente acumulado até o período t ;
- I_0 : Investimento inicial no período zero;
- C_j : Custo no período j ;
- R_j : Receita no período j ;
- i : Taxa mínima de atratividade (TMA);
- t : Período atual analisado.

Conforme Gitman (2010), o critério de aceitação do *Payback* Descontado é o mesmo do *Payback* Simples.

2.6.6 Valor Presente Líquido

O método do Valor Presente Líquido (VPL) é um dos mais conhecidos em análise da viabilidade de projetos de investimentos. Esse método permite fazer os ajustes, descontando as taxas de juros para obter a verdadeira noção do valor do dinheiro no tempo. O VPL não faz uma simples comparação do investimento com o retorno esperado, esse método leva em consideração a valorização do capital ao longo do tempo, e assim, permite calcular o ganho real de investimento (CAMARGO, 2017).

O método do VPL incide em calcular o valor presente de todas as entradas e saídas do fluxo de caixa e somar esse valor presente ao investimento inicial, ou seja, descontam-se todas as parcelas de recebimentos e pagamentos constantes do fluxo

de caixa do investimento, utilizando a TMA para trazê-las à data zero (CARVALHO, 2011).

Dessa maneira, é possível comparar alternativas e saber o quanto poderia valer o investimento na data de hoje, se é viável ou não iniciar um determinado investimento.

De acordo com Gitman (2010) o VPL é calculado pela Equação 8.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TMA)^t} - I_0 \quad \dots (8)$$

Onde:

- I_0 : investimento inicial na data zero;
- FC_t : Fluxo de caixa de cada período t ;
- TMA : Taxa mínima de atratividade;
- t : Período atual analisado;
- n : Período de horizonte do projeto.

Quando o método VPL é utilizado para tomar decisões em relação ao investimento, considera-se o mesmo viável economicamente se o VPL for positivo, caso o VPL seja negativo, o investimento é inviável economicamente (GITMAN, 2010). Se o VPL calculado for igual a zero, é indiferente investir ou não, pois, não haverá lucros nem perdas no investimento.

2.6.7 Taxa Interna de Retorno

O método da taxa interna de retorno (TIR) consiste em encontrar a taxa de desconto que faz com que o VPL de um determinado projeto de investimento seja igual a zero, pois o valor presente das entradas de caixa iguala-se ao investimento inicial. É a taxa de retorno anual composta que será obtida, se receber as entradas de caixa previstas ao realizar o investimento. Matematicamente, a TIR é o valor da TMA na equação 8 que faz com que o VPL seja igual a zero (GITMAN, 2010).

Conforme a Equação 9, ao igualar VPL a zero é obtida esta taxa.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad \dots (9)$$

Onde:

- I_0 : Investimento inicial no ano zero;

- FC_t : Fluxo de caixa de cada período t ;
- t : Período atual analisado;
- n : Período de horizonte do projeto;
- TIR : Taxa interna de retorno.

Conforme Pamplona e Montevechi (2006), a TIR deve ser comparada com a TMA para definir a aceitação ou não do projeto. Caso a TIR seja maior que a TMA, o projeto é atrativo, porém, uma TIR menor que a TMA indica que o projeto analisado não seja interessante. Se a TIR for igual a TMA, o projeto tem uma situação de indiferença.

2.7 Estudos de viabilidade econômica em projetos de sistemas fotovoltaicos

Oliveira e Schilling (2018) analisaram a viabilidade econômica de um investimento em um sistema de geração fotovoltaica conectado à rede de distribuição para uma unidade consumidora residencial classificação B1 – Bifásico – 220V no município de Campo Bom – RS. O critério de avaliação foi o VPL, a TIR e o *Payback* Descontado, a fim de determinar o tempo de retorno do investimento, como consta na Tabela 1.

Tabela 1 – Viabilidade econômica de SFCR para uma unidade consumidora classe B1 em Campo Bom - RS

Investimento Inicial	TMA	Período analisado	VPL	TIR	<i>Payback</i> Descontado
R\$ 15.600,00	10%	25 anos	R\$ 22.102,10	20,86%	8 anos e 5 meses

Fonte: Adaptado de Oliveira e Schilling (2018)

Os resultados obtidos pelos autores mostram que o investimento em um SFCR na cidade de Campo Bom – RS para uma unidade consumidora residencial, bifásica 220V é viável economicamente, pois apresenta um VPL maior que zero, uma TIR maior que a TMA, onde o retorno financeiro ocorre após 8 anos e 5 meses.

Pozzobon *et al.* (2018) realizaram a avaliação do desempenho elétrico e financeiro de três propostas de instalação de um SFCR na cidade de Gramado - RS. A proposta I visava maximizar a geração anual de eletricidade, a proposta II visava simplificar a instalação do SFCR e a proposta III visava otimizar a geração. Este estudo preliminar foi realizado para uma unidade consumidora que se enquadra no

grupo A4. A partir da análise dos autores, verificou-se que a proposta II foi a única com uma TIR atrativa, então, realizou-se um estudo de viabilidade econômica para a proposta II, estendendo ao grupo B1 (residencial). O resultado consta na Tabela 2.

Tabela 2 – Comparação do desempenho financeiro de um SFCR considerando diferentes classes de consumidores na cidade de Gramado - RS

	Investimento	TMA	Payback	VPL	TIR
	Inicial		Descontado		
B1	R\$ 63.000,00	10%	5 anos e 6 meses	R\$ 197.638,00	20,37%
A4	R\$ 63.000,00	10%	9 anos e 1 mês	R\$ 70.212,00	11,40%

Fonte: Adaptado de Pozzobon *et al.* (2018)

Dos resultados obtidos pelos autores, percebe-se que, o investimento em sistemas fotovoltaicos para consumidores residenciais (B1) é mais atrativo economicamente, salientando-se que os dois casos foram considerados viáveis economicamente, pois apresentam $VPL > 0$ e $TIR > TMA$.

Marchioro, Dahmer e Souza (2018) analisaram a viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 – Bifásico - 220V na cidade de São Luiz Gonzaga – RS. Como critério para avaliação dos resultados, obtiveram um VPL, uma TIR e, a fim de obter o período do retorno financeiro, o *Payback* Descontado. Os resultados constam na Tabela 3.

Tabela 3 – Viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de São Luiz Gonzaga – RS

Investimento	TMA	Período	VPL	TIR	Payback
Inicial		analisado			Descontado
R\$ 26.327,88	8,5%	25 anos	R\$ 17.726,56	13%	Entre 11 e 12 anos

Fonte: Adaptado de Marchioro, Dahmer e Souza (2018)

Os autores obtiveram resultados favoráveis ao investimento, pois a análise resultou em um VPL maior que zero, uma TIR maior que a TMA, além de um retorno financeiro entre 11 e 12 anos, período menor do que o analisado.

Deotti e Gomes (2018) analisaram a viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração solar fotovoltaica residencial com autoconsumo remoto. Os autores utilizaram o *software* PVsyst® para o dimensionamento do SF de uma unidade consumidora classe B1 – Bifásico – 127/220V na cidade de Juiz de Fora – MG. Os resultados constam na Tabela 4.

Tabela 4 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Juiz de Fora – MG

Investimento Inicial	TMA	Período analisado	VPL	TIR	Payback Descontado
R\$ 29.432,00	12%	25 anos	R\$ 40.625,23	23,7%	7 anos e 9 meses

Fonte: Adaptado de Deotti e Gomes (2018)

O resultado obtido por Deotti e Gomes (2018), mostra que o investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 com autoconsumo remoto na cidade de Juiz de Fora – MG, apresenta um VPL positivo e uma TIR maior que a TMA e o retorno financeiro ocorre em 7 anos e 9 meses. Dessa forma o investimento classifica-se como economicamente viável.

Gê, Carlos e Santiago (2018) estudaram a viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaica conectado à rede para uma unidade consumidora classe B1 – Monofásico – 220V na cidade de Mossoró – RN. O método para avaliação do investimento foi o Valo Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno. A fim de determinar o tempo necessário para o retorno do investimento, os autores aplicaram o método do Payback Descontado. Os resultados constam na Tabela 5.

Tabela 5 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Mossoró – RN

Investimento Inicial	TMA	Período analisado	VPL	TIR	Payback Descontado
R\$ 19.190,00	8,3%	25 anos	R\$ 15.774,38	17,17%	8 anos e 1 mês

Fonte: Adaptado de Gê, Carlos e Santiago (2018)

Os resultados obtidos por Gê, Carlos e Santiago (2018) demonstram que o investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 – Monofásico em Mossoró – RN é economicamente viável. Haja vista, que a análise apresentou um VPL positivo, uma TIR maior que a TMA, além de um retorno financeiro em 8 anos e 1 mês, período consideravelmente menor do que o analisado.

Rockenbach (2018) abordou sobre a viabilidade econômica de implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma unidade consumidora classe B1 – Trifásico em Toledo – PR. Os resultados constam na Tabela 6.

Tabela 6 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Toledo – PR

Investimento Inicial	TMA	Período analisado	VPL	TIR	Payback Descontado
R\$ 14.287,00	8%	25 anos	R\$ 78.076,65	29,11%	5 anos e 2 meses

Fonte: Adaptado de Rockenbach (2018)

Os resultados obtidos por Rockenbach (2018), indicam que o investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 – Trifásico é economicamente viável. Haja vista, que a análise apresentou um VPL positivo e uma TIR maior que a TMA. O retorno financeiro do investimento ocorre em 5 anos e 2 meses.

Rörig (2019) abordou a viabilidade econômica da instalação de sistemas de geração de energia fotovoltaica em uma mesma unidade consumidora, classe B1 – Monofásico – 220V, considerando a localização para quatro cidades diferentes, sendo estas: Belém – PA, São Paulo – SP, Salvador – BA e Santa Maria – RS. Os resultados do estudo constam na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados do estudo de caso para cidades diferentes

Cidade	Investimento Inicial	TMA	VPL	TIR	Payback Descontado
Belém – PA	R\$ 12.000,00	6,5%	R\$ 65.749,08	19,70%	5 anos e 6 meses
São Paulo – SP	R\$ 12.000,00	6,5%	R\$ 41.907,90	14,10%	7 anos e 6 meses
Salvador – BA	R\$ 12.000,00	6,5%	R\$ 24.603,57	12,44%	7 anos e 2 meses
Santa Maria - RS	R\$ 12.000,00	6,5%	R\$ 151.388,55	22,98%	5 anos e 8 meses

Fonte: Adaptado de Rörig (2019)

Conforme Rörig (2019), o estudo resultou em um $VPL > 0$ e a $TIR > TMA$ para os quatro casos analisados, garantindo assim, a viabilidade econômica do projeto em todos os casos. Por conta das tarifas, tributos e diferentes reajustes tarifários, destaca-se a diferença de tempo de retorno do investimento (*Payback Descontado*) para cada caso estudado.

Nicola (2019) analisou a viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede para uma unidade consumidora classe B1 – Bifásico – 220V na cidade de Alegrete – RS. Os resultados referentes à viabilidade econômica constam na Tabela 8.

Tabela 8 – Estudo de viabilidade econômica de um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 na cidade de Alegrete – RS

Investimento Inicial	TMA	Período analisado	VPL	TIR	<i>Payback</i> Descontado
R\$ 19.741,81	13%	25 anos	R\$ 15.051,47	22,15%	Entre 7 e 8 anos

Fonte: Adaptado de Nicola (2019)

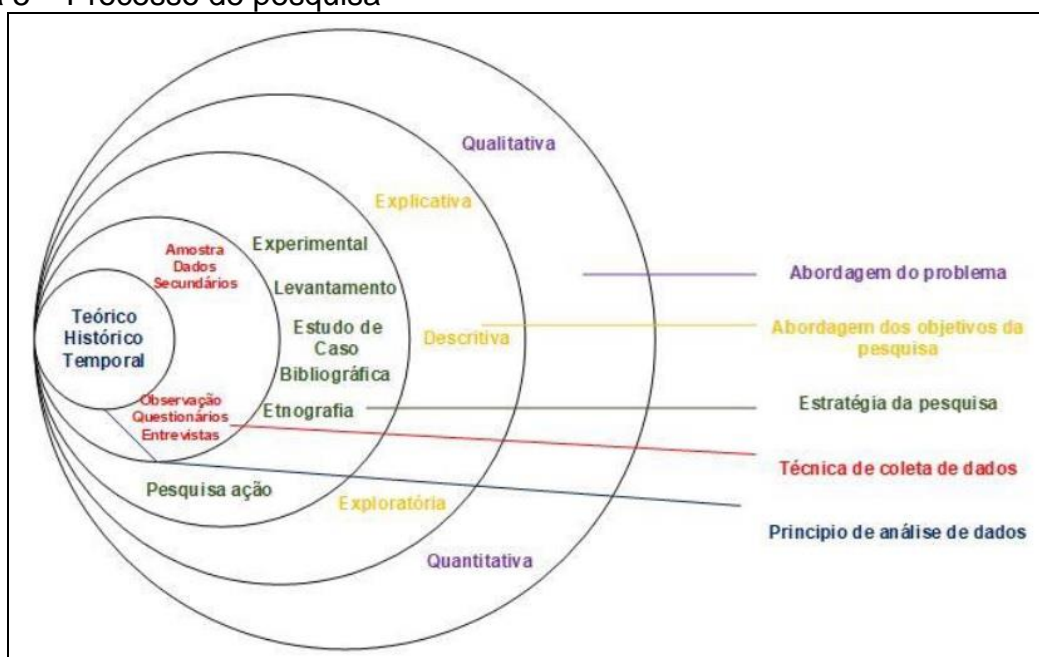
Os resultados obtidos por Nicola (2019) indicam que o investimento é economicamente viável, pois apresenta um VPL positivo e uma TIR maior que a TMA. O retorno financeiro ocorre entre 7 e 8 anos após o investimento inicial.

3 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

O método de pesquisa proposto auxilia na realização do estudo de comparação de viabilidade técnica e econômica, nas localidades onde são aplicados o maior e o menor valor da tarifa de energia elétrica no país, considerando a demanda de uma mesma unidade consumidora.

Com vistas a facilitar a compreensão dos procedimentos metodológicos, as etapas do processo desta pesquisa estão baseadas na abordagem de Saunders, Lewis e Thornhill (2003), como está apresentado na Figura 5.

Figura 5 – Processo de pesquisa



Fonte: Adaptado de Saunders, Lewis e Thornhill (2003, p.138)

3.1 Caracterização da pesquisa

A presente pesquisa, do ponto de vista da abordagem do problema, é caracterizada como quantitativa, tendo em vista que Ehrlich e Moraes (2013, p.11) ressaltam que, “dentro da avaliação e seleção de projetos de investimento, a engenharia econômica analisa os aspectos econômico-financeiros utilizando critérios quantitativos”. Segundo Fonseca (2002), a abordagem quantitativa do problema tem em vista aspectos que ressaltam a sua objetividade e realidade de compreender a análise de dados. Devido a precisão dos resultados obtidos por métodos

matemáticos, a análise quantitativa é uma forma de medir ou avaliar os cenários (FONSECA, 2002).

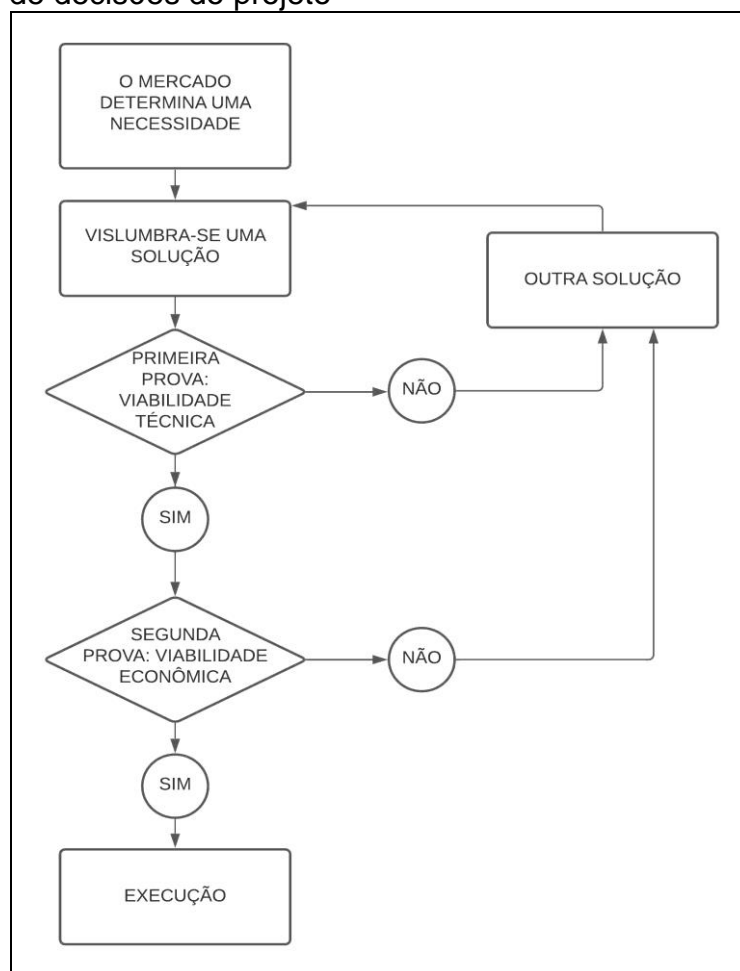
Com o propósito de alcançar aos objetivos propostos para esta pesquisa, ela também é caracterizada como bibliográfica, exploratória e descritiva. Envolve um levantamento bibliográfico para auxiliar na compreensão sobre sistemas fotovoltaicos e execução de análise de viabilidade técnica e econômica, ampliando e elucidando conceitos. Com a pesquisa exploratória proporcionou um maior conhecimento ao pesquisador e tem como objetivo elucidar o problema (GIL, 2002), e também descritiva, pela viabilidade de observar, registrar, analisar e correlacionar os fatos ou fenômenos sem manipulá-los (CERVO; BERVIAN, 2007).

A presente pesquisa abrange a análise de dois casos de geração e custo de implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição. Dessa maneira, a estratégia de pesquisa utilizada foi a multicase, que consiste no estudo profundo de um ou mais objetos, proporcionando informações para produzir julgamentos (GIL, 2002). Tem como instrumento de pesquisa a análise de viabilidade técnica e econômica do projeto em duas localidades diferentes do Brasil, Nova Friburgo – RJ e Florianópolis – SC, haja vista que, conforme o ranking das tarifas da ANEEL essas cidades pertencem ao grupo onde são aplicados um dos maiores (Nova Friburgo) e um dos menores (Florianópolis) valores de tarifa de energia elétrica no país (ANEEL, 2020).

3.2 Etapas da pesquisa

A realização desta pesquisa foi estabelecida com base em Buarque (1984), o qual considera a participação da engenharia em tomadas de decisões, por meio do uso de duas provas: a primeira, envolvendo a análise de viabilidade técnica e, a segunda prova, com a análise de viabilidade econômica do projeto, como mostra a Figura 6.

Figura 6 – Ciclo de decisões do projeto



Fonte: Adaptado de Buarque (1984, p.31)

Na sequência consta a explicação de cada uma das etapas apresentadas na Figura 6.

3.2.1 Necessidade do mercado

Existe, por parte da sociedade, a necessidade de buscar por alternativas que reduzam os gastos com energia elétrica. Diante disso, mostra-se o estudo de diferentes regiões, pois, assim, verifica-se a influência do valor da tarifa, além do desempenho do sistema e da energia gerada em localizações com diferentes índices de irradiação solar e custos de tarifas de energia.

3.2.2 Solução proposta

A solução proposta abrange um projeto de um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, considerando a demanda de uma mesma unidade

consumidora, em dois locais distintos, representando o maior e o menor valor de tarifa de energia elétrica. Com tal proposta busca-se encontrar resposta a questão de pesquisa, na qual envolve saber o quão atrativo economicamente se torna o investimento em projetos de sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição, nestas duas localidades com cobrança de tarifas de energia elétrica bem distintas.

A seleção dessas localidades foi feita com base no ranking nacional de tarifas residenciais (grupo B1), disponibilizada pela ANEEL, como mostra a Tabela 9.

Tabela 9 – Ranking nacional de tarifas residenciais (grupo B1)

Distribuidora	UF	Ranking	Tarifa		Início de vigência
			Convencional	Resolução Homologatória	
Celipa	PA	1	R\$ 0,703	2750/2020	07/08/2020
AmE	AM	2	R\$ 0,693	2795/2020	01/11/2020
Enel RJ	RJ	3	R\$ 0,684	2666/2020	15/03/2020
Light	RJ	4	R\$ 0,663	2667/2020	15/03/2020
ENF	RJ	5	R\$ 0,662	2698/2020	01/07/2020
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Copel	PR	49	R\$ 0,513	2704/2020	24/06/2020
Ienergia	SC	50	R\$ 0,512	2759/2020	29/08/2020
Cooperaliança	SC	51	R\$ 0,512	2764/2020	29/08/2020
CELESC	SC	52	R\$ 0,506	2756/2020	22/08/2020
CEA	AP	53	R\$ 0,505	2813/2020	30/11/2020

Fonte: Adaptado de ANEEL (2020)

Considerando os dados apresentados na Tabela 9, as concessionárias e suas devidas localidades que melhor se enquadram no objetivo desse trabalho são:

- CELPA – Centrais Elétricas do Pará, na cidade de Belém – PA (maior valor da tarifa);
- CEA – Companhia de Eletricidade do Amapá, na cidade de Macapá – AP (menor valor da tarifa).

Contudo, devido a dificuldades em obter os dados referentes aos impostos que compõe o valor final da fatura de energia (PIS, COFINS e ICMS), optou-se por escolher a próxima concessionária do ranking, até que fosse possível obter todos os dados necessários para o estudo.

Dessa maneira, as concessionárias que disponibilizaram todos os dados necessários e, por este fato, foram selecionadas para este estudo, são:

- ENF – Energisa Nova Friburgo, na cidade de Nova Friburgo – RJ (representa o maior valor de tarifa);
- CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina, na cidade de Florianópolis – SC (representa o menor valor de tarifa).

Dessa forma, a solução encontrada proporciona a análise de viabilidade econômica para as cidades de Florianópolis – SC e Nova Friburgo – RJ, que fazem parte do grupo de localidades que estão entre os maiores e menores valores de custos de tarifa de energia elétrica no país.

3.2.3 Primeira Prova: Viabilidade Técnica

A primeira prova trata sobre as questões técnicas do projeto, nas quais envolvem os cálculos necessários para o dimensionamento correto dos equipamentos que compõe os SFCR. Dessa forma, os seguintes passos foram seguidos:

- Localização – determinou-se o local da instalação dos SFCR e, assim, obteve-se os dados de latitude e longitude e o tipo de telhado;
- Média de consumo mensal – a partir de um modelo de fatura de energia verificou-se o histórico de consumo e o tipo de fornecimento, obtendo-se a média de consumo mensal das unidades consumidoras;
- Média de irradiação solar – a média diária mensal de irradiação solar foi obtida considerando o ângulo de inclinação igual a latitude das localidades. Para isso, utilizou-se a ferramenta *SunData*, disponível no site do CRESESB;
- Determinação da ECD – a energia de compensação diária para cada um dos sistemas foi obtida pela Equação 1;
- Média de HSP – utilizou-se a Equação 2 para obter a média de horas de sol pleno para cada localidade;
- Determinação da TD – determinou-se um valor para a Taxa de Desempenho global dos sistemas;
- PFV - utilizou-se a Equação 3 para obter a potência necessária para os SFCR;

- Número de módulos – determinou-se a potência de pico do módulo fotovoltaico, e então, utilizou-se a Equação 4 para determinar a quantidade necessária de módulos fotovoltaicos para os sistemas;
- Kit Fotovoltaico – buscou-se no mercado um kit fotovoltaico adequado para suprir a demanda, composto por módulos, inversor de frequência, e demais itens que compõe os sistemas.

Os passos citados são detalhados no capítulo 4 deste trabalho – seção 4.1 Primeira Prova: Viabilidade Técnica – onde aborda sobre os resultados referentes ao dimensionamento do SFCR para Florianópolis- SC e Nova Friburgo – RJ. Também como, as informações técnicas dos equipamentos utilizados.

Para determinar a viabilidade técnica do SFCR para cada localidade, utilizou-se a Equação 5. Assim, determinou-se a energia gerada mensalmente por um módulo fotovoltaico em cada região e, a partir disso, multiplicou-se esse valor pelo número de módulos adotados, obtendo então a energia gerada mensalmente pelo SFCR.

Diante o exposto, foi possível verificar se a energia gerada pelos sistemas é suficiente para suprir a demanda das unidades consumidoras. A partir disso, foram gerados gráficos anuais de Geração versus Consumo para cada localidade. Cabe ressaltar que, a partir do ano 2, os dados de geração foram descontados pela taxa de degradação anual dos módulos, sendo que essa taxa é obtida no *datasheet* do módulo fotovoltaico.

3.2.4 Segunda prova: Viabilidade Econômica

A segunda prova refere-se a análise de viabilidade econômica do investimento no SFCR para as cidades de Florianópolis – SC e Nova Friburgo – RJ, nas quais estão, respectivamente, entre os menores e os maiores valores tarifários cobrados no país.

Utilizou-se o *software* Excel, a fim de elaborar uma tabela para cada ano de estudo, referente ao consumo e geração e seus devidos valores de fatura de energia. Para isso, os seguintes parâmetros foram considerados para cada concessionária:

- Tarifa Convencional – considerou-se os valores vigentes da TE e TUSD sem impostos;

- Tributos – considerou-se os tributos que compõe a tarifa de energia (PIS, COFINS e ICMS);
- Bandeira Tarifária – considerou-se uma projeção de bandeira tarifária e aplicou-se ao longo dos 25 anos;
- Reajuste Tarifário Anual – um reajuste tarifário anual foi aplicado a tarifa convencional (TE e TUSD) a partir do segundo ano de análise, o mesmo foi obtido pela média dos últimos 6 anos de ajuste de cada concessionária;
- Reajuste das Bandeiras Tarifárias – o reajuste anual referente às bandeiras tarifárias foi feito com a média da inflação (Tabela 26), obtida pela média dos últimos 10 anos da inflação no país (IPC), fundamentada em Inflation (2021);
Para uma melhor análise, este estudo considera dois cenários de consumo de energia, onde:

- Primeiro cenário - considera o consumo da unidade consumidora sem o SFCR;
- Segundo cenário - considera o consumo com o SFCR, dessa vez, gerando créditos.

Assim, considerou-se anualmente ao longo de 25 anos os valores das faturas referentes ao consumo sem o SFCR e com o SFCR. Dessa forma, considerou-se como lucro, a diferença obtida entre a fatura a ser paga sem o SFCR e com o SFCR.

Conforme a resolução 482/2012 da ANEEL, os créditos acumulados tem validade de 60 meses, dessa forma, para efeitos de cálculo, considerou-se que, no ano 6 os créditos acumulados até então são descontados dos créditos gerados no ano 1. Esse desconto ocorre gradualmente, até o ano em que o sistema passa a não acumular mais créditos energéticos.

Elaborou-se também, no *software* Excel, uma tabela representando os fluxos de caixas dos dois projetos, calculando-se o VPL, a TIR e o Payback Descontado, a fim de auxiliar a tomada de decisão, sendo considerado um período de 25 anos, conforme o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

As entradas de caixa são os valores advindos da economia na fatura de energia com os valores de custos de energia que serão deixados de pagar após a instalação do SFCR. As saídas do fluxo de caixa consideram o seguinte:

- Investimento Inicial – custo do kit fotovoltaico, considerando o custo de projeto e instalação;

- Manutenção Anual – custo referente a manutenção anual do SFCR, este valor é de 1% do custo do investimento inicial (EPE, 2012);
- Substituição do Inversor – custo referente a substituição do inversor no ano 15 (EPE, 2012);
- Financiamento – pagamento dos juros do financiamento para aquisição do kit fotovoltaico adequado para suprir a demanda das localidades.

Para o fluxo de caixa considerou-se, uma correção monetária conforme a inflação, com o valor utilizado sendo a média da inflação dos últimos 10 anos conforme IPC, incidindo sobre o custo de manutenção, e sobre a troca do inversor, a ser substituído no ano 15.

Considerou-se que, o investimento no SFCR será feito por meio de um financiamento, o qual 100% do valor do investimento será financiado. Obteve-se o mesmo, pela simulação de uma linha de crédito exclusiva para sistemas de energia renovável do BNDES, o Finame energia renovável.

Cabe ressaltar que a simulação se deu apenas para obtenção de uma taxa de juros mais próxima a realidade. Haja vista que, o BNDES tem algumas exigências acerca dos fabricantes dos módulos fotovoltaicos, inversor e demais itens que compõe o SF, as quais não foram consideradas para este estudo.

Conforme Casarotto Filho (2011), a proposta de investimento pode ser comparada à um ativo financeiro com risco compatível, neste caso, a proposta deve render, no mínimo, a TMA. Dessa maneira, a TMA utilizada é igual à Taxa SELIC de 2,75% ao ano, com vigência em 18 de março de 2021, verificada na data 08 de abril de 2021 (BCB, 2021).

O detalhamento do desenvolvimento das etapas aqui citadas, assim como de todos os valores e projeções apresentadas, constam no capítulo 4 deste trabalho – seção 4.2 Segunda Prova: Viabilidade Econômica – referente aos resultados da análise de viabilidade econômica.

3.2.5 Critérios de Avaliação da Viabilidade Econômica

A avaliação dos resultados tem embasamento nos métodos de análise de viabilidade econômica (TIR, VPL) onde os critérios considerados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Critérios de avaliação do investimento

Método	Economicamente Viável	Economicamente Inviável	Indiferente Investir
TIR	$TIR > TMA$	$TIR < TMA$	$TIR = TMA$
VPL	$VPL > 0$	$VPL < 0$	$VPL = 0$

Fonte: Elaborado pelo autor

Como indicador complementar foi calculado o *Payback* Descontado, considerando o fluxo de caixa do projeto. Este método permite verificar o período de tempo necessário para retorno do montante investido.

4 RESULTADOS

Essa seção aborda os resultados obtidos por meio da solução proposta para este trabalho utilizando duas provas, onde a primeira prova compreende o dimensionamento técnico de dois sistemas fotovoltaicos. Na segunda prova foram calculados o VPL, a TIR e o *Payback* Descontado, para verificar a viabilidade econômica do projeto nas duas localidades.

4.1 Primeira Prova: Viabilidade Técnica

A primeira prova definiu a parte técnica do projeto, onde foi delineado um sistema fotovoltaico conectado à rede para a cidade de Florianópolis – SC, a qual é atendida pela distribuidora CELESC e está entre os menores valores de tarifa cobrados no país, e outro SFCR para a cidade de Nova Friburgo – RJ, atendida pela distribuidora ENF, representando o lado dos maiores valores de tarifa cobrados.

Para o desenvolvimento deste trabalho utilizou-se o mesmo perfil de consumo para os dois casos (Residencial – B1 – Monofásico 220V). Dessa maneira, considera-se que seja a mesma unidade consumidora situada em diferentes cidades e, sujeita a diferentes tarifas aplicadas pelas concessionárias de energia elétrica.

A seguir apresenta-se o desenvolvimento da metodologia proposta no capítulo 3 – seção 3.2.3 Primeira Prova: Viabilidade Técnica.

4.1.1 Localização

Conforme Villava e Gazoli (2014), para que o módulo fotovoltaico tenha melhor aproveitamento, os raios solares devem incidir perpendicularmente à superfície do mesmo. Considerando que os módulos possuem orientação fixa, o melhor aproveitamento ocorre quando a orientação é voltada para o norte geográfico, e ângulo de inclinação igual à latitude do local instalado (PINHO; GALDINO, 2014). Os dados referentes à concessionária, localização e latitude para os dois projetos de SFCR estão apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Localização da unidade consumidora

Concessionária	Localização	Latitude
CELESC	Florianópolis - SC	28°
ENF	Nova Friburgo - RJ	22°

Fonte: Elaborado pelo autor

Para a instalação dos módulos fotovoltaicos, considerou-se que a unidade consumidora possui um telhado inclinado. Para este estudo de caso, considerou-se que os módulos são instalados com orientação para um plano horizontal (0°N) e inclinação igual à latitude do local.

4.1.2 Potencial Solar

Utilizou-se o *SunData* do CRESESB para coletar os dados da irradiação solar diária média mensal de cada localidade considerando o plano horizontal de 0°N e ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude, os dados são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Irradiação solar diária média mensal			
Florianópolis – SC (28°)		Nova Friburgo – RJ (22°)	
Mês	[kWh/m².dia]	Mês	[kWh/m².dia]
Janeiro	5,29	Janeiro	5,01
Fevereiro	5,20	Fevereiro	5,56
Março	4,96	Março	4,82
Abril	4,41	Abril	4,63
Maio	4,00	Maio	4,22
Junho	3,55	Junho	4,17
Julho	3,62	Julho	4,31
Agosto	4,13	Agosto	4,87
Setembro	3,87	Setembro	4,72
Outubro	4,27	Outubro	4,64
Novembro	5,09	Novembro	4,25
Dezembro	5,27	Dezembro	4,78
Média	4,47	Média	4,67

Fonte: Adaptado de CRESESB (2018)

De posse dos dados de irradiação solar diária média mensal, utilizou-se a Equação 2 e, calculou-se a média diária anual das horas de sol pico (HSP) incidente no plano do painel fotovoltaico.

$$HSP_{(Florianópolis)} = \frac{4,47(kWh / m^2 * dia)}{1(kW / m^2)} = 4,47(h / dia)$$

$$HSP_{(Nova Friburgo)} = \frac{4,67(kWh / m^2 * dia)}{1(kW / m^2)} = 4,67(h / dia)$$

4.1.3 Taxa de Desempenho (TD)

A taxa de desempenho indica a produtividade do sistema fotovoltaico, descontando as perdas (inversor, cabos, sujeira, temperatura, conexões) e, no Brasil, esse valor varia entre 70% e 80% (ALMEIDA, 2012). Para este estudo adotou-se o valor de 80%, considerando as perdas apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13 – Perdas que influenciam na Taxa de Desempenho do SFCR

(%)	Perdas
15,0%	Temperatura
1,0%	<i>Mismatch</i>
1,0%	Sujeira
0,5%	Cabos CC
0,5%	Cabos CA
2,0%	Inversor
20%	Total

Fonte: Elaborado pelo autor

4.1.4 Perfil de Consumo

O perfil de consumo utilizado para este estudo é de uma unidade consumidora residencial classe B1 – Monofásico 220V, onde a Tabela 14 mostra o histórico dos últimos 12 meses de consumo.

Tabela 14 – Histórico dos últimos 12 meses de consumo.

Mês	kWh
Janeiro	376
Fevereiro	344
Março	324
Abril	293
Mai	182
Junho	184
Julho	220
Agosto	207
Setembro	236
Outubro	271
Novembro	268
Dezembro	371
Média	273

Fonte: Elaborado pelo autor

A média de consumo mensal da U.C. é de 273 kWh, e deste valor deve ser descontado o custo de disponibilidade para que o gerador fotovoltaico seja dimensionado de forma otimizada. Conforme ANEEL (2015), o custo de disponibilidade para uma unidade consumidora classe B1 monofásico é de 30 kWh.

Dessa forma, utiliza-se a Equação 1 para determinar a energia de compensação diária para o SFCR, ou seja, quanto o sistema deve gerar em média diariamente.

$$ECD = \frac{273 - 30}{30} \text{ kWh}$$

$$ECD = 8,1 \text{ kWh/dia}$$

Logo, o SFCR deve gerar 8,1 kWh em média diariamente, visando suprir a demanda de energia da U.C.

4.1.5. Dimensionamento Florianópolis – SC

De posse dos dados necessários, apresentados na Tabela 15, utiliza-se a Equação 3 para determinar a potência necessária para suprir a demanda da U.C. em Florianópolis - SC.

Tabela 15 – Parâmetros para o dimensionamento do SFCR de Florianópolis - SC

ECD	HSP	TD
8,1 kWh/dia	4,47 h/dia	80%

Fonte: Elaborado pelo autor

$$PFV = \frac{8,1}{0,8 * 4,47} \text{ kWp}$$

$$PFV = 2,27 \text{ kWp}$$

Logo, o SFCR para a cidade de Florianópolis – SC deve ter potência mínima de 2,27 kWp a fim de suprir a demanda média da U.C. A partir disso, define-se a potência do módulo fotovoltaico e calcula-se o número de módulos fotovoltaicos necessários para o sistema.

Para a escolha do módulo fotovoltaico fez-se uma comparação entre os três modelos disponíveis na empresa consultada, como mostra a Tabela 16.

Tabela 16 – Comparação entre os módulos fotovoltaicos

Fabricante	Modelo	Potência (Wp)	Eficiência	Custo (R\$)	Custo/Wp
Canadian	CS6K-300MS	300	18,3%	R\$ 600,00	2,00
Canadian	CS3U-360P	360	18,2%	R\$ 900,00	2,50
Canadian	CS3U-370P	370	18,2%	R\$ 980,00	2,65

Fonte: Elaborado pelo autor

O critério de escolha foi o custo benefício, ou seja, o que apresenta menor Custo/Wp. Dessa forma, optou-se pelo módulo fotovoltaico Canadian CS6K-300MS de 300 Wp.

Então, aplica-se a Equação 4 a fim de obter o número de módulos necessários para o sistema.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{2,27 * 1000}{300}$$

$$N_{\text{módulos}} = 7,56 \text{ módulos}$$

Considerando que o estudo visa suprir totalmente a demanda da unidade consumidora, arredondou-se o número de módulos calculados para 8. Dessa forma, para o SFCR na cidade de Florianópolis – SC, utilizou-se 8 módulos fotovoltaicos de 300Wp conectados em série. Logo, a potência real do sistema é $P_{real} = 8 * 300 = 2,4 \text{ kWp}$.

A partir da potência real obtida, fez-se um orçamento de um kit fotovoltaico considerando os custos de projeto e instalação com uma empresa atuante no ramo de sistemas fotovoltaicos. O sistema proposto pela empresa é de um kit de 2,4 kWp composto pelos principais componentes apresentados a seguir.

- 8 módulos fotovoltaicos Canadian CS6K-300MS (300Wp);
- 1 inversor Growatt MIC2500TL-X 2.5 kW;
- 20m Cabo Unipolar Solar Prysmian 6 mm² preto;
- 20m Cabo Unipolar Solar Prysmian 6 mm² vermelho;
- 2 pares de conectores MC4 6 mm²;
- 1 quadro de proteção corrente contínua Clamper Solar 1-2E/1S;
- 2 kits de montagem Thesan para telhados inclinados 4 painéis;
- 1 jogo de união para perfis Thesan;
- Outros equipamentos necessários.

O custo dos materiais e a participação em porcentagem dos mesmos referente ao valor total é mostrado na Tabela 17.

Tabela 17 – Custo e percentual de participação dos materiais no investimento total

Item	Custo total	Percentual
Módulos Fotovoltaicos	R\$ 4.800,00	36,92%
Inversor	R\$ 3.000,00	23,08%
Outros equipamentos	R\$ 2.200,00	16,92%
Projeto e Instalação	R\$ 3.000,00	23,08%
Total	R\$ 13.000,00	100%

Fonte: Elaborado pelo autor

As informações técnicas do módulo fotovoltaico que compõe o kit foram extraídas do *datasheet* do modelo do fabricante e são mostrados na Tabela 18.

Tabela 18 – Informações técnicas do módulo fotovoltaico Canadian Solar/CS6K-300MS

Fabricante/Modelo	Canadian Solar/CS6K-300MS
Tipo	Monocristalino
Potência	300 W
η Módulo	18,3%
N.º de células	60
I_{mp}	9,24 A
V_{mp}	32,5 V
I_{sc}/I_{cc}	9,83 A
V_{oc}/V_{ca}	39,7 V
Peso	18,2 kg
Área (m ²)	1,64
Dimensões (mm)	1650x992x40
Inmetro	Aprovado
Máx. Corr. Fusível (série)	15 A
Coef. Temperatura/°C	-0,29%
Depreciação a.a.	0,80%

Fonte: Adaptado do *datasheet*

As informações técnicas do inversor foram obtidas do *datasheet* do equipamento e constam na Tabela 19.

Tabela 19 – Informações técnicas do inversor

Marca/Modelo	GROWATT/MIC2500TL-X 2.5KW
Máxima Tensão CC	550 Vcc
Tensão de Partida	80 V
Faixa de Tensão MPPT	65V-550V
Corrente Máxima de entrada	13 A
Tensão nominal de saída	180V-280V
Frequência de saída	60 Hz
Corrente Máxima de Saída	11,9 A
Potência Nominal	2500 W
Números de MPPT	1
Eficiência Máxima	97,6%
Peso	6,2 kg

Fonte: Adaptado do *datasheet*

A instalação do sistema ocupa uma área de 13,2 m² em um arranjo com 8 módulos fotovoltaicos conectados em série a entrada MPPT do inversor. Percebe-se, da Tabela 19, que o inversor supre a potência instalada dos módulos fotovoltaicos, pois o sistema tem potência de 2,4 kWp e o inversor tem potência nominal de 2,5 kW.

Cabe ressaltar que os módulos fotovoltaicos quando conectados em série, somam-se as tensões e a corrente se mantém constante, dessa forma considerando a tensão de circuito aberto, a máxima tensão desse arranjo fotovoltaico é de 317,6V. Esse valor está entre o valor mínimo e o valor máximo de tensão de entrada do MPPT, logo, atende os requisitos inversor.

A Tabela 20 apresenta os dados de energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico na cidade de Florianópolis – SC, obtidos pela Equação 5.

Tabela 20 – Energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico em Florianópolis – SC.

Mês	Energia média diária (kWh)	Energia média mensal (kWh)
Janeiro	1,27	39,44
Fevereiro	1,25	35,02
Março	1,19	36,98
Abril	1,06	31,82
Maio	0,96	29,82
Junho	0,85	25,61
Julho	0,87	26,99
Agosto	0,99	30,79
Setembro	0,93	27,92
Outubro	1,03	31,83
Novembro	1,22	36,72
Dezembro	1,27	39,29
Média	1,08	32,69

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados apresentados na Tabela 20 obtém-se a geração de energia total mensal. Para isso, multiplica-se a energia média mensal pelo número de módulos que compõe o SFCR. Os resultados de geração são apresentados na Tabela 21.

Tabela 21 – Energia total gerada em Florianópolis – SC no primeiro ano de geração

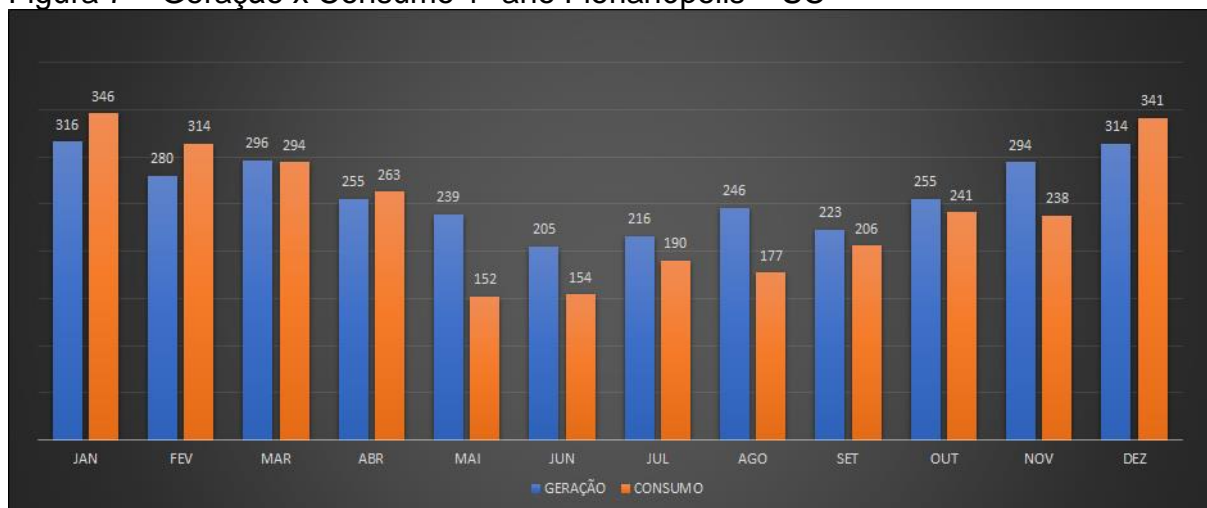
Mês	kWh
Janeiro	316
Fevereiro	280
Março	296
Abril	255
Maio	239
Junho	205
Julho	216
Agosto	246
Setembro	223
Outubro	255
Novembro	294
Dezembro	314
Total	3139

Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 7 mostra o gráfico comparativo dos dados de geração e consumo mensal em kWh para a U.C. de Florianópolis – SC durante o primeiro ano de operação do SFCR.

Cabe ressaltar que o consumo exposto na Figura 7, refere-se ao consumo mensal da unidade consumidora, descontado do custo de disponibilidade (30 kWh).

Figura 7 – Geração x Consumo 1º ano Florianópolis – SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se que a geração e o consumo não são constantes durante o ano todo, isso ocorre conforme o perfil de consumo da unidade consumidora e também pela capacidade de geração do sistema que é afetada pela variação da incidência

de irradiação solar no plano do painel fotovoltaico durante os meses. Em alguns meses o consumo é maior que a geração, porém, em outros meses a geração é maior que o consumo.

Haja vista que, a unidade consumidora é faturada mensalmente pela concessionária, nos meses em que o consumo de energia for maior do que a energia gerada pelo sistema, utilizam-se os créditos energéticos advindos da energia excedente injetada na rede da concessionária, para que seja feita a compensação de energia (ANEEL, 2012).

Para os anos seguintes considerou-se como 0,80% a degradação anual dos módulos fotovoltaicos, conforme os dados fornecidos no *datasheet* do fabricante apresentados na Tabela 18.

A Figura 8 mostra o gráfico comparativo entre geração e consumo ao longo de 25 anos para a U.C. de Florianópolis – SC.

Figura 8 – Geração x Consumo anual em Florianópolis – SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Da Figura 8, verifica-se que até o ano 10 o sistema é capaz de suprir totalmente a demanda da unidade consumidora e ainda gerar um excedente de energia que é acumulado em forma de créditos energéticos conforme a REN 482/2012.

A partir do ano 2, considera-se que a capacidade de geração dos módulos fotovoltaicos sofre uma degradação anual de 0,80%. Dessa forma, há um decréscimo da energia anual gerada (kWh) pelo SFCR, enquanto o consumo anual mantém-se constante ao longo dos 25 anos.

Dessa maneira, o dimensionamento do SFCR para Florianópolis – SC cumpre o objetivo de suprir totalmente a demanda da unidade consumidora desde o primeiro ano de operação. Logo, classifica-se como tecnicamente viável.

4.1.6 Dimensionamento Nova Friburgo – RJ

De posse dos dados necessários para o dimensionamento do SFCR, apresentados na Tabela 22, utiliza-se a Equação 3 para determinar a potência necessária do SFCR a fim de suprir a demanda da U.C. em Nova Friburgo - RJ.

Tabela 22 – Parâmetros para dimensionamento do SFCR para Nova Friburgo - RJ

ECD	HSP	TD
8,1 kWh/dia	4,67 h/dia	80%

Fonte: Elaborado pelo autor

$$PFV = \frac{8,1}{0,8 * 4,67} \text{ kWp}$$

$$PFV = 2,17 \text{ kWp}$$

Conforme mencionado no dimensionamento do SFCR para Florianópolis- SC, a potência do módulo fotovoltaico escolhido é de 300Wp, por apresentar um menor Custo/Wp. Então, aplica-se a Equação 4 para obter o número de módulos necessários para o sistema.

$$N_{(módulos)} = \frac{2,17 * 1000}{300}$$

$$N_{(módulos)} = 7,23 \text{ módulos}$$

Visando suprir totalmente a demanda da unidade consumidora, arredondou-se o número de módulos para 8. Logo, a potência real do sistema é $P_{real} = 300 * 8 = 2,4 \text{ kWp}$.

A partir da potência real obtida, fez-se um orçamento de um kit fotovoltaico considerando os custos de projeto e instalação com uma empresa atuante no ramo de sistemas fotovoltaicos. O sistema proposto pela empresa é de um kit de 2,4 kWp composto pelos principais componentes apresentados a seguir.

- 8 módulos fotovoltaicos Canadian CS6K-300MS (300 Wp);
- 1 inversor Growatt MIC2500TL-X 2.5 kW;
- 20m Cabo Unipolar Solar Prysmian 6 mm²; preto;
- 20m Cabo Unipolar Solar Prysmian 6 mm²; vermelho;
- 2 pares de conectores MC4 6 mm²;

- 1 quadro de proteção corrente contínua Clamper Solar 1-2E/1S;
- 2 kits de montagem Thesan para telhados inclinados 4 painéis;
- 1 jogo de união para perfis Thesan;
- Outros equipamentos necessários.

O custo dos materiais e a participação em porcentagem dos mesmos referente ao valor total do kit fotovoltaico incluindo o valor do projeto e instalação é mostrado na Tabela 17.

As informações técnicas dos módulos fotovoltaicos e do inversor, constam nas Tabelas 18 e 19, respectivamente.

O método de instalação dos módulos fotovoltaicos é de 8 módulos fotovoltaicos conectados em série a entrada MPPT do inversor, ocupando uma área total de 13,2 m².

Utiliza-se a Equação 5, a fim de obter os valores de energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico, os resultados constam na Tabela 23.

Tabela 23 – Energia média diária e mensal produzida por um módulo fotovoltaico em Nova Friburgo – RJ.

Mês	Energia média diária (kWh)	Energia média mensal (kWh)
Janeiro	1,20	37,35
Fevereiro	1,34	37,44
Março	1,16	35,93
Abril	1,11	33,40
Mai	1,01	31,46
Junho	1,00	30,09
Julho	1,04	32,13
Agosto	1,17	36,31
Setembro	1,14	34,05
Outubro	1,12	34,59
Novembro	1,02	30,66
Dezembro	1,15	35,64
Média	1,12	34,09

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados da Tabela 23 obtém-se a geração de energia total mensal, para isso, multiplica-se a energia média mensal pelo número de módulos fotovoltaicos conectados em série que compõe o sistema, nesse caso 8 módulos. Os resultados de geração são apresentados na Tabela 24.

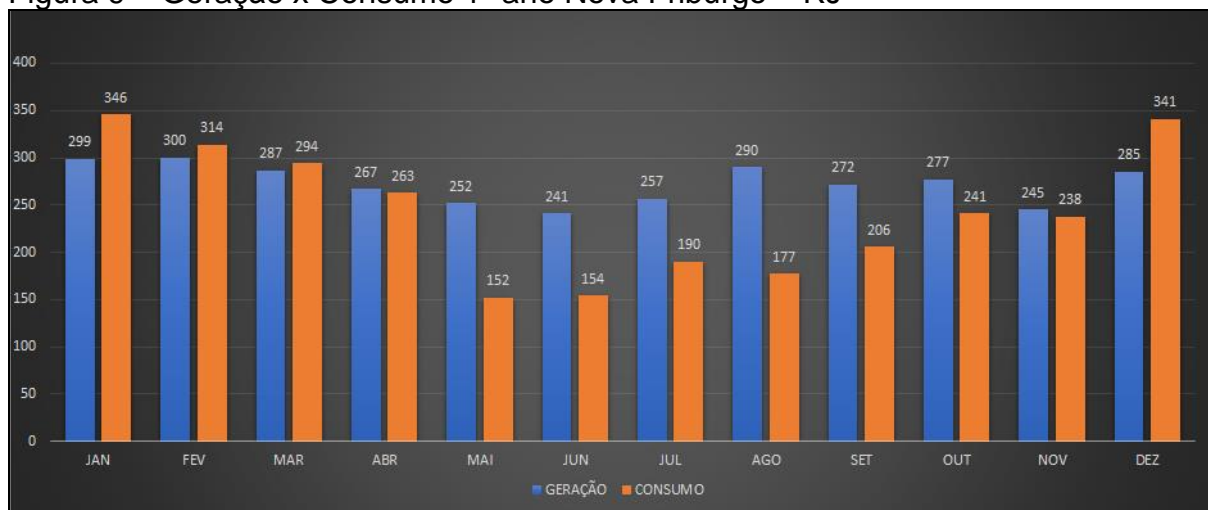
Tabela 24 – Energia total gerada em Nova Friburgo – RJ no primeiro ano de geração

Mês	kWh
Janeiro	299
Fevereiro	300
Março	287
Abril	267
Maio	252
Junho	241
Julho	257
Agosto	290
Setembro	272
Outubro	277
Novembro	245
Dezembro	285
Total	3272

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos dados de geração e consumo anual, obteve-se um gráfico comparativo para o primeiro ano de geração do SFCR na cidade de Nova Friburgo - RJ, apresentado na Figura 9.

Figura 9 – Geração x Consumo 1º ano Nova Friburgo – RJ



Fonte: Elaborado pelo autor

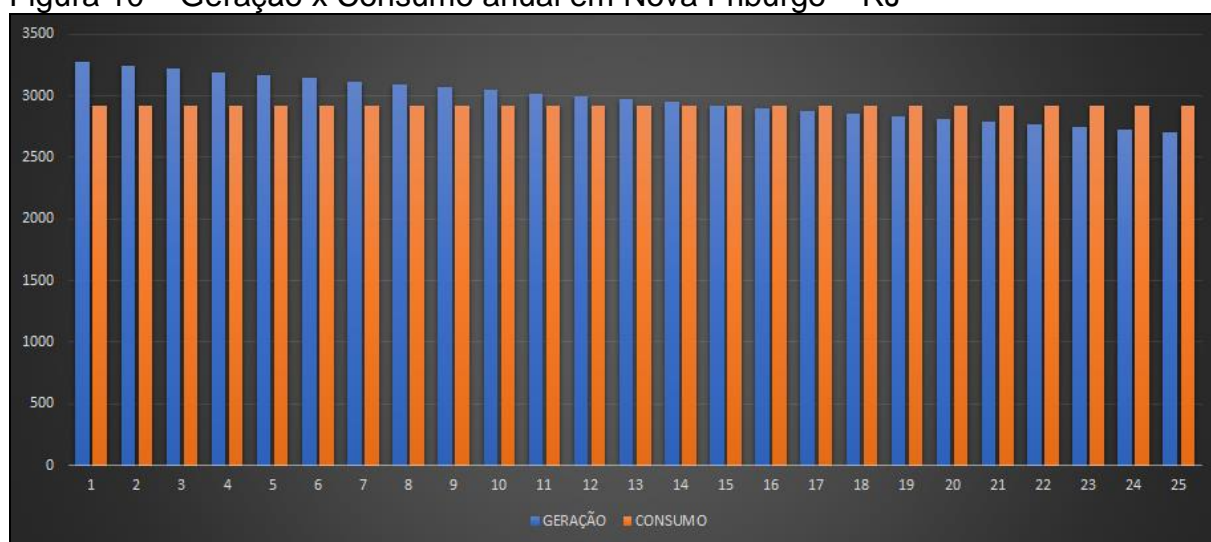
Conforme a Figura 9, o sistema gera um excedente de energia nos meses de abril a novembro. O excedente gerado é acumulado em forma de créditos, e são utilizados para abater o consumo nos meses em que a geração não é o suficiente para suprir a demanda.

Cabe ressaltar que o consumo exposto na Figura 9, refere-se ao consumo mensal da unidade consumidora, descontado do custo de disponibilidade (30 kWh).

Percebe-se que a geração e o consumo não são constantes durante o ano todo, isso se dá conforme o perfil de consumo da unidade consumidora e também pela capacidade de geração do sistema que é afetada conforme a variação da incidência de irradiação solar no plano do painel fotovoltaico durante os meses.

Para os anos seguintes considerou-se como 0,80% a degradação anual dos módulos conforme os dados do fabricante apresentados na Tabela 18. A Figura 10 mostra um gráfico comparativo entre geração e consumo ao longo de 25 anos para a cidade de Nova Friburgo - RJ.

Figura 10 – Geração x Consumo anual em Nova Friburgo – RJ



Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se da Figura 10 que o sistema gera um excedente de energia até o ano 15, garantindo que até esse ano o sistema supra totalmente a demanda de energia da unidade consumidora. Dessa forma, o SFCR da cidade de Nova Friburgo – RJ acumula créditos energéticos até o ano 15, após, são utilizados os créditos acumulados nos últimos 5 anos para compensar a energia consumida da rede de distribuição conforme REN 482/2012.

Da mesma forma que ocorre em Florianópolis, mesmo com a diminuição da capacidade de geração de energia, o SFCR ainda irá gerar um valor considerável de energia, reduzindo significativamente o consumo de energia da concessionária durante os 25 anos.

O sistema demonstra um pequeno superdimensionamento, porém cumpre o objetivo de suprir totalmente a demanda da unidade consumidora. Conforme Nicola

(2019), após a instalação do SFCR, há uma tendência de aumento do consumo de energia elétrica por parte da unidade consumidora. Assim, o SFCR possibilita a unidade consumidora um aumento da carga, evitando o desperdício de energia.

4.2 Segunda Prova: Viabilidade Econômica

Esta etapa aborda os resultados referentes a análise da viabilidade econômica do investimento em um SFCR nas cidades de Florianópolis – SC e Nova Friburgo – RJ, as quais estão, respectivamente, entre aqueles municípios que têm o menor e o maior valores de tarifa.

Para a análise do investimento, considerou-se que a energia gerada pelo SFCR foi consumida instantaneamente pela unidade consumidora e, o excedente de energia, acumulado em forma de créditos energéticos (ANEEL, 2012).

Considerou-se também que, quando o consumo for maior que a energia gerada, são utilizados os créditos energéticos acumulados para abater o consumo.

Conforme a resolução 482/2012 da ANEEL, os créditos acumulados têm validade de 60 meses, dessa forma, para efeitos de cálculo, considerou-se que, no ano 6 os créditos acumulados até então são descontados dos créditos gerados no ano 1. Esse desconto ocorre gradualmente, até o ano em que o sistema passa a não acumular mais créditos energéticos.

Com o intuito de facilitar a compreensão, este capítulo divide-se em seções, as quais apresentam cada parâmetro utilizado para o desenvolvimento deste trabalho, conforme apresentado no capítulo 3 – seção 3.2.4 Segunda prova: Viabilidade Econômica. Os resultados finais da viabilidade econômica são apresentados nas seções 4.2.7 Análise de Viabilidade Econômica Florianópolis – SC e 4.2.8 Análise de Viabilidade Econômica Nova Friburgo – RJ.

4.2.1 Cálculo do Faturamento

Utilizou-se o método de faturamento para uma microgeração distribuída, fundamentado pelo art. 7º da REN 482/2012. As Equações 10, 11 e 12 determinam os valores das tarifas TUSD e TE, bem como das bandeiras tarifárias incluindo os impostos (PIS, COFINS e ICMS) referente a energia consumida da rede de distribuição e que compõe a fatura de energia elétrica de cada concessionária.

$$TUSD_{cons.}(R\$/kWh) = \frac{TUSD_{(homol.)}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad \dots (10)$$

$$TE_{cons.}(R\$/kWh) = \frac{TE_{(homol.)}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad \dots (11)$$

$$Bandeira(R\$/kWh) = \frac{Bandeira_{(vig.)}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad \dots (12)$$

Dessa forma, o valor final da fatura a ser pago pela unidade consumidora sem o SFCR é dado pela Equação 13:

$$Fatura_{sem\ SFCR}(R\$) = Consumo * [(TE_{cons.} + TUSD_{cons.} + Bandeira)] \quad \dots (13)$$

Onde:

- $Fatura_{sem\ SFCR}(R\$)$: valor a ser pago na fatura de energia elétrica pela unidade consumidora sem o sistema fotovoltaico conectado à rede;
- $Consumo(kWh)$: energia elétrica consumida da rede de distribuição;
- $TUSD_{cons.}(R\$/kWh)$: custo por consumo de energia elétrica referente a tarifa de uso do sistema de distribuição incluindo os impostos;
- $TE_{cons.}(R\$/kWh)$: custo por consumo de energia elétrica referente a tarifa de energia incluindo os impostos;
- $Bandeira(R\$/kWh)$: custo por consumo de energia elétrica da bandeira tarifária vigente incluindo os impostos.

Os cálculos para os valores das tarifas TUSD e TE, que determinam a compensação tarifária na fatura de energia, são apresentados nas Equações 14 e 15.

$$TUSD_{inj.} = \frac{TUSD_{homol.}}{1 - (PIS + COFINS)} \quad \dots (14)$$

$$TE_{inj.} = TE_{cons.} \quad \dots (15)$$

Percebe-se que a TE injetada possui isenção de ICMS, porém, a TUSD injetada não é isenta de ICMS, dessa maneira, a compensação tarifária não é total, pois o valor de ICMS incidente na TUSD continua sendo pago.

Segundo a REN 482/2012 o custo de disponibilidade deve ser pago mesmo quando o SFCR suprir toda a demanda da unidade consumidora. Esse custo refere-se à disponibilidade de 30 kWh conforme a classe da U.C (B1 – monofásico). A Equação 16 apresenta o método de faturamento desse custo.

$$Disp = [(30kWh) * (TE_{cons.} + TUSD_{cons.} + Bandeira)] \quad \dots (16)$$

Os valores de TE, TUSD e da Bandeira Tarifária que compõe o valor final da fatura de energia, provém dos valores de consumo e dos créditos de energia acumulados. Como mostra as Equações 17, 18 e 19.

$$TE_{(R\$)} = Consumo(kWh) * [TE_{cons.} - TE_{inj.}] \quad \dots (17)$$

$$TUSD_{(R\$)} = Consumo(kWh) * [TUSD_{cons.} - TUSD_{inj.}] \quad \dots (18)$$

$$Bandeira(R\$) = [Geração(kWh) - Créditos(kWh)] * Bandeira(R\$ / kWh) \quad \dots (19)$$

Onde:

- $TE(R\$)$ - Refere-se ao valor da TE que deve ser pago quando o consumo for maior que a geração de energia. Quando houver créditos para abater o consumo, este valor é igual a zero;
- $TUSD(R\$)$ - Refere-se ao valor da TUSD que deve ser pago na compensação de energia. Utiliza-se os créditos acumulados para abater o consumo excedente, dessa maneira, o valor do ICMS segue sendo pago na TUSD.
- $Bandeira(R\$)$ - Valor a ser pago na fatura referente a bandeira tarifária vigente incidente no excesso de consumo.

O valor final da fatura de energia da unidade consumidora com o SFCR é dado pela Equação 20.

$$Fatura_{(SFCR)} = [(Disp_{R\$}) + (TE_{R\$}) + (TUSD_{R\$}) + (Bandeira_{R\$})] \quad \dots (20)$$

4.2.2 Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias

Corrigiu-se anualmente os valores das tarifas de energia (TE e TUSD) pela média dos últimos 6 anos do reajuste tarifário anual de cada concessionária, das quais têm seus dados apresentados na Tabela 25.

Tabela 25 – Média do reajuste tarifário anual (Grupo B1) CELESC e ENF

ANO	Florianópolis – SC (CELESC)	Nova Friburgo – RJ (ENF)
2015	3,63%	13,30%
2016	-2,62%	6,65%
2017	7,90%	-4,48%
2018	13,15%	-4,48%
2019	-9,16%	8,98%
2020	8,42%	2,39%
Média	3,55%	3,73%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

4.2.3 Projeção das Bandeiras Tarifárias

As bandeiras tarifárias são determinadas pela ANEEL e sua finalidade é de informar ao consumidor quando o custo de geração de energia é mais alto. Dessa forma, a determinação da mesma não segue um padrão, pois depende por exemplo, da necessidade de uso de usinas termelétricas, as quais são acionadas quando o volume de chuvas está baixo (ANEEL, 2016).

Portanto, como objeto de estudo, a fim de não utilizar apenas uma bandeira tarifária para todos os meses, fez-se uma projeção a partir das bandeiras vigentes nos últimos 4 anos no país. A escolha das bandeiras tarifárias para cada mês segue os critérios adotados pelo autor:

- Bandeira tarifária que mais repetiu-se nos últimos 4 anos;
- como critério de desempate entre as bandeiras vermelhas, optou-se pela vermelha patamar 1, por ser de menor valor;
- optou-se pela bandeira vermelha patamar 2 somente quando a mesma foi aplicada mais de uma vez nos últimos 4 anos.

A Tabela 26 apresenta a projeção das bandeiras tarifárias, conforme os critérios citados anteriormente.

Tabela 26 – Projeção das bandeiras tarifárias

Mês	2017	2018	2019	2020	Projeção
Janeiro	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde
Fevereiro	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Março	Amarela	Verde	Verde	Verde	Verde
Abril	Vermelha 1	Verde	Verde	Verde	Verde
Maio	Vermelha 1	Amarela	Amarela	Verde	Amarela
Junho	Verde	Vermelha 2	Verde	Verde	Verde
Julho	Amarela	Vermelha 2	Amarela	Verde	Amarela
Agosto	Vermelha 1	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1
Setembro	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1
Outubro	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde	Vermelha 2
Novembro	Vermelha 2	Amarela	Vermelha 1	Verde	Vermelha 1
Dezembro	Vermelha 1	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 1

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021)

Os valores referentes às bandeiras tarifárias sem tributos são definidos pela ANEEL (2015), os quais:

- Bandeira Verde – a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira Amarela – a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0134 para cada kWh consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 1 – a tarifa sobre acréscimo de R\$ 0,0416 para cada kWh consumidos;
- Bandeira Vermelha Patamar 2 – a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,0624 para cada kWh consumidos.

4.2.4 Inflação Média Brasil (IPC)

Considerou-se uma média da inflação de 5,72% a.a. com base nos últimos 10 anos, fundamentada em Inflation (2021), como mostra a Tabela 27.

Tabela 27 – Inflação Histórica Brasil (IPC) últimos 10 anos

ANO	%
IPC BRASIL 2020	4,52%
IPC BRASIL 2019	4,31%
IPC BRASIL 2018	3,75%
IPC BRASIL 2017	2,95%
IPC BRASIL 2016	6,29%
IPC BRASIL 2015	10,67%
IPC BRASIL 2014	6,41%
IPC BRASIL 2013	5,91%
IPC BRASIL 2012	5,84%
IPC BRASIL 2011	6,50%
MÉDIA	5,72%

Fonte: Adaptado de Inflation (2021)


O resultado referente ao valor médio da inflação dos últimos 10 anos, foi usado para fazer parte dos seguintes cálculos: correção do valor anual de manutenção do SFCR, valor do inversor a ser substituído no ano 15, correção monetária das bandeiras tarifárias e, também como taxa de juros para a simulação do financiamento.


4.2.5 Simulação do Financiamento


Considerou-se que, o investimento é feito por meio de um financiamento, onde 100% do custo é financiado pelo método do Sistema de Amortização Constante (SAC). Optou-se por uma simulação de financiamento da linha de crédito do BNDES Finame – Energia Renovável, o qual oferece uma linha de crédito com juros atrativos ao consumidor. A Figura 11 apresenta os parâmetros considerados na simulação no site do BNDES.


Figura 11 – Simulação de financiamento BNDES Finame – Energia Renovável


Simule o seu financiamento


Por meio dos ícones , você pode tirar suas dúvidas sobre cada campo. Antes que preencha os campos, confira nosso tutorial sobre os campos do simulador de financiamento.


Valor do bem (em reais) 

Percentual a ser financiado 

Prazo total do financiamento (meses) 

Prazo de carência (meses) 

Taxa de remuneração do agente financeiro. 
(normalmente entre 3,0% e 6,0% ao ano)

Projeção da inflação anual. 

Fonte: BNDES (2021, não paginado)

Para a simulação do financiamento considerou-se o seguinte:

- O valor financiado é referente ao custo total (kit fotovoltaico, projeto, instalação e demais custos apresentados na Tabela 12);
- O prazo do financiamento é de 60 meses, optando-se por esse prazo em razão de coincidir com o período de duração dos créditos fotovoltaicos;
- O prazo de carência de 3 meses, levou em conta o prazo mínimo estipulado pelo BNDES. Refere-se ao período em que é pago somente os juros do financiamento;
- Taxa de remuneração do agente financeiro, optou-se pela menor taxa sugerida para a simulação (3%). Refere-se a taxa negociada diretamente com o banco ou agente credenciado responsável pela concessão do financiamento;
- A projeção da inflação escolhida foi a da média da Inflação Histórica Brasil dos últimos 10 anos (5,72%), pois utilizou-se a mesma para corrigir o valor monetário de outras variáveis deste projeto.

O resultado resumido do financiamento é apresentado na Figura 12, referente ao valor financiado, prazo total, primeiro pagamento da amortização e taxa total de juros.

Figura 12 – Resultado resumido da simulação do financiamento BNDES Finame – Energia Renovável

Resultado resumido	
Valor financiado	R\$ 13.000,00
Prazo total	60 meses
Prazo de carência	3 meses
1º pagamento na carência	R\$ 388,15
1º pagamento na amortização	R\$ 356,19
Taxa de juros final	12,49% a.a

Fonte: BNDES (2021, não paginado)

A Tabela 28 apresenta os valores referentes aos juros pagos durante o financiamento.

Tabela 28 – Total de juros pagos durante o financiamento

ANO	Juros (R\$)
0	
1	R\$ 1.460,29
2	R\$ 1.146,30
3	R\$ 822,65
4	R\$ 498,98
5	R\$ 175,32
TOTAL	R\$ 4.103,54

Fonte: Adaptado de BNDES 2021

A planilha envolvendo os valores mensais referentes ao financiamento constam no APÊNDICE A.

4.2.6 Fluxo de Caixa

Para o fluxo de caixa considerou-se como entrada, o lucro referente a diferença entre o valor a ser pago sem o SFCR e com o SFCR. Conforme a Equação 21.

$$Entrada_{RS} = [(FATURA_{SEM\ SFCR}) - (FATURA_{SFCR})] \quad \dots (21)$$

As saídas foram definidas da seguinte forma:

- investimento inicial: valor de R\$ 13.000,00 referente ao kit fotovoltaico, projeto e instalação;
- manutenção anual do SFCR: esse valor é definido como 1% do valor do investimento inicial e corrigido anualmente pela média da inflação (5,72%);
- juros advindos do financiamento: os valores constam na Tabela 28;
- substituição do inversor no ano 15: Valor Presente de R\$ 3.000,00 atualizado para o Valor Futuro com a média da inflação (5,72%);

Como já mencionado no Capítulo 3, em sua seção 3.2.4, utilizou-se uma TMA igual à Taxa SELIC de 2,75% a.a. verificada na data de 08 de abril de 2021, para correção monetária do fluxo de caixa.

A partir do fluxo de caixa, determinou-se o VPL e a TIR, parâmetros utilizados como critério de tomada de decisão, sobre investir no projeto. Determinou-se também, o período de *Payback* Descontado, a fim de verificar o período do retorno financeiro do investimento.

4.2.7 Análise de Viabilidade Econômica Florianópolis – SC

A fim de avaliar a viabilidade econômica do investimento para a cidade de Florianópolis – SC, utilizou-se os dados fornecidos pela distribuidora CELESC referentes ao mês de abril de 2021, conforme a Tabela 29.

Tabela 29 – Parâmetros considerados para a análise da viabilidade econômica em Florianópolis – SC (CELESC)

TE	R\$ 0,27440
TUSD	R\$ 0,23159
PIS	1,26% a.m.
COFINS	5,80% a.m.
ICMS	25,00% a.m.
TMA	2,75% a.a.
Inflação Média (IPC)	5,72% a.a.
Reajuste Tarifário Médio CELESC	3,55% a.a.
Disponibilidade	30 kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 13 mostra em forma de gráfico, a comparação do valor final (com o SFCR e sem o SFCR) a ser pago mensalmente na fatura de energia durante o primeiro ano de operação do SFCR na cidade Florianópolis – SC.

Figura 13 – Comparação do valor da fatura 1º ano em Florianópolis – SC

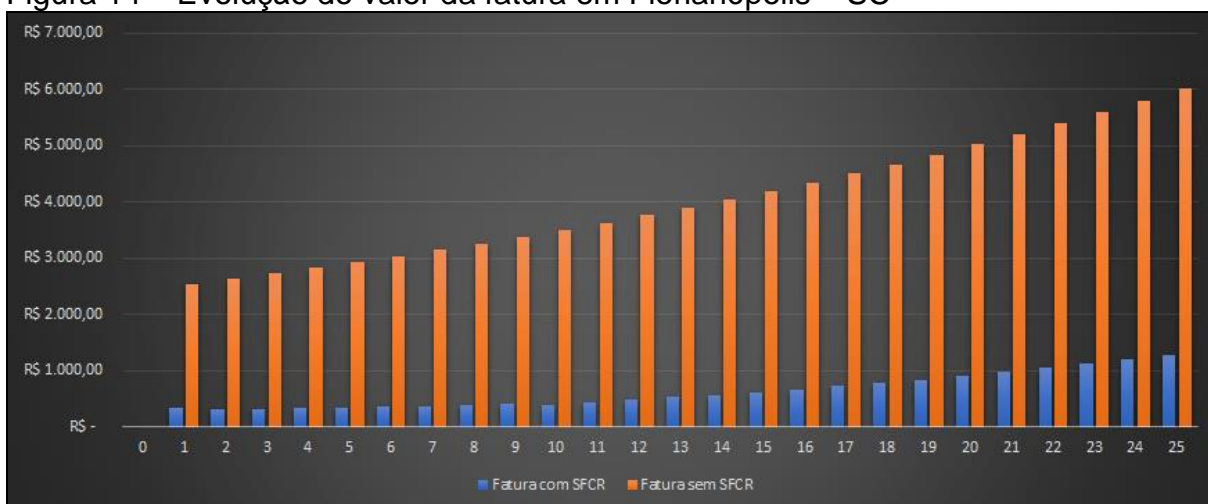


Fonte: Elaborado pelo autor

Por tratar-se do primeiro ano de operação do sistema, não há créditos acumulados nos primeiros meses, dessa maneira, percebe-se da Figura 13 que, nos meses de janeiro, fevereiro e abril o valor pago na fatura de energia é superior aos meses seguintes. Nos meses de março, maio, junho, julho, agosto, setembro, outubro e novembro, o sistema supre totalmente o consumo, dessa forma, o valor da fatura de energia refere-se somente ao custo de disponibilidade. No mês de dezembro, o consumo é um pouco maior do que a geração, dessa forma utiliza-se os créditos acumulados a fim de compensar o valor da fatura.

A Figura 14 mostra o gráfico comparativo da evolução do valor da fatura de energia elétrica da concessionária CELESC na cidade de Florianópolis – SC durante o período de 25 anos.

Figura 14 – Evolução do valor da fatura em Florianópolis – SC

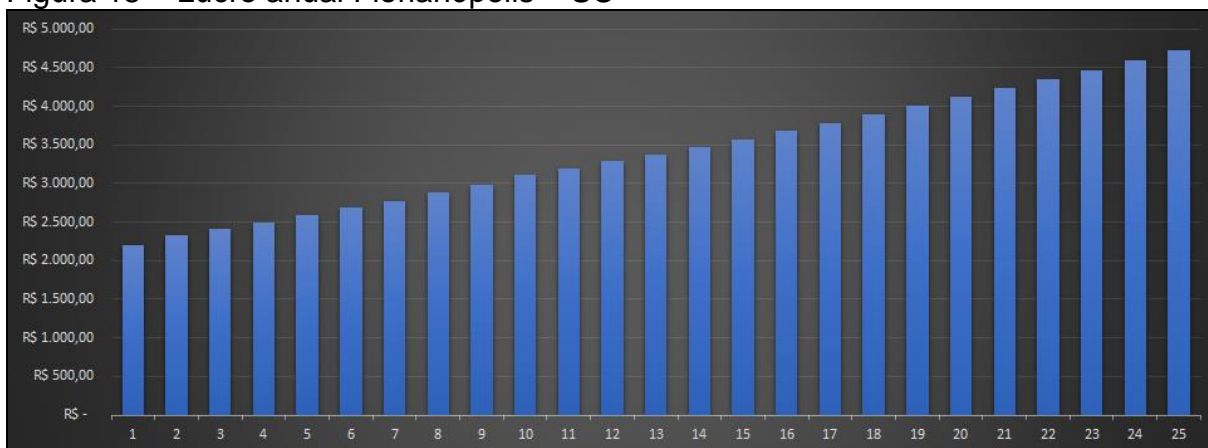


Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme o gráfico apresentado na Figura 14, percebe-se que o SFCR proporciona uma economia considerável ao longo do período de 25 anos, haja vista, que o impacto causado pelo reajuste anual das tarifas de energia, bem como das bandeiras tarifárias vigentes são minimizados ao consumidor com o SFCR.

A diferença entre o valor da fatura da U.C. com o SFRC e sem o SFCR é considerado como o lucro obtido, onde o mesmo refere-se às entradas do fluxo de caixa. O lucro obtido ao longo dos 25 anos é mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Lucro anual Florianópolis – SC



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 15 mostra que, conforme ocorre o aumento do valor da tarifa de energia, bem como das bandeiras tarifárias vigentes que compõe o valor final da fatura de energia elétrica, a economia obtida também aumenta. Dessa forma, mesmo havendo uma diminuição da geração de energia pela degradação anual dos módulos fotovoltaicos, a economia obtida ao longo dos 25 anos continua crescente.

A análise da viabilidade econômica do investimento em um SFCR para a cidade de Florianópolis – SC baseou-se nas ferramentas da Engenharia Econômica como critério para tomada de decisão. Determinou-se o VPL e a TIR, a fim de verificar a viabilidade econômica do investimento e, como critério complementar para tomada de decisão, determinou-se o período de *Payback* Descontado. Conforme a Tabela 30. O Apêndice B apresenta a planilha do fluxo de caixa da análise de viabilidade econômica para a cidade de Florianópolis – SC.

Tabela 30 – Critérios para tomada de decisão na cidade de Florianópolis - SC

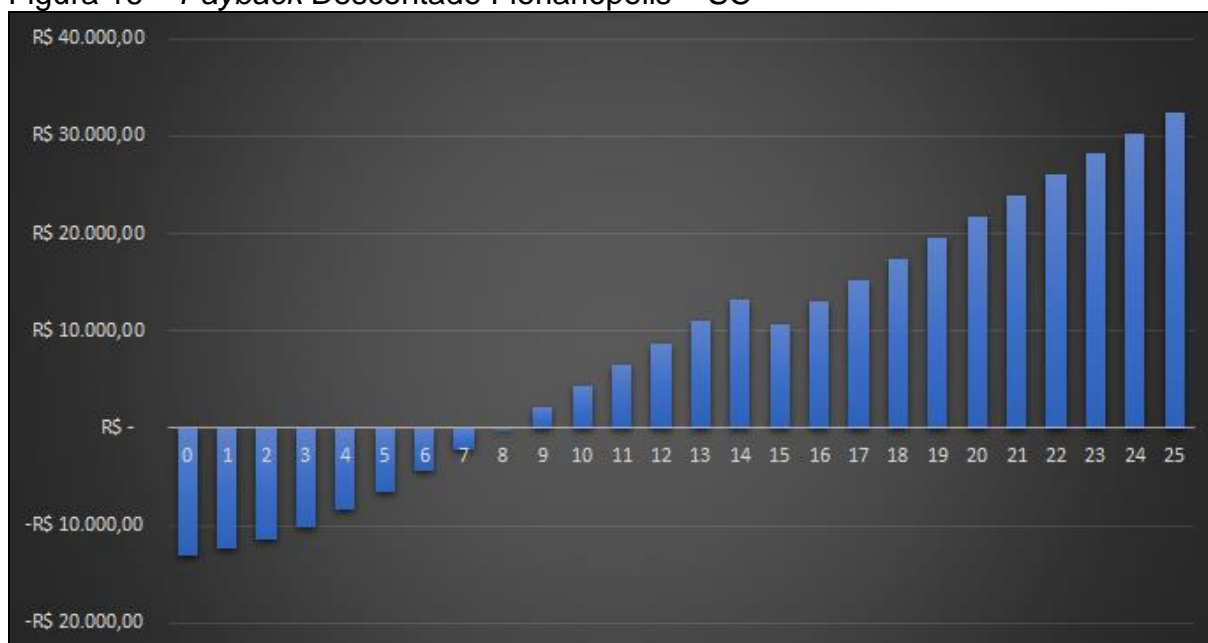
VPL	TIR	TMA	<i>Payback</i> Descontado
R\$ 32.447,36	14,89%	2,75%	8,01 Anos

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando as premissas apresentadas no capítulo 3 – seção 3.2.5 Critérios de Avaliação – e, conforme os dados da Tabela 30, determina-se que o investimento é viável economicamente, haja vista que, apresenta um $VPL > 0$ e uma $TIR > TMA$. Assim como os resultados apresentados por Oliveira e Schilling (2017), Pozzobon et. al (2018), Marchioro, Dahmer e Souza (2018), Deotti e Gomes (2018), Gê, Carlos e Santiago (2018), Rockenbach (2018), Rörig (2019) e Nicola (2019), esta pesquisa também evidenciou que o investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 é economicamente viável.

O gráfico do fluxo de caixa, onde mostra os valores de entradas e saídas, bem como o *Payback* Descontado do investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 – monofásico 220V na localidade de Florianópolis – SC, é apresentado na Figura 16.

Figura 16 – *Payback* Descontado Florianópolis – SC



Fonte: Elaborado pelo autor

Percebe-se, da Figura 16, que após 8 anos o investidor terá reavido integralmente o valor do investimento inicial, considerando o valor do dinheiro no tempo.

Verifica-se também, que após 8 anos esse investimento gera lucros ao investidor até o ano 25. Deve-se salientar que, no ano 15 há uma substituição do inversor e esse valor é considerado como uma saída de caixa, percebendo-se esse movimento na Figura 16, onde há uma diminuição momentânea do lucro obtido.

Ainda, o *Payback* Descontado demonstrou ser bom para o investidor, haja vista o retorno em aproximadamente 8 anos, prazo bem menor do que a metade da vida útil do projeto, além de que se recupera o valor investido 2 anos antes do sistema parar de gerar excedente de energia, que ocorre até o ano 10.

4.2.8 Análise de Viabilidade Econômica Nova Friburgo – RJ

A fim de avaliar a viabilidade econômica do investimento para o maior valor da tarifa, na cidade de Nova Friburgo – RJ, utilizou-se os dados fornecidos pela distribuidora ENF, referentes ao mês de abril de 2021, conforme a Tabela 31.

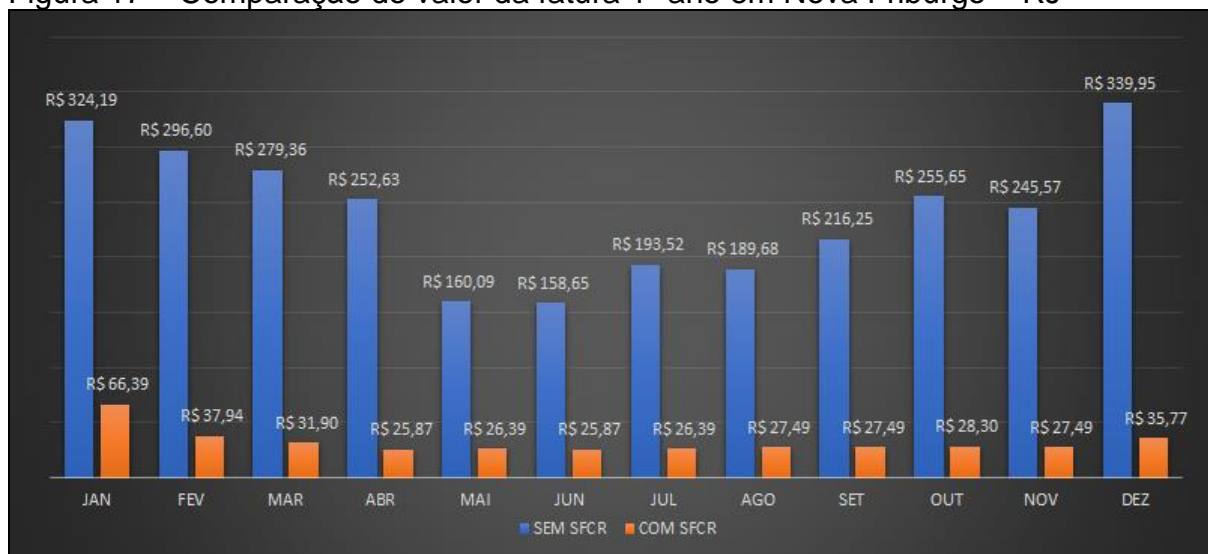
Tabela 31 – Parâmetros considerados para a análise da viabilidade econômica em Nova Friburgo – RJ (ENF)

TE	R\$ 0,28288
TUSD	R\$ 0,38016
PIS	0,91% a.m.
COFINS	4,19% a.m.
ICMS	18,00% a.m.
TMA	2,75% a.a.
Inflação Média (IPC)	5,72% a.a.
Reajuste Tarifário Médio ENF	3,73% a.a.
Disponibilidade	30 kWh

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Figura 17, em forma de gráfico, tem-se a comparação do valor final (com o SFCR e sem o SFCR) a ser pago mensalmente na fatura de energia durante o primeiro ano de operação do SFCR na cidade de Nova Friburgo - RJ.

Figura 17 – Comparação do valor da fatura 1º ano em Nova Friburgo – RJ



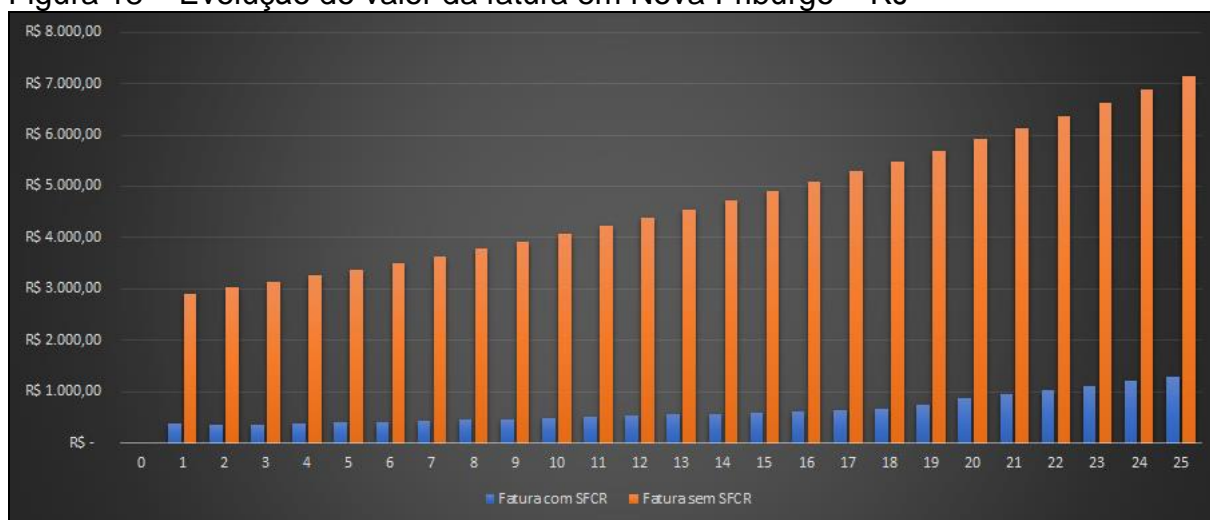
Fonte: Elaborado pelo autor

Por tratar-se do primeiro ano de operação do sistema, não há créditos acumulados nos primeiros meses, dessa maneira, percebe-se da Figura 17 que, nos meses de janeiro, fevereiro e março, o valor pago na fatura de energia é superior aos meses seguintes. Nos meses de abril a novembro, o sistema supre totalmente o consumo, assim, o valor da fatura de energia refere-se somente ao custo de disponibilidade. No mês de dezembro, o consumo é um pouco maior do que a

geração, dessa forma utiliza-se os créditos acumulados a fim de compensar o valor da fatura.

A Figura 18 mostra o gráfico comparativo da evolução do valor da fatura de energia elétrica da concessionária ENF na cidade de Nova Friburgo - RJ durante o período de 25 anos.

Figura 18 – Evolução do valor da fatura em Nova Friburgo – RJ

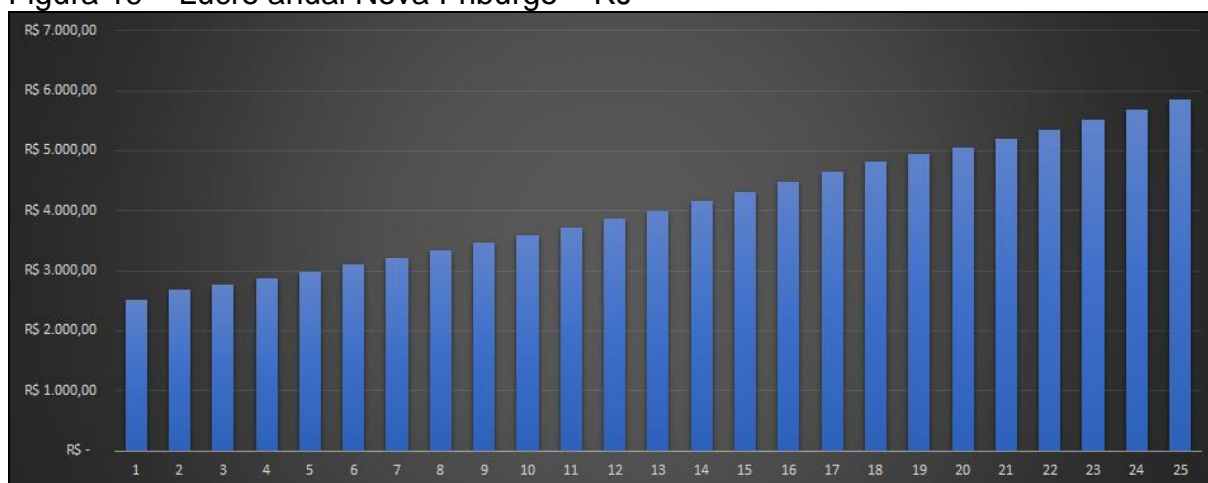


Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme o gráfico apresentado na Figura 18, percebe-se que o SFCR proporciona uma economia considerável ao longo do período de 25 anos, haja vista que, o impacto causado pelo reajuste anual das tarifas de energia, bem como das bandeiras tarifárias vigentes são minimizados ao consumidor com o SFCR, pois grande parte da energia é consumida de forma instantânea, evitando o desconto do ICMS na energia injetada.

A diferença entre o valor da fatura da U.C. com o SFRC e sem o SFCR é considerado como o lucro obtido, onde o mesmo refere-se às entradas do fluxo de caixa. O lucro obtido ao longo dos 25 anos é mostrado na Figura 19.

Figura 19 – Lucro anual Nova Friburgo – RJ



Fonte: Elaborado pelo autor

A Figura 19 mostra que, conforme o aumento do valor da tarifa de energia, bem como das bandeiras tarifárias vigentes que compõe o valor final da fatura de energia elétrica, a economia obtida também aumenta. Dessa forma, mesmo havendo uma diminuição da geração de energia pela degradação anual dos módulos fotovoltaicos, a economia obtida ao longo dos 25 anos continua crescente.

O aumento da economia ao longo dos anos deve-se em grande parte, a compensação tarifária, estabelecido pela ANEEL pela REN 482/2012. Outro fator determinante para a economia, é o custo da fatura evitado, pois a U.C. gera a maior parte da energia elétrica consumida.

Conforme o fluxo de caixa do investimento em SFCR para a cidade de Nova Friburgo – RJ (APÊNDICE C) e baseando-se nas ferramentas da Engenharia Econômica como critério para tomada de decisão, determinou-se o VPL e a TIR, a fim de verificar se o investimento é viável ou não. Como critério complementar para tomada de decisão, determinou-se o período de *Payback* Descontado, conforme a Tabela 32.

Tabela 32 – Critérios para tomada de decisão na cidade de Nova Friburgo - RJ

VPL	TIR	TMA	<i>Payback</i> Descontado
R\$ 43.620,86	17,78%	2,75%	6,92 Anos

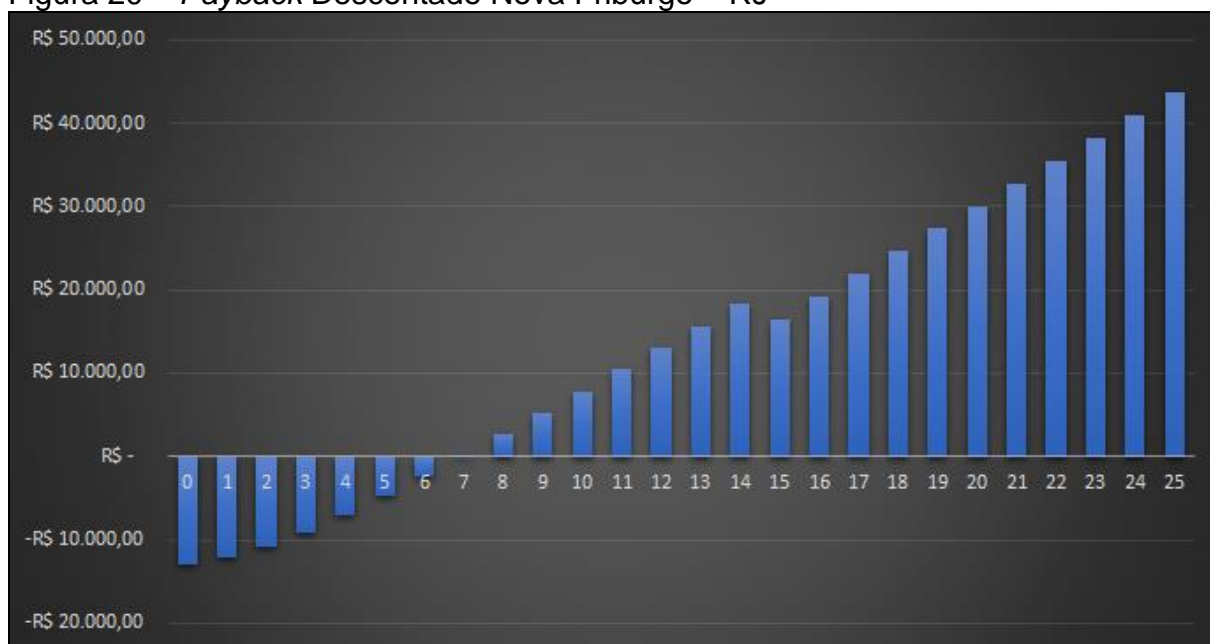
Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Os resultados obtidos demonstram que o investimento é atrativo economicamente, pois o mesmo apresenta um VPL > 0 e uma TIR > TMA. Assim como os resultados apresentados por Oliveira e Schilling (2017), Pozzobon *et. al*

(2018), Marchioro, Dahmer e Souza (2018), Deotti e Gomes (2018), Gê, Carlos e Santiago (2018), Rockenbach (2018), Rörig (2019) e Nicola (2019), os quais demonstraram que o investimento em um SFCR para uma unidade consumidora classe B1 é economicamente viável.

O gráfico do fluxo de caixa, onde mostra o Payback Descontado para a cidade de Nova Friburgo – RJ, a qual é regida pela distribuidora ENF e representa o maior valor da tarifa, é apresentado na Figura 20.

Figura 20 – Payback Descontado Nova Friburgo – RJ



Fonte: Elaborado pelo autor (2021)

Percebe-se do gráfico do fluxo de caixa (Figura 20) e da Tabela 32, que o retorno financeiro do investimento ocorre entre 6 e 7 anos. Após esse prazo o investidor terá reavido integralmente o valor do investimento inicial e começará a ter lucros.

Da análise da Figura 20, nota-se um movimento de queda no valor do Payback Descontado no ano 15, pois neste ano há uma substituição do inversor e esse valor é considerado como uma saída de caixa, portanto, há uma diminuição momentânea do lucro obtido.

O Payback Descontado é ótimo para o investidor, pois o retorno do investimento ocorre entre 6 e 7 anos, prazo este, menor que o período considerado para o projeto (25 anos), além de que o sistema irá gerar um excedente de energia até o ano 15.

4.2.9 Síntese dos Resultados

A Tabela 33 apresenta a síntese dos resultados obtidos no estudo das duas cidades representantes do menor e do maior valor de tarifa de energia elétrica.

Tabela 33 – Síntese dos resultados

Concessionária	CELESC	ENF
Cidade	Florianópolis - SC	Nova Friburgo - RJ
HSP Médio (h/dia)	4,47	4,67
Consumo Médio Anual (kWh)	3276	3276
Disponibilidade Anual (kWh)	360	360
Potência SFCR (kWp)	2,4	2,4
Geração Média Anual - 1º Ano - (kWh)	3139	3272
TE (R\$/kWh)	0,27440	0,28288
TUSD (R\$/kWh)	0,23159	0,38016
PIS (%)	1,26	0,91
COFINS (%)	5,80	4,19
ICMS (%)	25,00	18,00
TMA (%)	2,75	2,75
Reajuste Tarifário Médio Anual (%)	3,55	3,73
Investimento Inicial (R\$)	13.000,00	13.000,00
Financiamento - Juros - (R\$)	4.103,54	4.103,54
VPL (R\$)	32.447,36	43.620,86
TIR (%)	14,89	17,78
<i>Payback</i> Descontado (anos)	8,01	6,92

Fonte: Elaborado pelo autor

Comparando os dados apresentados na Tabela 33, percebe-se que, conforme os critérios para a tomada de decisão sobre investir ou não em determinado projeto, os dois casos demonstram ser viáveis economicamente, pois apresentam um Valor Presente Líquido maior que zero e, uma Taxa Interna de Retorno maior que a Taxa Mínima de Atratividade.

Embora haja uma diferença da Média das HSP nas localidades, onde a cidade de Nova Friburgo – RJ demonstrou ter maior potencial de geração, essa

diferença é pequena. Por esse motivo, embasado na metodologia proposta para o dimensionamento de um SFCR apresentado no capítulo 3, utilizou-se o mesmo SFCR para as duas situações.

Ademais, percebe-se a influência direta do valor da tarifa de energia elétrica na análise de viabilidade econômica em SFCR, de modo que, a cidade de Nova Friburgo – RJ, representante do maior valor de tarifa de energia elétrica, apresenta um Valor Presente Líquido maior do que o apresentado na cidade de Florianópolis – SC, representante do menor valor de tarifa. O mesmo acontece para a Taxa Interna de Retorno e o período de *Payback* Descontado, uma vez que, apresentou-se uma diferença de 1,09 anos entre as localidades para reaver o capital investido.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O trabalho apresentou duas análises de viabilidade técnica e econômica de sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, considerando o mesmo perfil de consumo de uma unidade consumidora classe B1 – residencial – monofásico 220V, com o objetivo de verificar a influência do valor da tarifa de energia elétrica nesses investimentos. Dessa forma, como objeto de estudo, optou-se por duas cidades que estão entre aquelas onde são aplicados os maiores e os menores valores de tarifa no Brasil.

A análise técnica para cada localidade foi feita embasada nas equações apresentadas na metodologia e, também com os dados de irradiação incidente no local, obtidos no banco de dados do CRESESB. Dessa forma, após os cálculos de dimensionamento, a fim de suprir a demanda das U.C. utilizou-se o mesmo kit fotovoltaico de 2,4 kWp disponível no mercado para as duas localidades.

Conforme os resultados de geração do SFCR para as cidades de Florianópolis - SC e Nova Friburgo - RJ, constatou-se que, os dois casos apresentaram resultados satisfatórios, pois o sistema proposto supre totalmente a demanda da unidade consumidora nas duas localidades.

Quanto a análise econômica dos projetos, ambos demonstraram ser um investimento economicamente viável, pois apresentaram um VPL positivo e uma TIR maior do que a TMA. Considerando que, as condições do financiamento e o valor do investimento inicial foram os mesmos, para os dois casos, e sujeitos a condições semelhantes de geração de energia, por apresentarem pouca diferença do HSP, bem como respondendo à questão de pesquisa proposta para este estudo, ficou evidenciado que é atrativo economicamente o investimento nos dois projetos de SFCR analisados.

Por fim, conclui-se que é perceptível a influência direta do valor da tarifa de energia elétrica na atratividade econômica, onde o projeto de Nova Friburgo – RJ, representante do maior valor de tarifa, apresentou um menor tempo de retorno do investimento, além de uma TIR e um VPL consideravelmente maior, comparado à Florianópolis – SC, representante do menor valor de tarifa.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Após a realização de uma pesquisa surge a possibilidade de que a mesma possa ser realizada com outro enfoque. Dessa forma, ficam as seguintes sugestões para a realização de novos trabalhos acadêmicos:

- Avaliar a viabilidade econômica, considerando um aumento da demanda, após o dimensionamento do SFCR;
- Avaliar a viabilidade econômica, considerando uma expansão do SFCR;
- Análise da viabilidade técnica e econômica de um SFCR utilizando micro inversores, ao invés de um inversor central;
- Estudo de viabilidade econômica de Sistemas Fotovoltaicos Isolados, considerando a demanda de uma U.C classe B1;
- Estudo de viabilidade técnica e econômica de um SFCR utilizando telhas solares.
- Comparação da viabilidade econômica entre módulos com estrutura fixa e módulos com rastreadores solares, em um SFCR.

REFERÊNCIAS

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410 Instalações elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2008.

ABSOLAR – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico ABSOLAR**. São Paulo – SP, 2021. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>> Acesso em: 05 de abril de 2021.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Dissertação de Mestrado. USP - São Paulo, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Ranking nacional de tarifas residenciais (GRUPO B1)**. Brasília: ANEEL, 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>> Acesso em: 08 de fevereiro de 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 482: Condições gerais para o acesso de micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição**. Brasília: ANEEL, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa 687: Altera a Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília: ANEEL, 2015.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa, 482/2012**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/> > Acesso em: 12 de fevereiro de 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Informações Técnicas: Sobre a Conta Bandeiras**. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/sobre-a-conta-bandeir-1/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Finformacoes-tecnicas%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_CegkWaVJWF5E%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 04 de março de 2021.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras tarifárias: relatório do acionamento**. Brasília: ANEEL, 2021.

BCB – Banco Central do Brasil. **Taxa de juros básica – Histórico**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>> Acesso em: 08 de abril de 2021.

BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento. **Simulação de financiamento para investimentos em geração e distribuição local de energia renovável.** Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/simulador/?productCode=AOI_056&valorBem=13000&percentualFinanciado=100&prazoFinanciamento=60&prazoCarenca=3&spreadAgente=3&projecaoInflacaoAnual=5.72>. Acesso em: 10 de abril de 2021.

BOUHID, C. **Evolução dos custos e eficiência dos painéis solares nos últimos anos.** Goiânia: Dusol Engenharia, 2019. Disponível em: <<https://www.dusolengenharia.com.br/post/evolucao-dos-custos-e-eficiencia-dos-paineis-solares-nos-ultimos-anos/>> Acesso em: 15 de novembro de 2020.

BRIGHAM, E. F.; GAPENSKI, L. C.; EHRHARDT, M. C. **Administração financeira: teoria e prática.** São Paulo: Atlas, 2001.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R. **As decisões de investimentos: com aplicações na calculadora HP12C e Excel.** 2 ed. São Paulo: Atlas, 2007.

BRUNI, A. L.; FAMÁ, R.; SIQUEIRA, J. O. **Análise do risco na avaliação de projetos de investimento: uma aplicação do Método de Monte Carlo.** Caderno de Pesquisas de Administração, São Paulo, 1998.

BUARQUE, C. **Avaliação econômica de projetos: uma apresentação didática.** Rio de Janeiro: Campus, 1984.

CAMARGO, R. F. **Veja como o valor presente líquido (VPL) ajuda na análise de viabilidade de um investimento.** Joinville: Treasy Planejamento e Controladoria. Disponível em: <<https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl/>>. Acesso em: 11 de julho de 2020.

CAMLOFFSKI, R. **Análise de investimentos e viabilidade financeira das empresas.** São Paulo: Atlas, 2014.

CARVALHO, E. A. **Análise de investimentos: livro didático.** Palhoça: UnisulVirtual, 2011.

CASAROTTO FILHO, N. **Elaboração de Projetos Empresariais: análise estratégica, estudo de viabilidade e plano de negócios.** São Paulo: Atlas, 2011.

CASAROTTO FILHO, N.; KOPITTKKE, B. H. **Análise de investimentos: manual para solução de problemas e tomadas de decisão.** São Paulo: Atlas, 2020.

CERVO, A. L.; BERVIAN, P. A.; SILVA, R. **Metodologia Científica.** 6ª.ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Convênio ICMS Nº 16 de 22 de abril de 2015. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482,**

de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasília: CONFAZ, 2015.

CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária, Convênio ICMS Nº 42 de 16 de maio de 2018. **Altera o Convênio ICMS nº 16, de 22 de abril de 2015**. Brasília: CONFAZ, 2018.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Grupo de Trabalho de Energia Solar. **Energia solar: princípios e aplicações**. CRESESB, Rio de Janeiro, 2006.

CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Componentes de um sistema fotovoltaico**, 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=tutorial_solar>. Acesso em: 05 fevereiro 2020.

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. **Potencial Solar – SunData v. 3.0**. 2018. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 02 de janeiro de 2021.

DEOTTI, L. M. P.; GOMES, F. V. **Análise de viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração solar fotovoltaica residencial com autoconsumo remoto**. Gramado: VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2018.

DIAMANDIS, P. **Solar energy Revolution: a massive opportunity**. New York: Forbes, 2014. Disponível em: <<https://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solarenergy-revolution-a-massive-opportunity/#56994e866c90>>. Acesso em: 08 de outubro de 2020.

DUFO-LÓPEZ, R. et al. **Stochastic-heuristic methodology for the optimization of components and control variables of PV-wind-diesel-battery stand alone systems**. Barcelona: Elsevier, Renewable Energy, 2016. P. 919-935.

EHRlich, P. J.; MORAES, E. A. **Engenharia Econômica: Avaliação e Seleção de Projetos de Investimento**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2013.

ENERGYTEC – Energytec Energia Solar. **Sistema OFF-GRID**. Caxias do Sul: Energytec, 2019. Disponível em: <<http://www.energytecsolar.com.br/Sistema-OFF-GRID/>>. Acesso em: 21 de fevereiro de 2020.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf>. Acesso em: 10 de outubro de 2020.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica: fundamentos conversão e viabilidade técnico-econômica**. Grupo de Energias PEA – Escola Politécnica Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

FONSECA, J. J. S. **Apostila de Metodologia da Pesquisa Científica**. UECE, Fortaleza – CE. 2002.

FREITAS, B.M. de R; HOLLANDA, L. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. [S.I.]: FGV Energia, 2015. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/artigos/micro-e-minigeracao-no-brasil-viabilidade-economica-e-entraves-do-setor>>. Acesso em: 04 de abril de 2020.

GÊ, M. C. O.; CARLOS, G. T. S.; SANTIAGO, P. K. C. **Análise de viabilidade econômica da implantação de um sistema de energia fotovoltaica numa residência em Mossoró – RN**. Alagoas: XXXVIII Encontro Nacional e Engenharia de Produção. 2018.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 4 ed. São Paulo: Atlas, 2002.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

GOMES, J. **Elaboração e análise de viabilidade econômica de projetos: tópicos práticos de finanças para gestores não financeiros**. São Paulo: Atlas, 2013.

GUIMARÃES, B. **Análise da viabilidade econômica da instalação de um sistema de autoconsumo fotovoltaico numa habitação**. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, 2016.

INFLATION. **Inflação Histórica Brasil – IPC**. 2021. Disponível em: <<https://www.inflation.eu/pt/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>. Acesso em: 02 de março de 2021.

LEMES JÚNIOR, A.B.; RIGO, C.M.; CHEROBIM, A.P.M. **Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

LIMA, E. J.; GARCIA, G. R.; ROSA, L. M. **Fundamentos da energia solar: guia completo para se aprofundar no mundo fotovoltaico**. NEOSOLAR, São Paulo, 2019.

MARCHIORO, A. F.; DAHMER, R. D.; SOUZA, R. C.; **Metodologia para análise da viabilidade técnica-econômica para geração de energia fotovoltaica**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado. 2018.

NASCIMENTO, C. A. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. Monografia – Universidade Federal de Lavras. Minas Gerais, 2004.

NEOSOLAR – Neosolar Energia. **Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes**. São Paulo: NEOSOLAR, 2018. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>> Acesso em: 3 de março de 2020.

NICOLA, V. A. **Análise da viabilidade técnica e econômica de um sistema fotovoltaico residencial: comparação entre dados dimensionado pela empresa que realizou a instalação versus dados executados pelo cliente.** 2019. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Alegrete – RS, 2019.

NOGUEIRA, E. **Introdução à engenharia econômica.** São Carlos, EdUFSCar, 2011.

OLIVEIRA, R. C.; SCHILLING, C. H. **Viabilidade econômica na geração de energia elétrica com sistema on-grid.** Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Gestão Estratégica da Produção e Logística) – Universidade FEEVALE, Novo Hamburgo - RS, 2018.

PAMPLONA, E.O.; MONTEVECHI, J.A.B. **Engenharia econômica I.** São Paulo, 2006.

PASSOS, F. L. L. **Metodologia e ferramenta computacional para estudo da viabilidade técnica e econômica de um sistema de microgeração fotovoltaica.** Pelotas, 2016.

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

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** 2ed. Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.

POZZOBON, V. et. al. **Avaliação dos desempenhos elétrico e financeiro de três propostas de instalação de um SFCR.** VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, 2018.

PPCEE – PROJETO PEDAGÓGICO DE CURSO ENGENHARIA ELETRICA, **Capítulo II – Das Atribuições para o desempenho de atividades no âmbito das competências profissionais.** Alegrete, 2009.

PROJETEEE – **Projetando Edificações Energicamente Eficientes. Sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR ou ON-GRID) – 2020.** Brasília: MMA, 2020. Disponível em: <<http://projeteee.mma.gov.br/equipamento/sistema-fotovoltaico-conectado-a-rede-sfcr-ou-on-grid/>>. Acesso em: 28 de abril de 2020.

REIS, P. **Vantagens e desvantagens dos sistemas solares híbridos.** Lisboa: Portal Energia, 2018. Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/vantagens-desvantagens-sistemas-solares-hibridos/>> Acesso em: 15 de fevereiro de 2020.

ROCKENBACH, L. T. **Análise de viabilidade econômico-financeira de implantação de um sistema fotovoltaico: um estudo de caso em Toledo – PR.** 2018. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Civil) – Universidade Paranaense Toledo-PR, 2018.

RÖRIG, T. **Análise comparativa da viabilidade econômica de sistema fotovoltaico conectado à rede considerando a mesma residência em cidades diferentes**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Alegrete-RS, 2019.

ROSS, S. A. et. al. **Fundamentos de administração financeira**. Porto Alegre: AMGH, 2013.

SAUNDERS, M.; LEWIS, P.; THORNHILL, A. **Research methods for business students**. England: Prentice Hall, 2003.

SCHMIDT, H. **Entenda o que é sistema solar híbrido**. Belo Horizonte: Soliens Energia Solar, 2019. Disponível em: <<https://www.soliens.com.br/blog/energia-fotovoltaica/entenda-o-que-e-sistema-solar-hibrido/>>. Acesso em: 13 de abril de 2020.

SILVA, F. P. **Análise de investimentos e fontes de financiamento**. Porto Alegre: SAGAH, 2018.

VANNUCCI, L. R. **Matemática financeira e engenharia econômica – princípios e aplicações**. São Paulo: Blucher, 2013.

VILLALVA, M.G.; GAZOLI, J.R. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. São Paulo: Érica, 2012.

APÊNDICE A – FINANCIAMENTO BNDES – ENERGIA RENOVÁVEL

MÊS	SALDO INICIAL		JUROS		AMORTIZAÇÃO		PRESTAÇÃO		SALDO FINAL	
Mês Inicial	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	13.000,00
Mês 01	R\$	13.000,00	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	13.000,00
Mês 02	R\$	13.000,00	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	13.000,00
Mês 03	R\$	13.000,00	R\$	388,15	R\$	-	R\$	388,15	R\$	13.000,00
Mês 04	R\$	13.000,00	R\$	128,12	R\$	228,07	R\$	356,19	R\$	12.771,93
Mês 05	R\$	12.771,93	R\$	125,87	R\$	228,07	R\$	353,94	R\$	12.543,86
Mês 06	R\$	12.543,86	R\$	123,62	R\$	228,07	R\$	351,69	R\$	12.315,79
Mês 07	R\$	12.315,79	R\$	121,37	R\$	228,07	R\$	349,44	R\$	12.087,72
Mês 08	R\$	12.087,72	R\$	119,13	R\$	228,07	R\$	347,20	R\$	11.859,65
Mês 09	R\$	11.859,65	R\$	116,88	R\$	228,07	R\$	344,95	R\$	11.631,58
Mês 10	R\$	11.631,58	R\$	114,63	R\$	228,07	R\$	342,70	R\$	11.403,51
Mês 11	R\$	11.403,51	R\$	112,38	R\$	228,07	R\$	340,45	R\$	11.175,44
Mês 12	R\$	11.175,44	R\$	110,14	R\$	228,07	R\$	338,21	R\$	10.947,37
Mês 13	R\$	10.947,37	R\$	107,89	R\$	228,07	R\$	335,96	R\$	10.719,30
Mês 14	R\$	10.719,30	R\$	105,64	R\$	228,07	R\$	333,71	R\$	10.491,23
Mês 15	R\$	10.491,23	R\$	103,39	R\$	228,07	R\$	331,46	R\$	10.263,16
Mês 16	R\$	10.263,16	R\$	101,14	R\$	228,07	R\$	329,21	R\$	10.035,09
Mês 17	R\$	10.035,09	R\$	98,90	R\$	228,07	R\$	326,97	R\$	9.807,02
Mês 18	R\$	9.807,02	R\$	96,65	R\$	228,07	R\$	324,72	R\$	9.578,95
Mês 19	R\$	9.578,95	R\$	94,40	R\$	228,07	R\$	322,47	R\$	9.350,88
Mês 20	R\$	9.350,88	R\$	92,15	R\$	228,07	R\$	320,22	R\$	9.122,81
Mês 21	R\$	9.122,81	R\$	89,91	R\$	228,07	R\$	317,98	R\$	8.894,74
Mês 22	R\$	8.894,74	R\$	87,66	R\$	228,07	R\$	315,73	R\$	8.666,67
Mês 23	R\$	8.666,67	R\$	85,41	R\$	228,07	R\$	313,48	R\$	8.438,60
Mês 24	R\$	8.438,60	R\$	83,16	R\$	228,07	R\$	311,23	R\$	8.210,53
Mês 25	R\$	8.210,53	R\$	80,92	R\$	228,07	R\$	308,99	R\$	7.982,46
Mês 26	R\$	7.982,46	R\$	78,67	R\$	228,07	R\$	306,74	R\$	7.754,39
Mês 27	R\$	7.754,39	R\$	76,42	R\$	228,07	R\$	304,49	R\$	7.526,32
Mês 28	R\$	7.526,32	R\$	74,17	R\$	228,07	R\$	302,24	R\$	7.298,25
Mês 29	R\$	7.298,25	R\$	71,93	R\$	228,07	R\$	300,00	R\$	7.070,18
Mês 30	R\$	7.070,18	R\$	69,68	R\$	228,07	R\$	297,75	R\$	6.842,11
Mês 31	R\$	6.842,11	R\$	67,43	R\$	228,07	R\$	295,50	R\$	6.614,04
Mês 32	R\$	6.614,04	R\$	65,18	R\$	228,07	R\$	293,25	R\$	6.385,96
Mês 33	R\$	6.385,96	R\$	62,93	R\$	228,07	R\$	291,00	R\$	6.157,89
Mês 34	R\$	6.157,89	R\$	60,69	R\$	228,07	R\$	288,76	R\$	5.929,82
Mês 35	R\$	5.929,82	R\$	58,44	R\$	228,07	R\$	286,51	R\$	5.701,75
Mês 36	R\$	5.701,75	R\$	56,19	R\$	228,07	R\$	284,26	R\$	5.473,68
Mês 37	R\$	5.473,68	R\$	53,94	R\$	228,07	R\$	282,01	R\$	5.245,61
Mês 38	R\$	5.245,61	R\$	51,70	R\$	228,07	R\$	279,77	R\$	5.017,54
Mês 39	R\$	5.017,54	R\$	49,45	R\$	228,07	R\$	277,52	R\$	4.789,47
Mês 40	R\$	4.789,47	R\$	47,20	R\$	228,07	R\$	275,27	R\$	4.561,40
Mês 41	R\$	4.561,40	R\$	44,95	R\$	228,07	R\$	273,02	R\$	4.333,33
Mês 42	R\$	4.333,33	R\$	42,71	R\$	228,07	R\$	270,78	R\$	4.105,26
Mês 43	R\$	4.105,26	R\$	40,46	R\$	228,07	R\$	268,53	R\$	3.877,19
Mês 44	R\$	3.877,19	R\$	38,21	R\$	228,07	R\$	266,28	R\$	3.649,12
Mês 45	R\$	3.649,12	R\$	35,96	R\$	228,07	R\$	264,03	R\$	3.421,05
Mês 46	R\$	3.421,05	R\$	33,71	R\$	228,07	R\$	261,79	R\$	3.192,98
Mês 47	R\$	3.192,98	R\$	31,47	R\$	228,07	R\$	259,54	R\$	2.964,91
Mês 48	R\$	2.964,91	R\$	29,22	R\$	228,07	R\$	257,29	R\$	2.736,84
Mês 49	R\$	2.736,84	R\$	26,97	R\$	228,07	R\$	255,04	R\$	2.508,77
Mês 50	R\$	2.508,77	R\$	24,72	R\$	228,07	R\$	252,79	R\$	2.280,70
Mês 51	R\$	2.280,70	R\$	22,48	R\$	228,07	R\$	250,55	R\$	2.052,63
Mês 52	R\$	2.052,63	R\$	20,23	R\$	228,07	R\$	248,30	R\$	1.824,56
Mês 53	R\$	1.824,56	R\$	17,98	R\$	228,07	R\$	246,05	R\$	1.596,49
Mês 54	R\$	1.596,49	R\$	15,73	R\$	228,07	R\$	243,80	R\$	1.368,42
Mês 55	R\$	1.368,42	R\$	13,49	R\$	228,07	R\$	241,56	R\$	1.140,35
Mês 56	R\$	1.140,35	R\$	11,24	R\$	228,07	R\$	239,31	R\$	912,28
Mês 57	R\$	912,28	R\$	8,99	R\$	228,07	R\$	237,06	R\$	684,21
Mês 58	R\$	684,21	R\$	6,74	R\$	228,07	R\$	234,81	R\$	456,14
Mês 59	R\$	456,14	R\$	4,50	R\$	228,07	R\$	232,57	R\$	228,07
Mês 60	R\$	228,07	R\$	2,25	R\$	228,07	R\$	230,32	R\$	-
TOTAL			R\$	4.103,53	R\$	13.000,00	R\$	17.103,53	R\$	-

Fonte: Adaptado de BNDES (2021, não paginado)

APÊNDICE B – FLUXO DE CAIXA FLORIANÓPOLIS – SC

ANO	GERAÇÃO (kWh)	CONSUMO (kWh)	DISP. (kWh)	ENTRADAS		SAÍDAS				FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	SALDO
				ECONOMIA DA FATURA (R\$)	INVESTIMENTO	MANUTENÇÃO	FINANCIAMENTO (JUROS)	INVERSOR				
0	-	-	-	R\$ -	-R\$ 13.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 13.000,00	-R\$ 13.000,00	-R\$ 13.000,00
1	3139	3276	360	R\$ 2.203,06	R\$ -	-R\$ 130,00	R\$ -	R\$ 1.460,29	R\$ -	R\$ 612,77	R\$ 596,37	-R\$ 12.403,63
2	3114	3276	360	R\$ 2.329,43	R\$ -	-R\$ 137,44	-R\$ 1.146,30	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.045,69	R\$ 990,47	-R\$ 11.413,17
3	3089	3276	360	R\$ 2.412,75	R\$ -	-R\$ 145,30	-R\$ 822,65	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.444,80	R\$ 1.331,87	-R\$ 10.081,29
4	3064	3276	360	R\$ 2.499,13	R\$ -	-R\$ 153,61	-R\$ 498,98	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.846,54	R\$ 1.656,65	-R\$ 8.424,64
5	3040	3276	360	R\$ 2.588,66	R\$ -	-R\$ 162,39	-R\$ 175,32	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.250,94	R\$ 1.965,42	-R\$ 6.459,22
6	3015	3276	360	R\$ 2.681,44	R\$ -	-R\$ 171,68	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.509,76	R\$ 2.132,75	-R\$ 4.326,47
7	2991	3276	360	R\$ 2.777,60	R\$ -	-R\$ 181,50	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.596,10	R\$ 2.147,08	-R\$ 2.179,39
8	2967	3276	360	R\$ 2.877,27	R\$ -	-R\$ 191,89	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.685,38	R\$ 2.161,48	-R\$ 17,91
9	2944	3276	360	R\$ 2.980,08	R\$ -	-R\$ 202,86	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.777,21	R\$ 2.175,57	R\$ 2.157,66
10	2920	3276	360	R\$ 3.117,55	R\$ -	-R\$ 214,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.903,08	R\$ 2.213,30	R\$ 4.370,97
11	2897	3276	360	R\$ 3.196,98	R\$ -	-R\$ 226,73	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.970,25	R\$ 2.203,90	R\$ 6.574,87
12	2874	3276	360	R\$ 3.284,32	R\$ -	-R\$ 239,70	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.044,62	R\$ 2.198,63	R\$ 8.773,49
13	2851	3276	360	R\$ 3.378,55	R\$ -	-R\$ 253,41	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.125,14	R\$ 2.196,37	R\$ 10.969,86
14	2828	3276	360	R\$ 3.475,58	R\$ -	-R\$ 267,91	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.207,67	R\$ 2.194,04	R\$ 13.163,90
15	2805	3276	360	R\$ 3.575,49	R\$ -	-R\$ 283,23	R\$ -	-R\$ 6.910,01	R\$ -	-R\$ 3.617,75	-R\$ 2.408,30	R\$ 10.755,60
16	2783	3276	360	R\$ 3.678,39	R\$ -	-R\$ 299,43	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.378,96	R\$ 2.189,14	R\$ 12.944,74
17	2760	3276	360	R\$ 3.784,49	R\$ -	-R\$ 316,56	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.467,93	R\$ 2.186,65	R\$ 15.131,39
18	2738	3276	360	R\$ 3.893,45	R\$ -	-R\$ 334,67	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.558,78	R\$ 2.183,88	R\$ 17.315,26
19	2716	3276	360	R\$ 4.005,55	R\$ -	-R\$ 353,81	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.651,73	R\$ 2.180,94	R\$ 19.496,21
20	2695	3276	360	R\$ 4.120,85	R\$ -	-R\$ 374,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.746,80	R\$ 2.177,83	R\$ 21.674,04
21	2673	3276	360	R\$ 4.236,03	R\$ -	-R\$ 395,45	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.840,58	R\$ 2.172,59	R\$ 23.846,63
22	2652	3276	360	R\$ 4.343,56	R\$ -	-R\$ 418,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.925,49	R\$ 2.161,20	R\$ 26.007,83
23	2631	3276	360	R\$ 4.469,19	R\$ -	-R\$ 441,98	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.027,22	R\$ 2.157,86	R\$ 28.165,69
24	2610	3276	360	R\$ 4.598,62	R\$ -	-R\$ 467,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.131,36	R\$ 2.154,41	R\$ 30.320,10
25	2589	3276	360	R\$ 4.731,95	R\$ -	-R\$ 493,99	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.237,97	R\$ 2.150,86	R\$ 32.470,96

Fonte: Elaborado pelo autor

APÊNDICE C – FLUXO DE CAIXA NOVA FRIBURGO – RJ

ANO	GERAÇÃO (kWh)	CONSUMO (kWh)	DISP. (kWh)	ENTRADAS		SAÍDAS				INVERSOR	FLUXO DE CAIXA	FLUXO DE CAIXA DESCONTADO	SALDO
				ECONOMIA DA FATURA (R\$)	INVESTIMENTO	MANUTENÇÃO	FINANCIAMENTO (JUROS)	INVERSOR					
0	-	-	-	R\$ -	-R\$ 13.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	-R\$ 13.000,00	-R\$ 13.000,00	-R\$ 13.000,00
1	3272	3276	360	R\$ 2.524,85	R\$ -	-R\$ 130,00	R\$ 1.460,29	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 934,56	R\$ 909,55	-R\$ 12.090,45
2	3246	3276	360	R\$ 2.673,67	R\$ -	-R\$ 137,44	R\$ 1.146,30	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.389,94	R\$ 1.316,53	-R\$ 10.773,92
3	3220	3276	360	R\$ 2.773,89	R\$ -	-R\$ 145,30	R\$ 822,65	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.805,94	R\$ 1.664,79	-R\$ 9.109,13
4	3194	3276	360	R\$ 2.877,66	R\$ -	-R\$ 153,61	R\$ 498,98	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.225,07	R\$ 1.996,25	-R\$ 7.112,88
5	3169	3276	360	R\$ 2.985,24	R\$ -	-R\$ 162,39	R\$ 175,32	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.647,52	R\$ 2.311,69	-R\$ 4.801,18
6	3143	3276	360	R\$ 3.096,66	R\$ -	-R\$ 171,68	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.924,98	R\$ 2.485,60	-R\$ 2.315,58
7	3118	3276	360	R\$ 3.212,29	R\$ -	-R\$ 181,50	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.090,78	R\$ 2.506,58	R\$ 191,00
8	3093	3276	360	R\$ 3.332,27	R\$ -	-R\$ 191,89	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.140,39	R\$ 2.527,72	R\$ 2.718,72
9	3068	3276	360	R\$ 3.456,78	R\$ -	-R\$ 202,86	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.253,92	R\$ 2.549,00	R\$ 5.267,72
10	3044	3276	360	R\$ 3.585,99	R\$ -	-R\$ 214,47	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.371,52	R\$ 2.570,44	R\$ 7.838,17
11	3019	3276	360	R\$ 3.720,08	R\$ -	-R\$ 226,73	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.493,34	R\$ 2.592,04	R\$ 10.430,20
12	2995	3276	360	R\$ 3.859,22	R\$ -	-R\$ 239,70	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.619,52	R\$ 2.613,78	R\$ 13.043,99
13	2971	3276	360	R\$ 4.003,63	R\$ -	-R\$ 253,41	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.750,22	R\$ 2.635,68	R\$ 15.679,66
14	2948	3276	360	R\$ 4.153,49	R\$ -	-R\$ 267,91	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 3.885,59	R\$ 2.657,73	R\$ 18.337,39
15	2924	3276	360	R\$ 4.309,03	R\$ -	-R\$ 283,23	R\$ -	R\$ -	R\$ -R\$ 6.910,01	-R\$ 6.910,01	-R\$ 2.884,22	-R\$ 1.920,00	R\$ 16.417,40
16	2901	3276	360	R\$ 4.470,44	R\$ -	-R\$ 299,43	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.171,01	R\$ 2.702,29	R\$ 19.119,69
17	2877	3276	360	R\$ 4.637,97	R\$ -	-R\$ 316,56	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.321,41	R\$ 2.724,80	R\$ 21.844,48
18	2854	3276	360	R\$ 4.811,84	R\$ -	-R\$ 334,67	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.477,17	R\$ 2.747,45	R\$ 24.591,94
19	2832	3276	360	R\$ 4.944,33	R\$ -	-R\$ 353,81	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.590,51	R\$ 2.741,62	R\$ 27.333,55
20	2809	3276	360	R\$ 5.052,79	R\$ -	-R\$ 374,05	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.678,74	R\$ 2.719,52	R\$ 30.053,07
21	2786	3276	360	R\$ 5.187,87	R\$ -	-R\$ 395,45	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.792,43	R\$ 2.711,05	R\$ 32.764,12
22	2764	3276	360	R\$ 5.344,66	R\$ -	-R\$ 418,06	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 4.926,59	R\$ 2.712,35	R\$ 35.476,47
23	2742	3276	360	R\$ 5.506,14	R\$ -	-R\$ 441,98	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.064,16	R\$ 2.713,47	R\$ 38.189,94
24	2720	3276	360	R\$ 5.673,36	R\$ -	-R\$ 467,26	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.206,10	R\$ 2.714,87	R\$ 40.904,81
25	2698	3276	360	R\$ 5.845,59	R\$ -	-R\$ 493,99	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.351,60	R\$ 2.716,05	R\$ 43.620,86

Fonte: Elaborado pelo autor