



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS
CURSO ENGENHARIA DE PRODUÇÃO ELÉTRICA

Renan de Sousa Cardoso

**Análise de viabilidade econômica de Sistemas de Microgeração Distribuída
Fotovoltaico para conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023**

Florianópolis

2024

Renan de Sousa Cardoso

**Análise de viabilidade econômica de Sistemas de Geração Distribuída
Fotovoltaico para conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia de Produção Elétrica do Campus Florianópolis da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica com habilitação Produção

Orientador: Prof. Artur Santa Catarina, Dr.

Florianópolis

2024

Cardoso, Renan

Análise de viabilidade econômica de geração distribuída fotovoltaica para conexões protocoladas após 7 de janeiro de 2023 / Renan Cardoso; orientador, Artur Catarina, 2024.

84 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação)

-

Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia de Produção Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia de Produção Elétrica. 2. Geração Distribuída. 3. Fotovoltaica. 4. Viabilidade econômica. 5. Energia Solar. I. Catarina, Artur. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Produção Elétrica. III. Título

Renan de Sousa Cardoso

Análise de viabilidade econômica de geração distribuída fotovoltaica para conexões
protocoladas após 7 de janeiro de 2023

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de
Engenheiro Eletricista com habilitação em Engenharia de Produção e aprovado em sua
forma final pelo Curso Engenharia de Produção Elétrica.

Local Florianópolis, 03 de julho de 2024.

Prof.(a) Monica Maria Mendes Luna, Dr.(a)

Coordenação do Curso

Banca examinadora

Prof. Artur Santa Catarina, Dr.

Orientador(a)

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Mauricio Uriona Maldonado, Dr

Instituição UFSC

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Javier Gutierrez Castro, Dr.(a)

Instituição UFSC

Florianópolis, 2024

Dedico este trabalho ao meu Amor, Sara, aos meus Pais,
Irmãos, minha Madrinha e todos aqueles
que me apoiaram durante a Graduação.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todas as pessoas que me apoiaram e incentivaram ao longo do curso: amigos, professores, colegas de classe e familiares. Quero agradecer a todos pelo incentivo e colaboração na execução deste trabalho.

Agradeço especialmente à minha namorada Sara Carvalho e à minha família, ao meu pai Valter de Sousa Cardoso, à minha mãe Maria Regina e aos meus queridos e amados irmãos. Também agradeço à minha madrinha Ednelza e à sua filha Maria Eduarda pelo carinho e acolhimento durante o tempo em que morei com elas.

Pelo a orientação do professor Artur Santa Catarina durante a execução deste trabalho, expresso minha profunda gratidão. Agradeço a todos os professores que, ao longo do curso, contribuíram para minha formação, em especial a todos os funcionários e professores do Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas - UFSC, pois foram eles os responsáveis por me capacitar durante esse período. Prefiro não citar nomes, pois todos tiveram grande importância em minha formação.

Agradeço aos amigos e colegas de classe, pois aprendi muitas coisas com eles, pelas conversas e trocas de conhecimento ao longo do curso. Agradeço especialmente ao Felipe da Rosa Kuse pela parceria nos trabalhos e trocas de ideias.

Aos colegas de trabalho Gabriel Lopes Kahler e Paulo Henrique Jorge Monteiro, agradeço pela contribuição para a realização do curso e pelas trocas de conhecimento técnico ao longo da jornada.

Também quero agradecer aos amigos, primos, tios e todos aqueles mais ligados a mim, especialmente aos meus compadres Moacir e Aline, pelos longos fins de semana de churrascos, cervejas e boas risadas.

São tantos amigos e familiares que é impossível citar todos, mas todos eles têm sua contribuição em minha motivação e inspiração para a realização deste TCC.

Não existe vento favorável para o marinheiro que não sabe onde ir (Sêneca).

RESUMO

O presente estudo analisa a viabilidade econômica de sistemas de microgeração distribuída fotovoltaica no Brasil, com foco nas conexões protocoladas após a data de 7 de janeiro de 2023, conforme as novas diretrizes estabelecidas pela Lei nº 14.300/2020. Este marco regulatório impõe que os microgeradores contribuam gradualmente para a remuneração dos ativos de distribuição (Fio B), o que gerou inquietações no mercado fotovoltaico. Utilizando-se de indicadores como o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR), a pesquisa avalia a rentabilidade desses sistemas, mesmo sob as condições menos favoráveis de simultaneidade de consumo. Os resultados indicam que os investimentos em sistemas fotovoltaicos são economicamente viáveis, superando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de títulos do tesouro direto. Estados como Distrito Federal, Alagoas e Rio de Janeiro apresentam TIR substancialmente superiores à TMA, com retornos até seis vezes maiores em situação de consumo desfavorável para a viabilidade. A análise contempla diferentes cenários de consumo e simultaneidade, levando em consideração as variações regionais nas tarifas de energia e na irradiação solar. O estudo revela que, apesar das variabilidades nas componentes tarifárias, os investimentos em microgeração fotovoltaica são atrativos em todas as unidades federativas analisadas. A atratividade dos investimentos varia conforme o índice de irradiação, simultaneidade, tributos e a contribuição do “Fio B”, demonstrando que todos os investimentos analisados trazem retornos financeiros significativos. A conclusão principal do estudo é que, apesar das preocupações iniciais e dos desafios regulatórios impostos pelas novas regras, a microgeração fotovoltaica continua sendo uma opção economicamente viável e atrativa, proporcionando retornos superiores às taxas mínimas de atratividade esperadas. Dessa forma, o trabalho contribui significativamente para a tomada de decisão por parte dos consumidores e vendedores de sistemas fotovoltaicos, oferecendo uma análise detalhada e regionalizada da viabilidade econômica, e fornecendo uma base sólida para estratégias de mercado no setor de energia solar fotovoltaica.

Palavras-chave: Geração Distribuída; Energia Fotovoltaica; Energia Solar; Viabilidade Econômica; Microgeração.

ABSTRACT

The present study analyzes the economic feasibility of distributed photovoltaic microgeneration systems in Brazil, focusing on connections registered after January 7, 2023, in accordance with the new guidelines established by Law nº. 14.300/2020. This regulatory framework requires microgenerators to gradually contribute to the remuneration of distribution assets (Fio B), which has caused concerns in the photovoltaic market. Using indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR), the research evaluates the profitability of these systems, even under the least favorable conditions of consumption simultaneity. The results indicate that investments in photovoltaic systems are economically viable, surpassing the Minimum rate of attractiveness (MRA) of treasury bonds. States like the Federal District, Alagoas, and Rio de Janeiro present IRR substantially higher than the MRA, with returns up to six times greater under unfavorable consumption conditions. The analysis considers different scenarios of consumption and simultaneity, taking into account regional variations in energy tariffs and solar irradiation. The study reveals that despite the variability in tariff components, investments in photovoltaic microgeneration are attractive in all analyzed federative units. The attractiveness of the investments varies according to the irradiation index, simultaneity, taxes, and the contribution to "Fio B", demonstrating that all analyzed investments bring significant financial returns. The main conclusion of the study is that despite initial concerns and the regulatory challenges imposed by the new rules, photovoltaic microgeneration remains an economically viable and attractive option, providing returns superior to the expected minimum attractiveness rates. Thus, the work significantly contributes to decision-making by consumers and sellers of photovoltaic systems, offering a detailed and regionalized analysis of economic feasibility and providing a solid basis for market strategies in the solar photovoltaic energy sector.

Keywords: Distributed Generation; Photovoltaic Energy; Solar Energy; Economic Feasibility; Microgeneration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Composição da Matriz Elétrica Mundial no ano 2020	23
Figura 2 - Composição da Matriz Elétrica Brasileira no ano 2022	24
Figura 3 - Distribuição do Consumo de energia por Classe em 2022	25
Figura 4 - Evolução da quantidade anual de conexões GDFV no Brasil	28
Figura 5 - Quantidade de instalações GDFV por classe de consumo	29
Figura 6 - Simultaneidade.....	31
Figura 7 - Sequenciamento das atividades	39
Figura 8 - Fluxo de Caixa do Sistema	42
Figura 9: Sistemas de referência	46
Figura 10: Síntese dos níveis de irradiação solar por região	49
Figura 11 - Componentes tarifários da TE	52
Figura 12 - Componentes tarifários da TUSD	53
Figura 13- Composição do custos dos sistemas fotovoltaico	58
Figura 14 - Fluxo de energia x monetário	62
Figura 15 - Orientação do Sistema	63
Figura 16 - Comparativo entre irradiação local e Geração anual	64
Figura 17 - Geração Total do primeiro ano por UF e Sistemas.....	65
Figura 18 - Títulos do Tesouro Direto	67
Figura 19 - Reajuste médio Tarifário x Inflação (IPCA).....	67
Figura 20 - Comparativo entre a Tarifa de aplicação e correção pelo IPCA em (R\$/kWh).....	68
Figura 21 - VPL do Sistema 1 (5,5kWp) e Tarifa de Aplicação	69
Figura 22 – VPL do Sistema 2 (20kWp) e Percentual do Fio b na Tarifa de Aplicação	70
Figura 23 - VPL do Sistema 3 em ordem decrescente para simultaneidade 50%	71
Figura 24 - TIR Sistema 1 considerando simultaneidade 0%.....	72
Figura 25 - Reajuste Tarifários negativo x VPL (Simultaneidade 0%).....	75
Figura 26 - Comparativo do VPL entre Sistema com os custos do mercado acima em 30%	76

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Detalhamento da metodologia de calculo	43
Tabela 2 - Quantidade de conexão por classe de consumo	45
Tabela 3: Configuração dos sistemas.....	47
Tabela 4: Média anual e mensal do total diário de irradiação global em kwh/m ² . dia	50
Tabela 5: Tarifa média de Energia sem tributos	51
Tabela 6: Componente TUSD fio b na tarifa de energia	54
Tabela 7 - ICMS sobre a Receita do Mercado Cativo	56
Tabela 8: Composição do investimento dos sistemas fotovoltaicos de referência.....	59

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	17
1.2	PROBLEMA DA PESQUISA.....	18
1.3	OBJETIVOS.....	19
1.3.1	Objetivo geral.....	19
1.3.2	Objetivos específicos.....	19
1.4	JUSTIFICATIVA.....	20
1.5	DELIMITAÇÃO DO TEMA.....	20
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	22
2.1	GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	22
2.1.1	Panorama geral da matriz elétrica e a participação da geração solar.....	23
2.1.2	Contexto histórico da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.....	26
2.1.3	Marco Regulatório da GD no Brasil.....	29
2.1.4	Sistema de geração distribuída fotovoltaico.....	32
2.2	VIABILIDADE ECONOMICA.....	32
2.2.1	Método do Valor Presente Líquido (VPL).....	33
2.2.2	A Taxa Interna de Retorno (TIR).....	34
2.2.3	Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE).....	35
2.3	VIABILIDADE ECONOMICA EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	35
3	METODOLIGIA.....	38
3.1	DELINEAMENTO DA PESQUISA.....	38
3.2	ESTRUTURAÇÃO DA PESQUISA.....	39
3.2.1	Seleção dos Casos.....	40
3.2.2	Processo de coleta dos dados.....	40
3.3	ANÁLISE DE DADOS.....	41
3.4	METODOLOGIA DOS CÁLCULOS DO VPL E TIR.....	42
4	LEVANTAMENTO DOS DADOS.....	44
4.1	SISTEMAS DE REFERÊNCIA.....	44
4.2	RECURSO SOLAR DISPONIVEL (IRRADIAÇÃO).....	47
4.3	TARIFAS DE ENERGIA.....	50

4.3.1	Tributos cobrados na conta de energia	55
4.4	INVESTIMENTO DO SISTEMA.....	58
5	ANÁLISE ECONÔMICA	60
5.1	SIMULTANEIDADE E SEU PAPEL NA TARIFAÇÃO	60
5.2	SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO	62
5.2.1	Resultados das simulações dos Sistemas	64
5.3	PARÂMETROS DA VIABILIDADE ECONOMICA	66
5.4	RESULTADOS DA VIABILIDADE ECONOMICA	69
5.5	ANALISE DE SENSIBILIDADE	73
6	CONCLUSÃO.....	77
7	REFERÊNCIAS	80

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica brasileira é em sua grande parte renovável, com destaque para geração hídrica, responsável pela maior parte da geração de energia elétrica no país.

Apesar de ser considerada uma fonte renovável, barata e com baixos índices de gases causadores do efeito estufa, a matriz energética não deve ser extremamente dependente de uma única fonte de geração. Sua diversificação com outras formas de geração - como as eólicas, biomassa e a solar - pode trazer maior segurança e ao mesmo tempo contribuir para que a nossa matriz elétrica continue sendo cada vez mais renovável.

Essa inserção de fontes renováveis de energia funciona muito bem quando complementam outras fontes que funcionam com maior regularidade, como por exemplo, a energia hídrica que pode armazenar energia elétrica na forma de água em seu reservatório enquanto outras fontes renováveis intermitentes continuam gerando energia. Uma das formas de realizar essa complementação é a geração solar fotovoltaica (FV), usufruindo da energia fornecida pela radiação solar, fonte limpa e gratuita de energia.

A energia solar fotovoltaica é uma fonte de energia renovável que tem se tornado cada vez mais popular nos últimos anos através dos sistemas FV de micro e mini geração distribuída (GD), nos quais o próprio consumidor gera sua energia por meio dos painéis solares em sua residência. No Brasil, uma das primeiras medidas que possibilitou a GD de energia foi a homologação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que prevê a possibilidade de injetar os excedentes de geração na rede de distribuição da concessionária local. Desde então, esse mercado vem crescendo exponencialmente e passando atualizações regulamentares.

Segundo dados da ANEEL o mercado brasileiro ultrapassou no mês de outubro de 2023 a marca dos 24 Gigawatts (GW) de potência instalada em geração distribuída fotovoltaica (GDFV), o que representa mais que o dobro em relação a potência acumulada até o fim de 2021 (ANEEL,2023). Esse crescimento é impulsionado por uma série de fatores, como o aumento do custo da energia elétrica, a preocupação com o meio ambiente e o desenvolvimento de tecnologias

mais eficientes e acessíveis, transcorrendo junto com a consolidação da atratividade do mercado de GDFV para investimentos em energia solar.

Pretendendo-se resguardar da tendência relacionada ao aumento das tarifas de energia, aliando-se ao desenvolvimento tecnológico e a longa vida útil de um sistema FV, o presente trabalho visa avaliar economicamente a GDFV em diversas regiões do país.

Ao decorrer deste estudo iremos simular a geração de energia em sistemas de GDFV de referência para alguns segmentos de mercado e avaliar sua viabilidade econômica. Importante destacar que essa avaliação será feita nas diversas unidades da federação devido a variabilidade dos níveis de irradiação e valores tarifários.

Por fim, será possível mapear as regiões onde os investimentos em GDFV tem uma maior atratividade, bem como, compreender os motivos que levam à diferentes resultados nos estudos de viabilidade para sistemas equivalentes, estabelecer comparações entre os custos e potência dos sistemas de referências.

1.1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

A análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico é realizada tendo-se como referência a redução dos custos da tarifa de energia elétrica ao longo da vida útil de um sistema, o custo da instalação e manutenção do mesmo.

Para realizar essa análise é necessário coletar diversas informações técnicas e comerciais relacionadas à implementação dos sistemas fotovoltaicos, como os custos relacionados à instalação de um sistema, economia gerada e sua capacidade de geração.

Por diversas questões técnicas e econômicas vinculadas às características continentais brasileiras, há particularidades que devem ser levadas em consideração na realização de estudos de viabilidade de GDFV. Importante destacar a variada tarifa de energia, bem como, os níveis de irradiação para cada estado. Assim é necessário que se faça análises direcionadas quanto à viabilidade respeitando as particularidades cada estado.

Além dos fatores citados acima, o mercado fotovoltaico está em alerta devido aos impactos do artigo nº 27 da Lei 14.300/2022, situação que vem causando constante preocupação quanto à viabilidade dos sistemas. A lei determina que as unidades participantes do sistema de compensação de energia (SCEE) devem

contribuir para a remuneração dos ativos da distribuidora, com uma parcela referente à tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD - Fio B). A inclusão da simultaneidade do consumo passa a ser um ponto significativo na análise de viabilidade, pois parcela referente à contribuição do “Fio B” chega próximo a metade da tarifa em alguns estados.

Os dados apresentados neste estudo podem ser tanto uma importante ferramenta tomada de decisão pela compra de um sistema, quanta fonte de informação para os ofertantes traçar suas estratégias de mercado.

1.2 PROBLEMA DA PESQUISA

Em plena evolução no decorrer do ano de 2022, o mercado de energia fotovoltaica foi atingido por uma onda de especulações sobre o futuro de sua viabilidade a partir da vigência de uma nova lei. Os consumidores começaram a questionar os ofertantes sobre a viabilidade dos sistemas, impulsionados por notícias tendenciosas. Que definia a cobrança da TUSD-Fio B, com termos sensacionalistas, como a “taxação do sol” ou “imposto da energia solar”.

Vendedores remunerados por comissões pressionaram seus clientes a compra de sistemas e manchetes em colunas de jornais populares, como a do jornal Seu Dinheiro (2022) - “Taxação do sol’: você tem menos de seis meses para instalar energia solar antes do início da nova cobrança”, sugeriam ao investidor que a instalação do sistema a partir de 7 janeiro de 2023 não seria vantajosa.

A avalanche de desinformações sobre a viabilidade da energia solar, fez que as perspectivas futuras do mercado de microgeração solar estão sendo desacreditada por leigos no assunto, cabendo aos ofertantes buscar formas de esclarecer o consumidor sobre como funciona a nova cobrança e analisar a sua viabilidade de acordo com as características de consumo e a composição da TUSD-Fio B da concessionária onde o cliente está inserido, a fim de elucidar o mercado aparado por métodos científicos.

Este trabalho tem como sua premissa realizar uma análise econômica, embasada por métodos para análise de investimentos, com o propósito de verificar que os questionamentos quanto viabilidade da energia solar tem fundamento após denominada “taxação sol”, ou são apenas especulações.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo geral

Avaliar a viabilidade econômica de Geração Fotovoltaica para sistemas de Microgeração nas unidades da federação do Território Nacional.

1.3.2 Objetivos específicos

Para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos também serão desenvolvidos:

- Analisar a economia gerada mensalmente através da redução da fatura;
- Estimar o potencial de geração de energia elétrica nas diferentes regiões do país;
- Apurar valores de tarifas de energia elétrica vigentes no país;
- Definir classes de consumos de energia para dimensionar sistemas de referência;
- Quantificar os investimentos de um sistema FV para diferentes níveis de potência de cada segmento de consumo;
- Utilizar simulações em softwares de geração de energia fotovoltaica;
- Comparar a rentabilidade dos sistemas de microgeração com a atratividade de títulos do tesouro direto;
- Analisar o efeito da remuneração dos ativos da distribuidora (Fio B), sobre a viabilidade dos sistemas;
- Avaliar o efeito da Simultaneidade do consumo.

1.4 JUSTIFICATIVA

O mercado de energia fotovoltaica no Brasil está em constante evolução nos últimos anos, entretanto, mantém-se na busca por uma consolidação. Este trabalho é fruto da motivação em compreender os obstáculos dos ofertantes relacionados às incertezas dos consumidores, bem como as futuras perspectivas econômicas do mercado com as mudanças regulatórias presentes na Lei 14.300/2022, em particular, a contribuição remunerada das unidades participantes SCEE com os ativos das distribuidoras.

No decorrer desse estudo utilizaremos a aplicação dos conhecimentos de engenharia econômica aliando-a aos resultados obtidos por simulação em software de geração fotovoltaica para mensuração dos dados.

A metodologia de análise utilizada baseia-se na aplicação de técnicas de retorno do investimento aos resultados obtidos com a instalação de um sistema fotovoltaico.

1.5 DELIMITAÇÃO DO TEMA

A visão deste trabalho é trazer um panorama global dos impactos da remuneração dos ativos da distribuidora na viabilidade econômica na microgeração distribuída fotovoltaica nos estados brasileiros e no Distrito Federal. Porém ele possui algumas delimitações devido a visão macro após a vigência do artigo nº 27, do marco regulatório da geração distribuída.

Destaca-se que quando se representa uma visão generalizada, alguns pontos específicos não são levados em consideração, ou nem sempre as variáveis escolhidas representam de forma fidedigna a realidade de um ponto específico. Como por exemplo, nesse trabalho levou-se em consideração os dados de irradiação das capitais a fim de representar todo um estado, não levou em consideração o aumento da tarifa devido as bandeiras tarifárias, a simplificação dos sistemas para representar um grupo de consumidor, e além do valor do investimento ser definido igualmente e limitado aos custos de único fornecedor dos sistemas para toda as regiões.

Cabe salientar que o foco desse trabalho não é representar de forma fiel o quanto viável é a microgeração fotovoltaica, e sim nortear o mercado quanto a sua

viabilidade e apresentar um panorama global quanto os impactos da renumeração dos ativos de distribuição por Unidade da Federação.

Para uma visão detalhada de um sistema em específico, recomenda-se a realização da mesma metodologia apresentada nesse trabalho, considerando os dados do cenário a qual o sistema está ou será inserido.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O presente capítulo expõe as características primordiais associadas a um sistema de GDFV. Posteriormente, é delineada a regulamentação do mercado energia elétrico brasileiro, com um enfoque sobre a geração distribuída fotovoltaica. Por fim, são discutidas as técnicas essenciais para a análise de investimentos, as quais serão empregadas na análise da viabilidade econômica da utilização dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O sol está situado a cerca de 150 milhões de quilômetros da Terra, e nele está armazenada uma enorme quantidade de energia que alcança nosso planeta por meio da irradiação solar na forma de luz e calor (CARDOSO, 2015). Essa abundância de energia emitida pelo sol chega de maneira limpa e sem custo. A energia contida nos raios solares, na forma de luz e calor, pode ser aproveitada para gerar eletricidade por meio da tecnologia de células fotovoltaicas, bem como para o aquecimento.

A irradiação solar refere-se à radiação emitida pelo sol que atinge uma superfície em um momento específico, sendo quantificada em termos de potência por unidade de área (W/m^2). Em dias com o céu completamente limpo, a irradiação solar atinge aproximadamente $1.000 W/m^2$ para uma superfície que esteja perpendicular à direção dos raios solares (CARDOSO, 2015). Diversos elementos podem afetar a quantidade de irradiação solar recebida por uma superfície, incluindo condições atmosféricas, a posição da Terra em relação ao sol e a orientação (inclinação e azimute) da própria superfície.

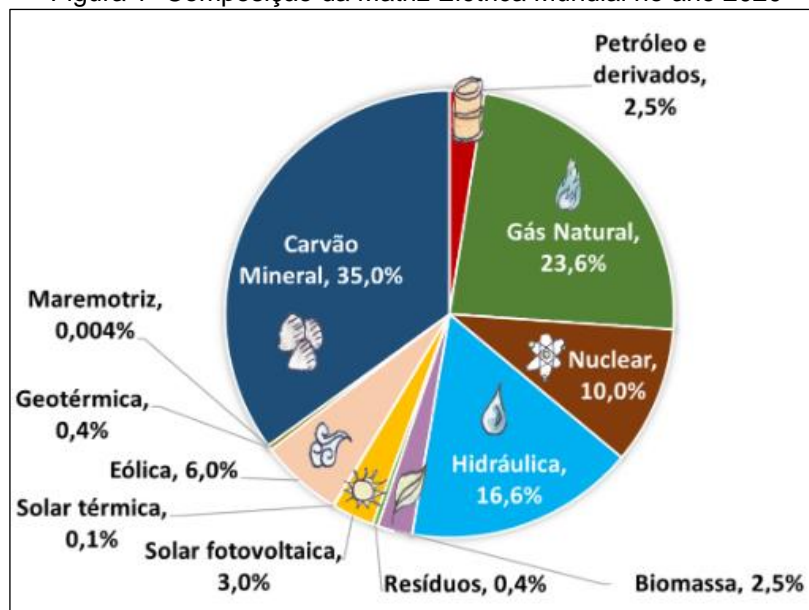
Este tópico irá fazer uma abordagem sucinta do panorama global da produção de energia elétrica e o aproveitamento do potencial solar, com ênfase no cenário nacional a regulamentação e geração distribuída fotovoltaica, além de breve detalhamento sobre o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos.

2.1.1 Panorama geral da matriz elétrica e a participação da geração solar

O crescimento global do consumo de energia está diretamente ligado à evolução do padrão de vida da sociedade, acompanhados do desenvolvimento tecnológico a vida contemporânea tornou-se fortemente dependente de energia elétrica e conseqüentemente de necessidade do aumento da exploração dos recursos energéticos. O aumento na demanda por energia também gera um apelo para a substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia alternativas. A preocupação com a preservação do meio ambiente impulsiona a comunidade científica a investigar e desenvolver fontes de energia alternativas, que sejam menos poluentes, renováveis e que causem o mínimo impacto ambiental possível.

A Figura 1, mostra a composição percentual mundial de geração de energia elétrica por fonte no ano de 2020 é baseada em combustíveis fósseis, entretanto nota-se que de 27 milhões de Gigawatts-hora (GWh) a participação da energia solar representa 3,1%, incluindo a solar fotovoltaica e térmica, embora ainda represente uma parcela pequena em relação as fontes tradicionais a solar juntamente com a eólica vêm evoluindo significativamente nos últimos anos caso comparado com décadas passadas.

Figura 1- Composição da Matriz Elétrica Mundial no ano 2020

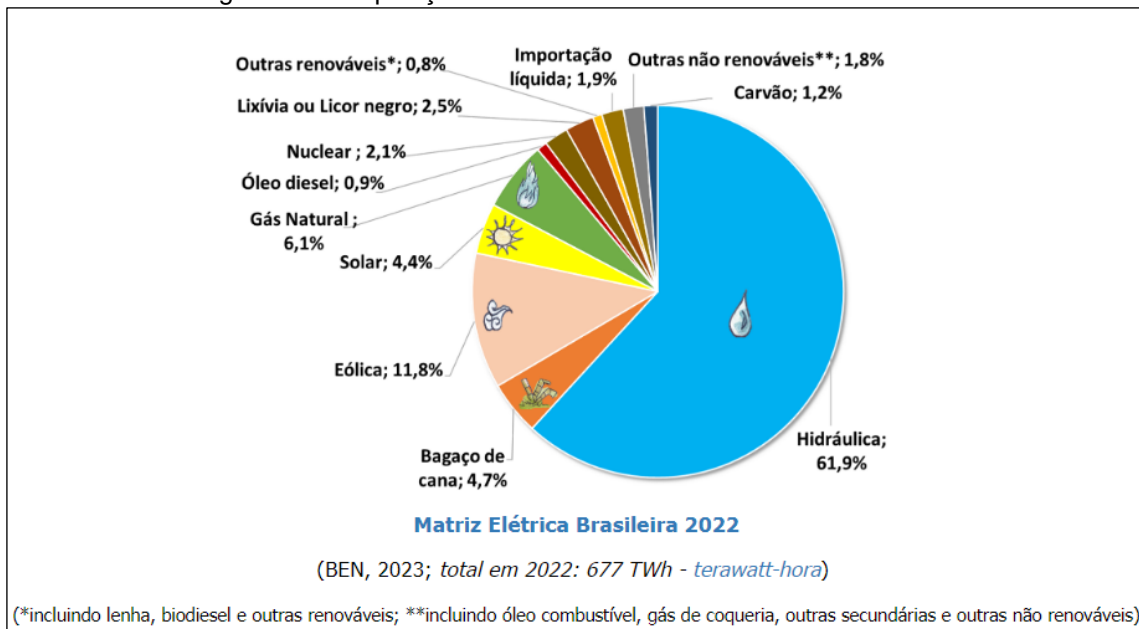


Fonte: Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (2023)

Divergente a matriz elétrica mundial, conforme as informações da empresa brasileira de pesquisa energética (EPE) apresentadas no Balanço energético

nacional (BEN) de 2022, a matriz elétrica brasileira é notavelmente limpa em comparação com muitos outros países, com uma parcela considerável de sua eletricidade sendo gerada a partir de fontes renováveis, principalmente hidrelétricas como evidência a Figura 2. Outras formas de geração renovável também vêm se destacando cada vez mais, como é o caso das eólicas, biomassa e a solar fotovoltaica, contribuindo para que a nossa matriz elétrica continue sendo cada vez mais renovável.

Figura 2 - Composição da Matriz Elétrica Brasileira no ano 2022



Fonte: Empresa Brasileira de Pesquisa Energética (2023)

Relevante destacar nesse contexto que a eletricidade produzida por GD está incluída no gráfico e de acordo com dados da ANEEL (2023) a geração por meio de energia solar corresponde a quase 99%, dos 24,4 GW do volume atual (outubro de 2023) de geração distribuída no país.

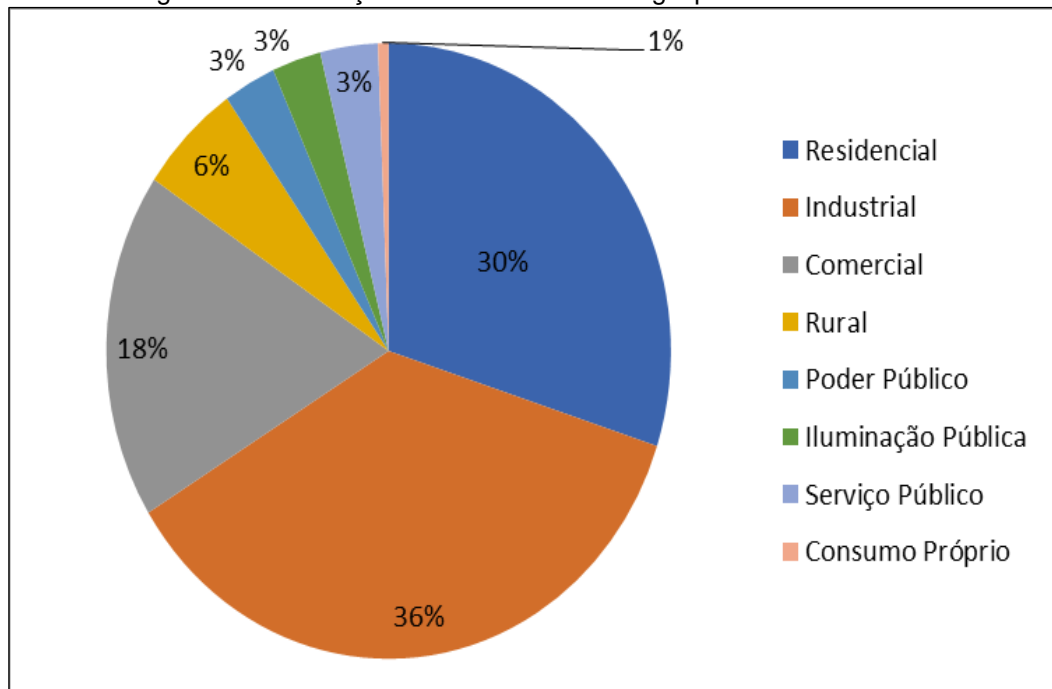
Oposto a geração estão os consumidores, onde no Brasil a ANEEL determina que as distribuidoras devem classificar os consumidores para fins de aplicação tarifária de acordo com a atividade comprovadamente exercida, a finalidade de utilização da energia elétrica e o atendimento aos critérios do capítulo VI da Resolução nº 1000 da agência e em uma das seguintes classes tarifárias (ANEEL, 2021):

- Residencial;
- Industrial;

- Comércio, serviços e outras atividades;
- Rural;
- Poder público;
- Iluminação pública;
- Serviço público; e
- Consumo próprio.

Na Figura 3, ilustra a composição percentual do total de 509.364,10 GWh em energia consumida no ano de 2022 (EPE, 2023), divididos em classe de consumos. A classe industrial é responsável pela a maior parte do consumo impulsionada pela metalurgia e industrial alimentícia, destaca-se também a participação da classe comercial, setores responsáveis por impulsionar a economia. Entretanto podemos verificar a forte participação da classe residencial responsável pela segunda maior parcela de consumo no País.

Figura 3 - Distribuição do Consumo de energia por Classe em 2022



Fonte: Adaptado de EPE (2023)

No contexto global podemos fazer um adendo importante na classe residencial, pois nela está presente a maior parcela das edificações, abrangendo o melhor cenário para evolução do mercado de geração distribuída.

2.1.2 Contexto histórico da geração distribuída fotovoltaica no Brasil

Na primeira metade do século passado, a produção de energia elétrica era realizada no local de consumo. As técnicas existentes para o transporte e transformação de energia eram limitadas, o que inviabilizava a geração de energia longe dos centros urbanos. Com o aprimoramento tecnológico dos equipamentos e o desenvolvimento de técnicas apropriadas para o transporte de grandes volumes de potência a longas distâncias, em elevados níveis de tensão, a geração em centrais de grande porte ficou mais barata, reduzindo o interesse popular e o incentivo ao desenvolvimento tecnológico em Geração Distribuída (GD).

Na década de 1970, a crise do petróleo abriu caminho para discussões sobre a importância da introdução de novas fontes de energia, com o intuito de auxiliar na redução da dependência do petróleo. No Brasil, houve incentivos ao uso da energia solar entre o final da década e início dos anos 80, com a criação das primeiras fábricas de módulos fotovoltaicos e a instalação dos primeiros sistemas fotovoltaicos. No entanto, apesar da expansão da indústria nacional até meados dos anos 90, ocorreu uma redução significativa do financiamento na área após o período mais crítico da crise do petróleo. A consequente redução dos preços gerou uma despreocupação em relação à prática das políticas implantadas anteriormente, promovendo um relaxamento dessa linha de pesquisa por falta de financiamento (Shimomaebara; Peyerl, 2022).

Com a desestatização do setor elétrico brasileiro fomentando a concorrência e incentivando todos os potenciais elétricos com custos competitivos e motivadores gerados por acordos ambientais como o Protocolo de Kyoto (1997) e a Conferência das Partes (COP), a primeira década do século XXI foram notáveis novos esforços quanto a políticas nacionais para a implementação fontes alternativas. Onde se tem a criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) e a GD é mencionada na Lei 10.848/04 como uma das possíveis fontes de geração de energia, e definida pela ANEEL, através do decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o qual tipifica em seu artigo quatorze da seguinte forma:

“Art. 14. Para os fins deste Decreto, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados,(...), conectados

diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

I - hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e

II - termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento, conforme regulação da ANEEL, a ser estabelecida até dezembro de 2004.

Parágrafo único. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética prevista no inciso II do caput. (BRASIL, 2004)”

Em 2012 a ANEEL publica Resolução Normativa (REN) n.º 482, em que estabelece condições gerais para o acesso da geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, e o sistema de compensação de energia elétrica (ANEEL, 2012), adotando as primeiras definições dos termos, microgeração distribuída, minigeração distribuída e do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). Atualmente revogada pela REN ANEEL n.º 1.059 de fevereiro 2023, na qual apresenta as novas definições dos termos:

- Microgeração distribuída: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: Central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, que utilize fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- SCEE: Energia elétrica ativa é injetada por meio de geração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia.

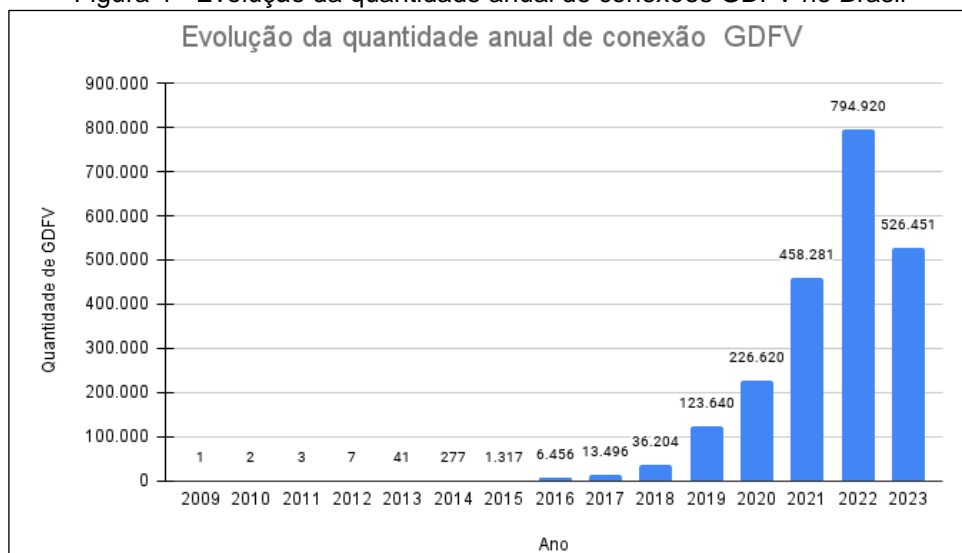
As definições apresentadas anteriormente são de grande importância para a compreensão do mercado de geração distribuída. É relevante destacar que há exceções na resolução quanto aos limites de potência para a minigeração quando se trata de fontes que não podem controlar a geração de energia, consideradas fontes de energia não despacháveis. Ao contrário das fontes despacháveis, para as

quais existe a possibilidade de armazenamento para a produção de energia, como geradores hidráulicos e biodigestores. A Lei 14.300 de 2022 é responsável por impor os atuais limites à minigeração distribuída, com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para as fontes não despacháveis e fontes despacháveis de geração fotovoltaica com sistema de armazenamento de pelo menos 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal. Logo, podemos concluir que o limite máximo de potência para a minigeração distribuída fotovoltaica é de 3 MW.

Principalmente nas últimas décadas é notável o envolvimento do governo e a ANEEL em discussões e implementações de medidas para promover o desenvolvimento da geração distribuída no país. Isso inclui a reformulação da legislação, revisão de normas, aprimoramento de incentivos e a criação de condições favoráveis para a expansão sustentável dessa modalidade de geração de energia. As projeções futuras do mercado de geração distribuída podem ter como orientação a geração por meio de energia solar, correspondente a quase 99%, dos 24,4 GW do volume atual (outubro de 2023) de geração distribuída no país.

Responsável por mais de 35% das inserções no sistema, o ano de 2022 demonstrou uma forte consolidação da geração fotovoltaica no país, conforme evidenciado na Figura 4. Nela, é possível visualizar o histórico anual das conexões de GDFV, alcançando um volume acumulado de mais de 2,1 milhões de unidades consumidoras conectadas.

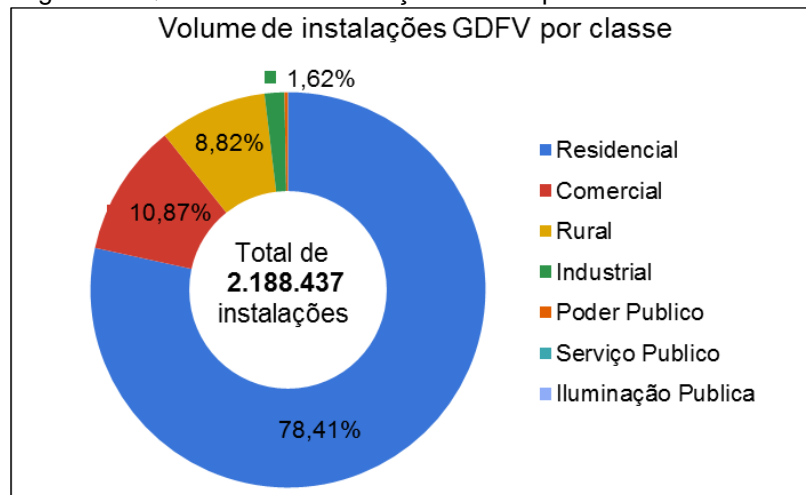
Figura 4 - Evolução da quantidade anual de conexões GDFV no Brasil



Fonte: Adaptado de ANEEL (2023)

A Figura 5 apresenta o volume de instalações conectadas na rede, divididos por classe de consumo, onde nela pode se observar que o avanço da GDFV pode ser analisado principalmente pela importância dos consumidores residenciais, que representam um pouco mais de 78% das instalações. Com uma potência instalada de aproximadamente 11,87 GW, ou seja, praticamente quase a metade da potência instalada de GDFV é representada pelos geradores de classe residencial. Sendo que os outros aproximadamente 21% de inserções são unidades consumidoras representadas pelas classes comercial, rural e industrial e sobrando apenas uma pequena parcela para o setor público.

Figura 5 - Quantidade de instalações GDFV por classe de consumo



Fonte: adaptado de ANEEL (2023)

Há uma especulação significativa de que essa aceleração de mercado foi impulsionada pela Lei nº 14.300. Impactado especialmente pelos investidores que buscaram a proteção do direito adquirido, sendo beneficiados por regras mais favoráveis na compensação de créditos de energia, além dos custos reduzidos dos sistemas fotovoltaicos. Esse assunto será posteriormente mais bem detalhado no próximo tópico, onde abordará sobre as novas regras de compensação de energia.

2.1.3 Marco Regulatório da GD no Brasil

Como mencionado no tópico anterior, há especulações acerca do considerável aumento no número de consumidores que adotaram sistemas de Geração Distribuída (GD) ao longo de 2022. Essa rápida expansão é atribuída ao

início da vigência da Lei nº 14.300, promulgada em 6 de janeiro de 2022. Um fator central que motivou esse crescimento está relacionado à condição estabelecida pela lei, que submete as unidades participantes do SCEE às novas regras tarifárias definidas pela ANEEL para as unidades consumidoras (UC) com sistemas de microgeração ou minigeração distribuída.

A lei, também conhecida como marco regulatório da geração distribuída ou da energia solar, determinou um período de transição de até 12 meses a partir de sua publicação para a aplicação das novas regras. Dessa forma, todos os projetos que protocolaram solicitação de acesso até 7 de janeiro de 2023, seguirão as regras de compensação conforme definido na Resolução Normativa da ANEEL nº 482, vigentes até o ano de 2045. Em outras palavras, os projetos com solicitação de acesso protocolada dentro do prazo estabelecido não serão afetados pelas novas regras de compensação. Essa mudança regulatória parece ter desempenhado um papel significativo no aumento expressivo das adesões a esses sistemas ao longo do ano em questão.

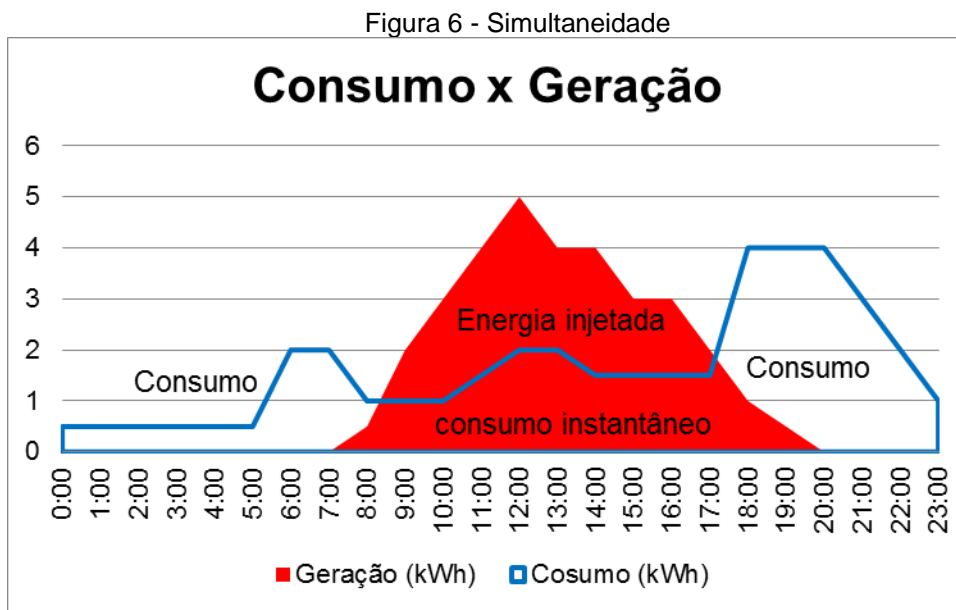
A nova regra de tarifação tem como seu ponto mais impactante a cobrança dos custos de distribuição para aqueles que produzem sua própria energia e não pagam tarifas pelo uso da infraestrutura de rede da concessionária, compensando a utilização com créditos de geração. Em termos simples, os GDFV passarão a contribuir com uma taxa da geração nos períodos em que não ocorrer consumo simultânea de energia, algo que não acontecia na legislação anteriormente.

A taxa mencionada corresponde ao pagamento do Fio B, que integra a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD). Essa tarifa abrange os custos da concessionária para transportar a energia da fonte até o consumidor final, envolvendo despesas relacionadas a instalações, equipamentos, subestações, transformadores, postes, além de outros gastos e possíveis perdas no sistema da distribuidora. O marco regulatório estabelece que a cobrança referente à parcela relativa à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, será de forma gradual:

- Ano 2023 - 15% (quinze por cento);
- Ano 2024 - 30% (trinta por cento);
- Ano 2025 - 45% (quarenta e cinco por cento);
- Ano 2026 - 60% (sessenta por cento);
- Ano 2027 - 75% (setenta e cinco por cento);

- Ano 2028 - 90% (noventa por cento);
- Ano 2029 - Novas regras a serem definidas entrarão em vigor.

Nos períodos próximos ao meio-dia, observamos a maior intensidade de irradiação solar, resultando em uma geração significativamente maior de energia. Conseqüentemente, em muitos sistemas, os consumidores utilizam parcialmente essa energia, injetando uma considerável quantidade na rede. A cobrança do Fio B ocorre nos momentos de falta de simultaneidade, ou seja, quando é necessário injetar energia na rede da distribuidora, utilizando a infraestrutura da empresa, conforme evidenciado na Figura 6. Vale ressaltar que a porcentagem do Fio B varia de acordo com a concessionária.



Fonte: Elaboração própria

A resolução normativa da Aneel nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, promoveu adequações dos regulamentos da ANEEL às disposições da Lei nº 14.300, nela explica como funciona as regras do SCEE, bem como as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída. Na resolução também está presente outras formas de compensação de energia, as modalidades de participação no SCEE caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída.

2.1.4 Sistema de geração distribuída fotovoltaico

O Sistema GDFV é um conjunto de tecnologias e equipamentos que convertem a luz solar em eletricidade, permitindo a geração de energia elétrica próximo ao local de consumo. Esses sistemas são caracterizados por estarem instalados em residências, estabelecimentos comerciais, indústrias ou outras edificações, conectados à rede elétrica local.

A principais tecnologias utilizadas nesse contexto é os módulos fotovoltaicos e os inversores de frequências. Os módulos geram energia elétrica em corrente contínua (CC) através do efeito fotovoltaico, capacidade de uma célula solar fotovoltaica de transformar energia luminosa em energia elétrica, descoberto por Edmund Becquerel em 1839 (LOPEZ,2012). Os Inversores transformam essa corrente em corrente alternada (CA), que é então utilizada para alimentar os aparelhos e dispositivos elétricos no local ou injetada na rede elétrica.

Os sistemas de GD possuem regulamentação pela ANEEL, ou seja, para conectar um sistema fotovoltaico na rede ele segue uma série de regras e restrições regulatórias, diferentemente de um sistema isolado. Seus equipamentos inversores e módulos precisam ter aprovação do Inmetro, onde define requisitos mínimos de proteção para conexão à rede. Além disso, todo o processo de conexão necessita de trâmites burocráticos e técnicos. Como a elaboração de um projeto, e solicitação de acesso à rede da concessionária, esse projeto precisa ser elaborado por um profissional habilitado e com suas obrigações em dia com o conselho de engenharia ou de técnicos industriais. Após aprovação do projeto e instalação, o sistema passa por inspeção pela concessionária antes de sua conexão.

2.2 VIABILIDADE ECONOMICA

O propósito da análise de viabilidade econômica consiste em avaliar a sustentabilidade financeira de um projeto, empreendimento ou investimento. Nesse contexto, são examinados os custos, as receitas previstas e outros fatores econômicos, com o intuito de determinar a viabilidade financeira da iniciativa. A análise econômica visa assegurar que o projeto seja capaz de gerar retornos positivos e justificar o investimento efetuado, desempenhando um papel crucial na fundamentação de decisões.

De acordo com Cassaroto (2010, p. 95), os três métodos básicos para análise de investimentos são: Método do Valor Presente Líquido, Valor Anual Uniforme Equivalente e Taxa interna de retorno.

2.2.1 Método do Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é método tradicional e eficiente, amplamente utilizada na avaliação de projetos de investimento. Este método, essencial na tomada de decisões financeiras, incorpora o valor temporal do dinheiro e considera os fluxos de caixa futuros gerados por um projeto. Ao calcular o VPL, busca-se determinar a viabilidade econômica do investimento, avaliando se os retornos esperados superam os custos associados.

Dessa maneira, se o Valor Presente Líquido (VPL) for superior a zero (positivo), interpreta-se que o projeto é aceitável, apresentando rentabilidade positiva e, conseqüentemente, gerando valor econômico. No caso de um VPL igual a zero, indica que não há perda e nem ganho de capital. Já quando o VPL é inferior a zero (negativo), o investimento não é viável, podendo resultar em uma perda de capital.

Segundo Fonseca (2010, p. 8), esse parâmetro é altamente recomendado para decisões de investimento, uma vez que leva em conta o valor temporal do dinheiro e abrange todos os fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto, refletindo assim toda a movimentação financeira. Para realizar esse cálculo, são considerados o valor inicial do investimento, futuras parcelas de investimento, receitas, despesas, o período de tempo e a taxa utilizada para descontar o fluxo de caixa é a TMA (Taxa Mínima de Atratividade).

Considerado um método simples e amplamente empregado, o Valor Presente Líquido (VPL) é determinado pela equação 1:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Onde:

i - Taxa de desconto;

FCt - Fluxo de caixa previsto;

t - Horizonte de empreendimento;
 I_0 - Custo do investimento inicial.

2.2.2 A Taxa Interna de Retorno (TIR)

A finalidade da Taxa Interna de Retorno (TIR) é identificar uma taxa de juros que, quando aplicada ao fluxo de caixa futuro, resulte em um Valor Presente Líquido (VPL) igual a zero ou positivo.

No contexto da análise de projetos de investimento, a comparação crucial é entre a Taxa Interna de Retorno (TIR) e a Taxa Mínima de Atratividade (TMA). Quando a TIR é superior à TMA, o projeto é considerado economicamente viável para o investidor. Em outras palavras, quando o valor da TIR é maior que o da TMA, o projeto torna-se atrativo para o investimento. Segundo Cassaroto (2010, p. 97), “para pessoas físicas, no caso do Brasil, é comum a TMA ser igual a rentabilidade da caderneta de poupança ou aplicações em renda fixa em bancos”.

A equação 2 demonstra a fórmula utilizada para o cálculo da TIR:

$$VPL \geq 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FCt}{(1 + Tir)^t} \quad (2)$$

Onde:

Tir - Taxa interna de retorno;
 FCt - Fluxo de caixa previsto;
 t - Horizonte de empreendimento;
 I_0 - Custo do investimento inicial.

A determinação dessa taxa é realizada por meio de tentativas até se atingir a maior aproximação a zero. Quanto mais elevado o valor da Taxa Interna de Retorno (TIR), melhor é o investimento em termos de rentabilidade.

Entretendo a TIR tem algumas limitações, pois não apresenta resultados absolutos em unidades monetárias. Sua comparação direta de percentuais pode induzir a erros devido algumas limitações de acordo com Cassaroto (2010, p. 120). Uma das principais limitações da TIR é que ela pressupõe que os fluxos de caixa

gerados pelo investimento sejam reinvestidos a uma taxa igual à própria TIR, além de não considera o tamanho absoluto do projeto, nem o horizonte de tempo, depende da precisão das estimativas de fluxos de caixa futuros, não compara diretamente os retornos com o custo de capital, e não oferece uma medida direta de valor agregado como o Valor Presente Líquido (VPL). Portanto, a TIR deve ser usada junto com outras métricas financeiras para uma avaliação mais completa da viabilidade de um projeto.

2.2.3 Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE)

O VAUE é um conceito utilizado em finanças para avaliar o custo ou valor de um investimento ao longo de sua vida útil de maneira uniforme ao longo dos anos. Essa métrica é útil para comparar diferentes opções de investimento de forma mais equitativa, levando em consideração o valor do dinheiro ao longo do tempo.

A fórmula para calcular o Valor Anual Uniforme Equivalente (VAUE) muitas vezes está relacionada com técnicas de Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e pode ser expressa conforme a equação 3:

$$VAUE = \frac{Vpl \cdot i}{1 - (1 + i)^{-t}} \quad (3)$$

Onde:

i - Taxa de desconto;

Vpl – Valor Presente líquido do investimento;

t - Horizonte de empreendimento.

Conforme Cassaroto (2010, p. 95), este método consiste em achar a série uniforme anual equivalente ao fluxo de caixa dos investimentos à Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, acha-se uma série uniforme equivalente a todos os custos e receitas para cada projeto utilizando-se a TMA.

2.3 VIABILIDADE ECONOMICA EM ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A viabilidade econômica de sistemas de energia solar fotovoltaica depende de vários fatores. Entre os principais estão os custos iniciais de aquisição e instalação do sistema, vida útil, tarifa de energia e irradiação da região pretendida. Esses são os pontos mais importantes a serem considerados ao avaliar a viabilidade econômica da energia solar fotovoltaica.

Uma das métricas importantes para a análise de viabilidade econômica em GDFV é a definição da Taxa Mínima de Atratividade (TMA). A escolha da TMA desempenha um papel importante na avaliação da viabilidade econômica de projetos. Ela representa a taxa de retorno mínima que um investidor espera obter ao investir em um determinado projeto.

Um Valor Presente Líquido (VPL) positivo indica que o investimento é economicamente viável em relação à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) considerada. Quanto maior o valor do VPL, mais atrativo é o investimento. No caso de um VPL negativo, o investimento é considerado inviável.

A TMA também é usada como um indicador comparativo com a TIR, determinando a viabilidade do projeto. O investimento é considerado atrativo somente quando o valor da TIR é superior ao da TMA. Isso ocorre porque, à medida que o valor da TMA aumenta, a lucratividade do investimento diminui.

Como destacado no tópico anterior, para investimentos feitos por pessoas físicas é comum a TMA ser igual à rentabilidade da caderneta de poupança, isso é algo que se nos repete diversos artigos encontrados na internet quando se trata de energia solar fotovoltaica. Nos trabalhos encontrados na literatura com finalidade semelhante a este como o de Amorim (2022), Mori (2018), Santos (2012) e diversos artigos pesquisados, foram levados em consideração uma TMA dentro do perfil de consumidor residencial, com uma taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes, seguras e de baixo risco. Como é o caso de Santos (2011) utilizada como base a rentabilidade da Caderneta de Poupança e Mori (2018) que utiliza a taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC), ambos também consideram um período de vida útil do sistema de 25 anos e geração de energia com base na incidência de irradiação local.

Quanto ao horizonte de análise em grande maioria dos casos se considera a vida útil dos módulos fotovoltaicos, estabelecidas pelo os fabricantes em média de 25 anos. Em alguns casos ainda se considera no fluxo de caixa os investimentos com a manutenção e troca de inversor, equipamento com vida útil de em média 5

anos. Para estimar a economia de energia é utilizada como parâmetro a incidência de irradiação em um sistema de referência, projetado de acordo com o nível de consumo do cliente. Logo o fluxo de caixa é estimado de acordo com a economia realizada pelo sistema em relação à tarifa de energia da região. A geração de energia mensal é estipulada de acordo com simulação computacional utilizando as variáveis conforme a região localizada do sistema.

3 METODOLOGIA

O objetivo da aquisição de um sistema de geração distribuída fotovoltaica é reduzir os gastos associados à eletricidade adquirida da concessionária. Com o intuito de analisar a viabilidade econômica de sistemas de geração distribuída fotovoltaica, esta pesquisa adota uma abordagem quantitativa de caráter descritivo, incluindo a realização de modelagem/simulação.

A metodologia de análise empregada fundamenta-se na aplicação de técnicas de retorno do investimento aos resultados obtidos com a instalação de um sistema fotovoltaico. Por se tratar de uma pesquisa descritiva, as informações referentes à irradiação solar, tarifas de energia, custos de aquisição de sistemas fotovoltaicos e outros aspectos relevantes para a análise econômica serão levantadas a partir da realidade local de cada unidade da federação.

3.1 DELINEAMENTO DA PESQUISA

De acordo com Cauchick (2012, p. 60), na modelagem/simulação, o pesquisador manipula as variáveis e os seus níveis, mas não na realidade.

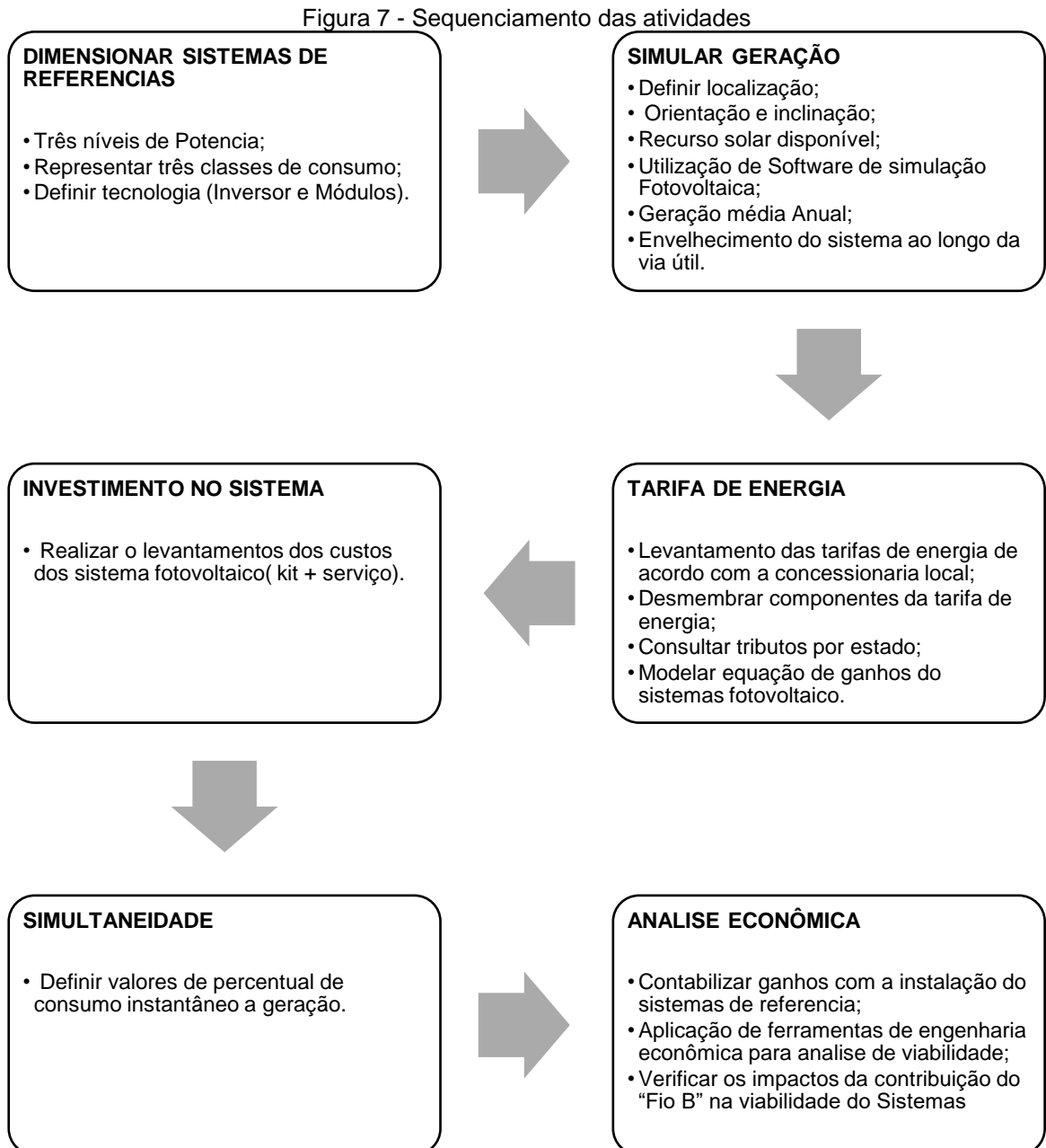
Como objeto de análise deste trabalho, foram modelados sistemas de referência para diferentes classes de consumo de energia elétrica. O estudo consistirá na simulação da geração solar fotovoltaica, alocando os sistemas nos 26 estados brasileiros, os quais serão utilizados como dados de entrada para os cálculos executados na análise da viabilidade econômica.

Conforme Gil (2016, p. 42) a pesquisa com objetivos descritivos, “visam descobrir a existência de associações entre variáveis”. No contexto da geração fotovoltaica poderá ser feito uma análise detalhada dos dados de entrada e sua influência na viabilidade econômica do sistema, proporcionando apoio à tomada de decisões.

Na modelagem e simulação, os pesquisadores utilizam ferramentas computacionais para criar representações virtuais de sistemas do mundo real. Nesse contexto, variáveis referem-se a quantidades ou características que podem variar, e níveis indicam os diferentes valores que essas variáveis podem assumir.

3.2 ESTRUTURAÇÃO DA PESQUISA

A Figura 7 ilustra o sequenciamento das atividades realizadas durante a construção deste trabalho. Esse processo será segmentado em etapas para facilitar o entendimento e acompanhar a evolução do desenvolvimento.



Fonte: Elaborado pelo autor

Para a realização das atividades mencionadas, foi conduzida a coleta de dados primários e secundários. Coletados diretamente com os fornecedores de

sistemas fotovoltaicos e informações disponibilizadas por publicações de organizações setoriais, como a ANEEL e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

3.2.1 Seleção dos Casos

A *priori* para o desenvolvimento da pesquisa decidiu pela criação de três projetos de referência. Levando em consideração as classes de consumo responsável pela as maiores parcelas de consumo de energia elétrica. Gerando uma base para a modelagem de sistemas com níveis de potência diferentes.

Como o intuito do estudo é gerar um referencial para os consumidores interessados em gerar sua própria energia, utilização de múltiplos cenários proporciona evidências provenientes de diversos contextos, contribuindo para a elaboração de uma pesquisa de maior qualidade para adequação da realidade do consumidor / investidor.

Considerando as dimensões continentais do Brasil, os sistemas escolhidos foram analisados no maior número possível de estados/cenários, de acordo com a disponibilidade de dados. Isso se deve ao fato de que os dados presentes no estudo, como irradiação solar, tarifa de energia e custo do sistema, são variáveis conforme a região. Assim, a avaliação econômica oferece maior precisão em relação ao ambiente da concessionária local, permitindo identificar fatores que impactam diretamente na viabilidade econômica do sistema.

3.2.2 Processo de coleta dos dados

As fontes dos dados coletados nesta pesquisa estão listadas abaixo:

- Para o dimensionamento dos sistemas de referência utilizou como base a média de potência dos sistemas geração distribuída por classe de consumo, disponível no banco de dados da ANEEL no portal de relatórios e indicadores;
- O recurso solar disponível foi obtido a partir dos valores da irradiação média disponibilizados no Atlas Brasileiro de Energia Solar;

- Valores de tarifa de energia estão disponibilizados nos relatórios e indicadores da ANEEL na aba “entenda sua conta de luz” disponibilizados no site da agencia;
- O levantamento dos investimentos dos sistemas de referência foi obtido por meio de plataformas de vendas e a partir de contado direto com fornecedores;
- Os valores de simultaneidade foram definidos com intuito tem de analisar o seu impacto na viabilidade dos sistemas;
- Valores de Tributos foram definidos com base em indicadores da ANEEL;
- Histórico de reajustes tarifários e comparação com a inflação foram obtidos a partir dos portais da ANEEL e IBGE consecutivamente;
- Valores de TMA foi definido de acordos com a rendimentos de títulos públicos do Tesouro Direto.

Os dados obtidos apresentam uma natureza quantitativa, assegurando uma abordagem analítica e objetiva na análise. Essa característica quantitativa estabelece uma base robusta para os resultados derivados da simulação da geração solar fotovoltaica e dos cálculos realizados na análise da viabilidade econômica dos sistemas, levando em consideração a distribuição nos 26 estados brasileiros.

3.3 ANÁLISE DE DADOS

Na etapa de tratamento e análise dos dados, inicialmente foi definido os níveis de potência dos sistemas de referência a partir dos dados disponibilizados pelos relatórios e indicadores da ANEEL de Geração de Distribuída, disponibilizados na forma de ferramenta *PowerBI*. Através da potência do sistema foi modelado os sistemas de referência quanto as suas características técnicas, modelo do inversor, potência e quantidade dos módulos.

Projetado os sistemas foi possível realizar as simulações dos mesmos no software de simulação fotovoltaica *PVsyst*, de acordo com os índices de irradiação, outros parâmetros meteorológicos de cada cenário.

Para a contabilização dos ganhos monetários oferecidos pelo o sistemas fotovoltaico, foi modelado uma equação a qual considerara a parcela de

simultaneidade do sistema, bem com a perdas monetárias com a injeção de potência na rede.

Definidos os sistemas também se realizou o levantamento do investimento inicial necessário para a implantação do sistema fotovoltaico e para reposição de equipamento (Inversor), a partir de contado direto com fornecedores e por meio de plataforma de venda.

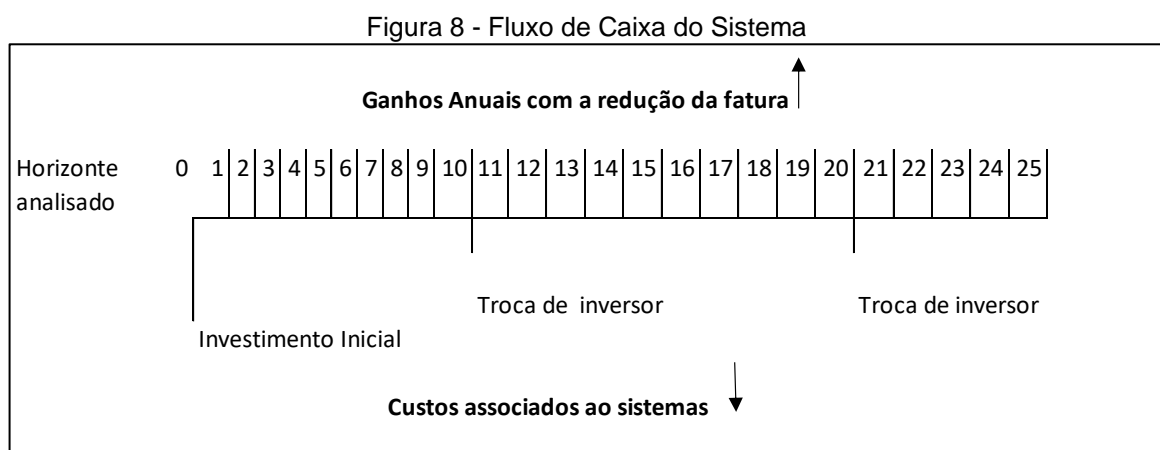
Posteriormente, foram aplicados métodos de análise econômica para auxiliar na tomada de decisão, conforme apresentado nos capítulos anteriores. Essa análise considerou os valores da tarifa reajustados ao longo dos anos, os ganhos monetários com a instalação do sistema, percentual de consumo instantâneo e os tributos.

Após a aplicação das ferramentas de engenharia econômica, procedeu-se à análise dos resultados obtidos de acordo com as exigências das literaturas adotadas. Todos os cálculos desses indicadores foram executados por meio do software Microsoft Office Excel.

3.4 METODOLOGIA DOS CÁLCULOS DO VPL E TIR

Nesse tópico é apresentada a organização da metodologia de cálculo utilizada para obtenção dos resultados desse trabalho.

A Figura 8 - Fluxo de Caixa do Sistema, ilustra como foi organizado o fluxo de caixa dos sistemas, considerando os ganhos anuais obtidos com a geração dos sistemas, o custo inicial de instalação e os períodos de reposição do inversor considerando sua possível depreciação.



Fonte: Elaborado pelo autor

A Tabela 1, apresenta um detalhamento genérico (valores referentes ao estado do acre) para os interessados em replicar esse estudo em situações específicas, de como foi agrupado os dados para a realização dos cálculos dos métodos de viabilidade econômica utilizados nesse trabalho.

Tabela 1 - Detalhamento da metodologia de calculo

Ano	Simulação da geração (kWh/Ano)	Percentual de contribuição Contribuição Gradual da TUSD-Fio B	Consumo instataneo	Consumo Remoto (injeção)	S	Ganho Anual
2024	6445,55	30%	R\$ 1,030	R\$ 0,816	50%	R\$ 5.949,57
2025	6414,95	45%	R\$ 1,037	R\$ 0,765	50%	R\$ 5.778,18
2026	6385,2	60%	R\$ 1,043	R\$ 0,713	50%	R\$ 5.606,91
2027	6354,6	75%	R\$ 1,050	R\$ 0,661	50%	R\$ 5.434,25
2028	6324	90%	R\$ 1,056	R\$ 0,608	50%	R\$ 5.260,99
2029	6294,25	100%	R\$ 1,063	R\$ 0,573	50%	R\$ 5.148,12
2030	6257,7	100%	R\$ 1,069	R\$ 0,577	50%	R\$ 5.149,95
2031	6221,15	100%	R\$ 1,076	R\$ 0,580	50%	R\$ 5.151,62
2032	6184,6	100%	R\$ 1,082	R\$ 0,584	50%	R\$ 5.153,10
2033	6147,2	100%	R\$ 1,089	R\$ 0,588	50%	R\$ 5.153,70
2034	6110,65	100%	R\$ 1,096	R\$ 0,591	50%	R\$ 5.154,82
2035	6079,2	100%	R\$ 1,103	R\$ 0,595	50%	R\$ 5.160,08
2036	6047,75	100%	R\$ 1,110	R\$ 0,599	50%	R\$ 5.165,21
2037	6015,45	100%	R\$ 1,116	R\$ 0,602	50%	R\$ 5.169,48
2038	5984	100%	R\$ 1,123	R\$ 0,606	50%	R\$ 5.174,34
2039	5952,55	100%	R\$ 1,130	R\$ 0,610	50%	R\$ 5.179,06
2040	5918,55	100%	R\$ 1,137	R\$ 0,614	50%	R\$ 5.181,40
2041	5885,4	100%	R\$ 1,144	R\$ 0,617	50%	R\$ 5.184,32
2042	5851,4	100%	R\$ 1,151	R\$ 0,621	50%	R\$ 5.186,33
2043	5818,25	100%	R\$ 1,159	R\$ 0,625	50%	R\$ 5.188,92
2044	5784,25	100%	R\$ 1,166	R\$ 0,629	50%	R\$ 5.190,58
2045	5740,05	100%	R\$ 1,173	R\$ 0,633	50%	R\$ 5.182,85
2046	5696,7	100%	R\$ 1,180	R\$ 0,637	50%	R\$ 5.175,60
2047	5652,5	100%	R\$ 1,188	R\$ 0,641	50%	R\$ 5.167,29
2048	5609,15	100%	R\$ 1,195	R\$ 0,645	50%	R\$ 5.159,45

Custo do Sistema	R\$ 19.612,39
N° de reposição de Inversor	2
Custo de Reposição Inversor	R\$ 3.200,00
Simultaneidade	50%
Taxa Minina de Atratividade (TMA)	6,07%
Aumento da Tarifa anual	0,62%

$$Ganhos = GerSist \times [(s \times inst) + ((1 - s) \times injeção)]$$

Ganhos = Ganho Anual
 Ger Sist. = Simulação da Geração
 S = Simultaneidade
 inst = Valor da Tarifa de Consumo
 injeção = Valor da Tarifa descontados o percentual de contribuição gradual do Fio B e ICMS.

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 1, é apresentada as simulações das gerações para um horizonte de 25 anos, os percentuais de contribuição do Fio B de cada ano, além dos valores da tarifa de consumo simultâneo e de consumo remoto considerando os descontos referente a parcela relativa do Fio B e ICMS. A Tabela 1, também apresenta o campo para as taxas de aumento anual de tarifa de Energia, TMA escolhida e percentual de simultaneidade.

Após a organização dos dados, foi realizado o cálculo do VPL e da TIR (tópico 2.2) como método complementar, utilizados o auxílio das funções pré-existentes do software Microsoft Office Excel. Um maior detalhamento das funções e cálculos de imposto das tarifas de consumo instantâneo e de injeção pode ser visto no tópico 5.1.

4 LEVANTAMENTO DOS DADOS

No capítulo anterior foi apresentada a sequência das atividades que foram abordadas durante a construção deste trabalho. Esta etapa seguirá ordem da estruturação elencada para o desenvolvimento do trabalho.

Com base nos dados disponíveis pela ANEEL e pelo Atlas da Energia solar, neste capítulo serão definidos os sistemas de referência, valores médios das tarifas de energia e índices de irradiação por estado. A partir desses dados podemos simular a quantidade de energia produzida em quilowatt-hora (kWh), por cada sistema e estimar o ganho em reais (R\$) com a produção de energia do sistema.

Usando os valores dos ganhos em reais da estimativa de produção de energia e os custos de implementação do sistema solar fotovoltaica instalado na região pretendida, podemos realizar a análise econômica da mesma.

4.1 SISTEMAS DE REFERÊNCIA

Para definir os sistemas de referência foram utilizados como base os dados disponíveis no portal de relatórios da ANEEL. Partindo da premissa que este trabalho está limitado a potência de microgeração de 75 kW, níveis de potência a qual não é necessários investimentos em transformação do nível de tensão.

Os sistemas de referência foram divididos em três níveis de potência a fim de gerar referencial teórico para sistemas das diferentes classes de consumo apresentadas no Capítulo 2.

Para a definição dos sistemas de referência foi analisado a quantidade de sistemas de microgeração conectados no sistema elétrico nacional até o mês de março de 2024, informação disponível nos relatórios e indicadores da ANEEL. Com o auxílio do filtro da ferramenta de *PowerBI*, disponibilizada pela agência, as conexões foram divididas por classes de consumo e diferentes níveis de potência. Com a finalidade de identificar qual a Potência para cada classe tem o maior número de inserções no sistema. Essas informações estão organizadas na Tabela 2, a seguir:

Tabela 2 - Quantidade de conexão por classe de consumo

Potência do Sistema (kW)	QUANTIDADE DE CONEXÃO POR CLASSE DE CONSUMO			
	Residencial	Rural	Comercial	Industrial
3	243.591	9.948	6.189	1.069
5	268.393	20.904	14.548	2.196
8	117.649	15.305	13.178	1.391
10	71.769	15.699	14.749	1.723
15	168.731	6.494	13.505	1.389
20	19.324	6.629	15.778	1.794
25	7.968	3.253	8.780	1.127
30	8.423	3.505	9.130	1.293
40	3.582	2.260	4.649	776
50	5.567	2.007	5.627	1.024
60	4.019	2.738	6.194	1.386
75	4.832	9.184	10.055	3.488

Fonte: Elaborado pelo autor

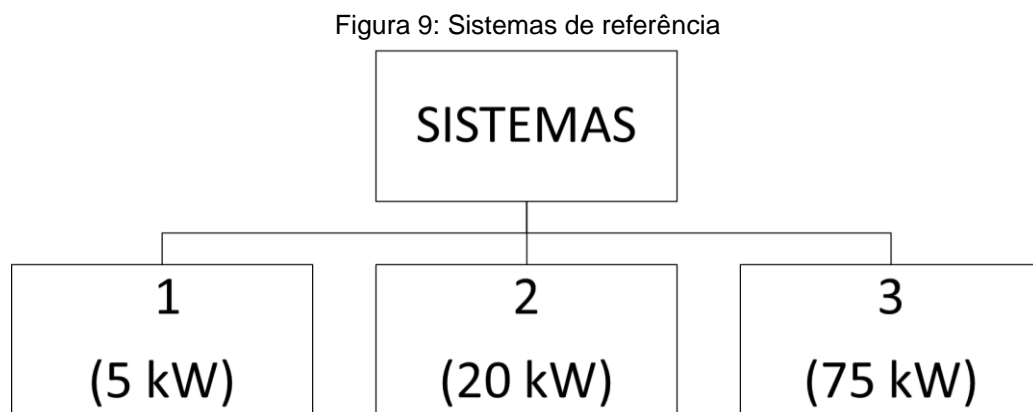
Os sistemas de referências foram definidos através dos números de geradores conectados à rede, comparando os níveis de potência mais utilizados por cada classe de consumo. Como exemplo, a classe residencial havia 268.393 sistemas conectados na rede, de 5kW de potência no momento da pesquisa.

Através de uma análise quantitativa dos dados presentes na tabela, podemos definir quais são os três níveis de potência escolhido para a realização desse estudo. Embora sejam analisadas quatro classes de consumo para encontrar apenas três sistemas, podemos fazer um adendo para a classe rural. A classe rural por questões regulatórias é destinada a os consumidores de região do perímetro rural, porém os consumidores também em sua maioria são de nível residencial, possuindo um consumo muito semelhante a classe residencial. Os números encontrados também justificam a afirmação, pois a maioria das inserções foi de sistemas de 5kW de potência, igual a classe residencial.

Os consumidores de classe comercial e industrial foram analisados separadamente, por se tratarem de clientes com consumos diferentes, onde os consumidores de classe industrial possuem cargas com potências maiores, como motores e equipamentos de maior porte. Já os consumidores comerciais ficam em um nível intermediário, pois não possuem cargas tão altas como a indústria, porém são espaços que possuem um consumo elevado devido à alta concentração de pessoas, como mercados e lojas.

Logo, podemos ver em destaque na Tabela 2, os sistemas com maiores inserções para a classe comercial e industrial são os sistemas de 20kW e 75kW consecutivamente. Por fim de justificativa, se realizamos a divisão do total de potência instalada em consumidores de classe comercial com potência instalada até 75kW, pelo total de inserções no sistema para a mesma classe, chegaríamos a uma média de 20kW de potência instalado por UC da classe.

Assim chegou-se a três sistemas de referência para análise da viabilidade econômica em diferentes cenários, conforme é apresentado na Figura 9.



Fonte: Elaborado pelo autor

Com as escolhas dos níveis de potência a qual será base desse estudo, foi definido o arranjo fotovoltaico a ser utilizado em cada sistema. Com intuito de padronizar os equipamentos dos sistemas e valorizar a cadeia produtiva nacional, nesse trabalho utilizaremos os equipamentos disponíveis na plataforma solar da intelbras.

Como temos algumas delimitações relacionadas às potências das placas e do inversor, de acordo com o fabricante, os sistemas podem variar um pouco da potência definida ao longo desse tópico. Porém nada que altere significante os resultados desse estudo.

Na Tabela 3 são apresentadas as configurações dos sistemas, nela é apresentada o modelo e quantidade de módulos por sistema, e seus respectivos inversores. A custos dos mesmos serão apresentas no capítulo posterior.

Tabela 3: Configuração dos sistemas

SISTEMAS	1		2		3	
INVERSOR ON GRID	6,0KW EGT 6000 PRO (220V)		20KW EGT 20000 MAX (380V)		75KW EGT 75000 MAX (380V) G2	
MÓDULO	10 x 550	EMSH-550 HC	37 x 550	EMSH-550 HC	137 x 550	EMSH-550 HC
CABEAMENTO	Cabo solar:	25 metros vermelho e 25 metros preto	Cabo solar:	50 metros vermelho e 50 metros preto.	Cabo solar:	200 metros vermelho e 200 metros preto.
	Par de conector MC4:	2 Pares.	Par de conector MC4:	3 Pares	Par de conector MC4:	8 Pares
PROTEÇÃO CC	String Box CC:	4E / 2S	String Box CC:	4E / 2S	String Box CC:	2 x 4E / 4S
ESTRUTURA DE MONTAGEM	Fixação em Telha Cerâmica		Fixação em Telha de Fibrocimento		Fixação em Telha Metálica	

Fonte: Elaborado pelo autor

Analisado os valores da tabela podemos notar uma diferença um pouco notável na potência do sistema 1, pois a referência era um sistema de 5kW e o arranjo acabou sendo definido um sistema de 5,5kW. Essa é uma limitação de trabalhar com uma marca específica, porém os resultados do estudo não serão prejudicados por essa escolha, pelo fato da diferença no investimento do sistema ser compensada pela sua maior capacidade de geração.

Por uma opção de destacar uma visão global, foi realizada uma simplificação na decisão do tamanho do sistema para representar uma determinada classe de consumo. Utilizado a mediana da potência dos sistemas como maior número de conexões como referência para cada classe, porém cabe ressaltar que a análise de viabilidade é válida apenas para os sistemas em questão, e que ele não representa todos os níveis potência e consumidores presentes naquela classe.

4.2 RECURSO SOLAR DISPONIVEL (IRRADIAÇÃO)

O Brasil possui um imenso potencial de recursos solares para a geração fotovoltaica, graças à sua localização geográfica privilegiada, com vastas áreas de exposição solar ao longo do ano. O país possui elevados índices de irradiação, quando comparados a países europeus (Cardoso, 2015). Entretanto, este potencial

ainda é pouco explorando quando se analisa sua capacidade de geração em relação a sua potência instalada.

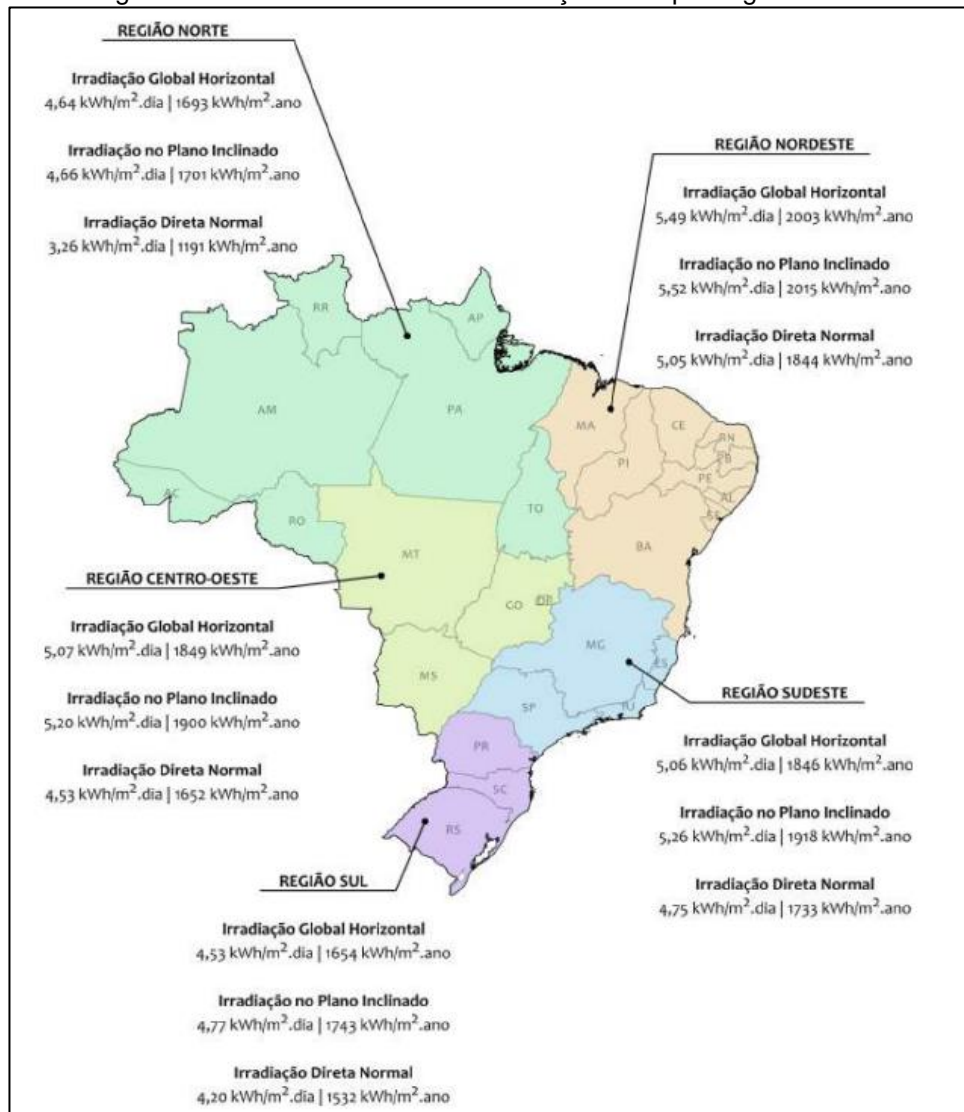
A irradiação solar disponível no país apresenta variações sazonais, mas de modo geral, as regiões brasileiras desfrutam de altos índices de radiação solar, especialmente nas áreas próximas ao Equador. Esta condição favorece o desenvolvimento e a expansão de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, tanto em escala residencial como em projetos de grande porte. Além disso, o avanço tecnológico e a redução dos custos dos sistemas fotovoltaicos têm impulsionado ainda mais a adoção dessa fonte renovável, contribuindo para a diversificação da matriz energética brasileira e para a busca por alternativas mais sustentáveis e ambientalmente responsáveis.

A obtenção dos parâmetros de irradiação solar incidentes no Brasil para elaboração desse estudo, foi proveniente da base de dados da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar publicado pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), através do seu Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN).

O Atlas faz uso do modelo numérico operacional otimizado BRASIL-SR para avaliar a irradiância solar. Este modelo integra dados de satélite, bem como informações de topografia, albedo de superfície e dados climatológicos em todo o território nacional. Os resultados são validados através da comparação com dados medidos em estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) do LABREN/INPE. A edição mais recente do Atlas abrange 17 anos de dados de satélite, o que proporciona uma melhor compreensão da variabilidade temporal e espacial da radiação solar (Pereira et. al, 2017).

Segundo Pereira (2017, p. 57) no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. A Figura 10, exibe o valor médio anual da irradiação solar diária total para as cinco regiões do Brasil. Podemos verificar a diferença dos níveis de irradiação para as regiões, nota-se o alto índice de irradiação na região nordeste, quando comparado ao sul e norte do país.

Figura 10: Síntese dos níveis de irradiação solar por região



Fonte: Atlas da energia solar (2017)

Além da variação dos índices médios de irradiação observados na Figura 10, os índices irradiação possuem variações de sazonais ao longo dos 12 meses do ano. De dezembro a março, por exemplo, a geração é máxima, no extremo Sul e Sudeste do Brasil, coincidindo com os máximos de demanda registrados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para essas regiões (Pereira et. al, 2017).

Como o intuito desse trabalho é criar um referencial para todas as unidades da federação, e ao fim de comparar o desempenho técnico e econômico de mesmos sistemas para as diferentes localizações, utilizou-se das médias de incidência de irradiação por estado, presente na base de dados do Atlas. Os índices de irradiação global utilizados para simulações de geração de energia são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4: Média anual e mensal do total diário de irradiação global em kwh/m². dia

LOCALIZAÇÃO				MÉDIA ANUAL E MENSAL DO TOTAL DIÁRIO DE IRRADIAÇÃO EM KWH/M ² . DIA												
LON	LAT	CIDADE	UF	ANUAL	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
-67.8253	-9.9758	Rio Branco	AC	4,56	4,47	4,61	4,22	4,41	3,95	4,09	4,26	4,87	5,10	5,11	5,04	4,61
-35.7018	-9.6607	Maceió	AL	5,52	6,17	6,16	6,10	5,26	4,45	4,14	4,30	5,01	5,74	6,04	6,41	6,51
-51.0702	0.0342	Macapá	AP	4,94	4,71	4,32	4,23	4,29	4,71	4,97	5,09	5,48	5,62	5,48	5,46	4,98
-60.0221	-3.1194	Manaus	AM	4,32	3,95	4,02	4,04	3,83	3,88	4,39	4,43	4,93	4,89	4,78	4,63	4,12
-38.5017	-12.9727	Salvador	BA	5,37	6,44	6,29	6,04	4,84	4,11	3,86	4,06	4,76	5,52	5,87	6,10	6,48
-38.5429	-3.7174	Fortaleza	CE	5,78	5,87	5,81	5,65	4,91	5,29	5,30	5,53	5,93	6,09	6,34	6,43	6,16
-47.9304	-15.7804	Brasília	DF	5,25	5,33	5,64	5,00	4,97	4,80	4,72	5,02	5,90	5,71	5,55	5,02	5,36
-40.3135	-20.3164	vitória	ES	4,96	6,20	6,54	5,40	4,61	3,93	3,63	3,72	4,45	4,90	5,03	5,12	5,96
-49.2651	-16.6873	Goiânia	GO	5,25	5,45	5,52	5,12	5,02	4,75	4,56	4,78	5,68	5,57	5,61	5,39	5,51
-44.2832	-2.5395	São Luís	MA	5,21	4,96	4,99	4,79	4,65	4,69	4,84	5,08	5,66	6,00	5,74	5,64	5,48
-56.0983	-15.6018	Cuiabá	MT	5,11	5,46	5,33	5,17	4,91	4,41	4,36	4,52	5,40	5,13	5,31	5,56	5,71
-54.6303	-20.4495	Campo Grande	MS	5,03	5,65	5,67	5,34	4,82	4,03	3,77	3,92	4,81	4,92	5,42	5,92	6,10
-43.9273	-19.9111	Belo Horizonte	MG	5,13	5,80	5,98	5,15	4,78	4,17	4,06	4,28	5,15	5,54	5,66	5,35	5,64
-48.4905	-1.4562	Belém	PA	4,86	4,44	4,40	4,41	4,55	4,71	4,97	5,08	5,30	5,38	5,25	5,12	4,75
-34.8647	-7.1159	João Pessoa	PB	5,53	5,86	6,00	6,01	5,37	4,82	4,36	4,48	5,26	5,76	6,05	6,24	6,15
-49.2655	-25.4205	Curitiba	PR	4,19	5,32	5,16	4,54	3,78	3,05	2,76	2,89	3,86	3,83	4,36	5,23	5,56
-34.8776	-8.0475	Recife	PE	5,46	5,89	6,01	5,93	5,25	4,54	4,25	4,40	5,17	5,66	6,04	6,20	6,20
-42.804	-5.0927	Teresina	PI	5,57	5,11	5,22	5,15	5,04	5,05	5,17	5,47	6,03	6,46	6,35	6,16	5,65
-43.201	-22.9139	Rio de Janeiro	RJ	4,73	6,04	6,22	5,06	4,36	3,59	3,35	3,34	4,20	4,44	5,11	5,14	5,93
-51.2074	-30.0327	Porto Alegre	RS	4,43	6,45	5,86	4,85	3,82	2,78	2,31	2,52	3,19	3,60	4,82	6,25	6,72
-35.1992	-57.944	Natal	RN	5,67	6,02	6,03	6,08	5,56	5,08	4,66	4,77	5,57	5,97	6,11	6,27	5,97
-63.9008	-87.616	Porto Velho	RO	4,48	4,21	4,44	4,32	4,35	3,97	4,28	4,47	4,84	4,86	4,95	4,65	4,43
-60.6762	28.231	Boa Vista	RR	4,89	4,60	4,71	4,95	4,79	4,43	4,60	4,69	5,15	5,53	5,43	5,11	4,66
-48.5485	-27.5955	Florianópolis	SC	4,25	5,87	5,45	4,71	3,77	3,05	2,57	2,70	3,41	3,56	4,36	5,54	6,01
-46.6403	-23.5339	São Paulo	SP	4,45	5,22	5,48	4,70	4,14	3,42	3,17	3,24	4,20	4,24	4,76	5,14	5,69
-37.0683	-10.91	Aracaju	SE	5,50	6,28	6,38	6,08	5,09	4,43	4,07	4,19	4,83	5,59	6,07	6,36	6,58
-48.3565	-10.2408	Palmas	TO	5,22	5,14	5,13	4,86	4,95	4,97	5,04	5,24	5,94	5,72	5,40	5,14	5,09

Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), (2017).

4.3 TARIFAS DE ENERGIA

Para compreender este trabalho, é fundamental entender o funcionamento da tarifação de energia e seus elementos constituintes. Pois para assimilar os resultados econômicos gerados por um sistema fotovoltaico é necessária uma detalhada explicação do funcionamento de como foi feita a tarifação de energia e seus reajustes, ao longo do tempo.

A Tabela 5 apresenta, a tarifa média de energia residencial sem impostos de cada estado, disponibilizados pelo portal de relatórios da Aneel (2024), no item *ranking da tarifa residencial*. Esse trabalho adotou a tarifa residencial como dado de referência para a análise econômica, pois ela é adotada por grande parte das unidades consumidoras.

Tabela 5: Tarifa média de Energia sem tributos

TARIFA RESIDENCIAL DE ENERGIA SEM TRIBUTOS		
ESTADO	SIGLA	Valor médio R\$/kWh
Acre	AC	0,828
Alagoas	AL	0,866
Amapá	AP	0,721*
Amazonas	AM	0,835
Bahia	BA	0,808
Ceará	CE	0,744
Distrito Federal	DF	0,766
Espírito Santo	ES	0,696
Goiás	GO	0,711
Maranhão	MA	0,719
Mato Grosso	MT	0,847
Mato Grosso do Sul	MS	0,870
Minas Gerais	MG	0,751
Pará	PA	0,962
Paraíba	PB	0,602
Paraná	PR	0,630
Pernambuco	PE	0,764
Piauí	PI	0,854
Rio de Janeiro	RJ	0,872
Rio Grande do Sul	RS	0,688
Rio Grande do Norte	RN	0,689
Rondônia	RO	0,709
Roraima	RR	0,661
Santa Catarina	SC	0,593
São Paulo	SP	0,684
Sergipe	SE	0,653
Tocantins	TO	0,756

Fonte: Adaptado de Aneel (2024), *Equatorial (2024).

Pode se notar uma acentuada elevação nas tarifas dos estados com menor densidade populacional, como do Norte do país por exemplo. Essa variação na densidade populacional do país, também traz impactos nos custos da energia elétrica, pois concessões com grandes volumes de consumidores tende a diluir os custos da infraestrutura da concessionária, impactando na parcela de TUSD da tarifa de energia.

Como dito no tópico 2.1.3, o marco regulatório trouxe mudanças regulatórias e novas regras de compensação. E seu ponto mais impactante para a GD é a tarifação do “fio B”, destacando que essa tarifação somente impacta o montante de energia injetado a rede e não o consumo instantâneo, conforme a Figura 6.

O entendimento da tarifação do “fio b” é um aspecto relevante, pois seu percentual em relação a fatura pode determinar a viabilidade de um projeto. Com a finalidade de entender como funciona a tarifação de energia e “o que é o fio b”? Podemos dividir a tarifa de energia convencional em dois componentes para um melhor entendimento:

- Tarifa de energia (TE), Figura 11 - é formada pelos componentes tarifários: ENERGIA, PERDAS, ENCARGOS, TRANSPORTE e OUTROS.

Figura 11 - Componentes tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2024).

- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), Figura 12 - A TUSD é formada pelos componentes tarifários: TRANSPORTE, PERDAS, ENCARGOS e OUTROS.

Figura 12 - Componentes tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2024).

O “fio b” é formado por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade das distribuidoras e conforme destaca o artigo 27º da lei 14.300/2022:

“O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE [...] deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:[...] (BRASIL, 2022).”

No art. nº 27 a lei especifica que os participantes do SCEE devem contribuir com à remuneração dos ativos da distribuidora e especifica também o escalonamento percentuais da cobrança do “fio b”, conforme descrito no tópico 2.1.3.

Como objetivos desse trabalho é criar um referencial teórico para todas as UF, adotamos o percentual de “fio b” relativo as principais concessionárias de cada os estados. Em suma, o valor da TUSD, varia significativamente entre concessionárias devido à variação de densidade populacional existente em cada concessão. Quanto mais eficiente for a relação entre as Unidades Consumidoras (UCs) e a área concedida, menor será o custo da TUSD referente ao “fio b”.

Para a realização desse trabalho foi destacada as principais concessionárias de energia de cada estado, e assim extraídos os dados referentes aos componentes tarifário de TE, TUSD e a parcela do “fio b” em R\$/kWh. A Tabela 6, apresenta esses dados e a representação da parcela do “fio b” em termos percentuais em relação à tarifa total de energia média de cada estado (Tabela 5).

Tabela 6: Componente TUSD fio b na tarifa de energia

UF	Principal concessionaria	Tarifa de energia (R\$/kWh) (TUSD + TE)		TUSD Fio B (R\$/kWh)	Percentual do Fio B
AC	Energisa AC	0,537	0,291	0,353	42,63%
AL	Equatorial AL	0,466	0,284	0,268	30,91%
AP	CEA Equatorial	0,497	0,224	0,294	40,78%
AM	Amazonas Energia	0,547	0,288	0,239	28,66%
BA	Neo Energia Coelba	0,532	0,275	0,338	41,85%
CE	Enel -CE	0,442	0,299	0,287	38,57%
DF	Neo Energia Brasília	0,353	0,413	0,119	15,59%
ES	EDP - ES	0,393	0,306	0,177	25,43%
GO	Enel - GO	0,428	0,282	0,261	36,70%
MA	Equatorial - MA	0,458	0,261	0,267	37,12%
MT	Energisa - MT	0,529	0,354	0,324	38,20%
MS	Energisa - MS	0,561	0,320	0,335	38,48%
MG	Cemig - D	0,435	0,314	0,240	32,01%
PA	Equatorial - PA	0,657	0,304	0,383	39,84%
PB	Energisa - PB	0,366	0,236	0,212	35,29%
PR	Copel - Dis	0,328	0,302	0,146	23,20%
PE	Neo Energia - PE	0,425	0,339	0,234	30,66%
PI	Equatorial - PI	0,569	0,285	0,339	39,67%
RJ	Light	0,447	0,363	0,197	22,60%
RS	RGE - CPFL	0,429	0,290	0,261	37,89%
RN	Neo Energia Cosern	0,396	0,293	0,259	37,55%
RO	Energisa - RO	0,469	0,240	0,290	40,85%
RR	Roraima Energia	0,399	0,336	0,184	27,77%
SC	Celesc - Dis	0,300	0,293	0,123	20,77%
SP	CPFL - Paulista	0,372	0,319	0,196	28,65%
SE	Energisa - SE	0,396	0,261	0,267	40,94%
TO	Energisa - TO	0,503	0,253	0,370	48,93%

Fonte: Adaptado de ANEEL, (2023).

Destacando que os dados apresentados na Tabela 6, podem sofrer variações no momento da consulta, devido os reajustes tarifários, realizados com periodicidade anual, na data de aniversário estabelecida no contrato de concessão (ANEEL, 2024).

Analisado os dados podemos notar diferenças acima de vinte por cento (20%), da parcela da parcela do “fio b” presente na tarifa de energia, quando comparamos entre as concessionárias. Essa variação mostra que uma análise econômica eficiente para um sistema de microgeração deve levar em conta as particularidades de cada região. Pois em alguns casos ele representa percentuais próximo a metade da tarifa de energia. O detalhamento de como é realizado os cálculos para elaboração da análise econômica desse trabalho pode ser vista como maior detalhe no Capítulo 5.

4.3.1 Tributos cobrados na conta de energia

Ao longo do capítulo, dividimos a tarifa de energia em dois componentes, em TE, valor da geração da energia comprada pelas distribuidoras para revender a seus consumidores e em TUSD, custos aqueles relacionados a distribuição da energia até os consumidores. Dando um destaque à para a parcela do “fio b” presente na TUSD, por ser considerada um ponto essencial na análise econômica desse trabalho.

Outro ponto, a ser considerado na análise de viabilidade desse trabalho, é a parcela presente na conta de energia relacionada aos tributos. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME, 2024) os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram os seguintes tributos na conta de luz, respectivamente:

- Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS);
- Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS);
- Contribuição para Iluminação Pública (CIP).

Esses tributos tem grande parcela no valor final da tarifa de energia, principalmente a parcela correspondente ao ICMS. A tributação do mesmo sobre a energia elétrica tem sido objeto de divergências entre os estados ao longo do tempo, devido ao fato de que a energia elétrica é tratada como mercadoria, considerada um bem móvel pelo código civil. Uns dos temas de muita discussão nos últimos anos, motivador de várias medidas judiciais entre estados, Superior Tribunal Federal (STF) e consumidores, está relacionada a tributação da parcela correspondente a TUSD e também devido a alíquotas exorbitantes que são aplicadas por alguns estados.

O ICMS é um tributo cobrado pelos Estados e pelo Distrito Federal (DF), então sua alíquota varia de estado para estado. Tendo características muito particulares relacionados as faixas de isenção relacionadas ao consumo. Logo, para fim de simplificação desse trabalho adotou-se como referência para alíquota do mesmo, o percentual de ICMS sobre a receita na tarifa de energia elétrica do mercado cativo por estado, conforme a Tabela 7.

Tabela 7 - ICMS sobre a Receita do Mercado Cativo

SIGLA	ICMS EM %
AC	15,40%
AL	21,00%
AP	16,50%
AM	12,90%
BA	23,80%
CE	17,60%
DF	18,00%
ES	17,00%
GO	16,20%
MA	17,10%
MT	15,10%
MS	17,90%
MG	11,40%
PA	15,10%
PB	17,20%
PR	10,50%
PE	20,50%
PI	17,80%
RJ	16,60%
RS	7,80%
RN	16,90%
RO	9,70%
RR	15,30%
SC	15,40%
SP	13,30%
SE	16,10%
TO	16,70%

Fonte: Adaptado de ANEEL (2023)

O adendo aos dados de tributos nesse trabalho, está relacionado as diretrizes do Convênio ICMS 16/2015, de autoria do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), aderido por todos os Estados e o Distrito Federal, onde, autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Devido

da redação dada no inciso II da cláusula primeira do convênio, alguns estados tem o entendimento que o benefício vale apenas para a parcela energia, e conseqüentemente concedem isenção parcial de ICMS, apenas para parcela referente a TE.

“§ 1º O benefício previsto no caput: (..) II - não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou **“uso do sistema de distribuição”**, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora (CONFAZ, 2015).”

Com a isenção parcial adotada por alguns estados, haverá diferenças monetárias em relação a parcela correspondente a TUSD injetada (saldo positivo como valores monetários sem impostos) e TUSD consumo (saldo negativo, com ICMS), mesmo que os valores correspondentes em kwh se anulem, além da parcela de contribuição do “fio b”. Fazendo que o consumidor tenha a percepção um pouco menor da economia gerada pelo sistema de energia solar.

Nesse trabalho adotou-se a situação na qual é realizada a tributação do ICMS parcial, por se tratar da pior situação, mesmo sabendo que na pratica nem todos estados adotam esse modelo.

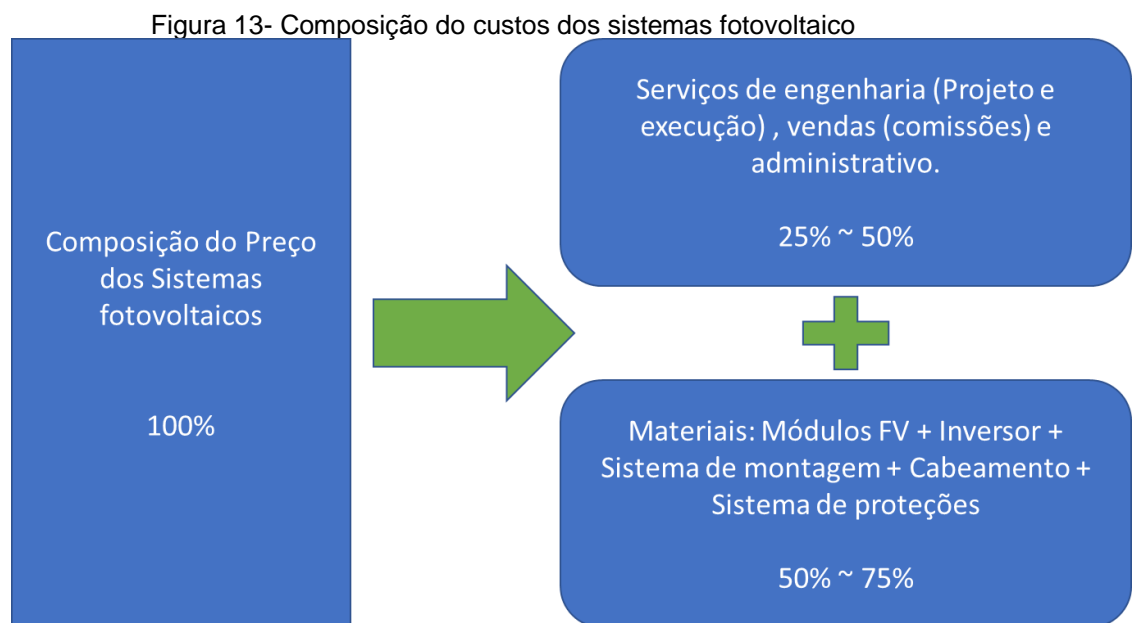
Em relação aos tributos federais, PIS e COFINS, ficam reduzidas a zero as alíquotas da contribuição, conforme o artigo oitavo da Lei Federal nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.

(..) incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (BRASIL, 2015).

Os tributos relacionados ao CIP não foram abordados nesse trabalho, por serem tributos municipais, variável de acordos com leis municipais, e em alguns casos sua cobrança não está relacionada ao consumo e sim definido por tarifas fixas, não sendo impactados pelos sistemas de microgeração.

4.4 INVESTIMENTO DO SISTEMA

A composição dos custos dos sistemas fotovoltaicos é dividida em serviço e em componentes do kit fotovoltaico (materiais). Podemos ilustrar melhor essa composição na Figura 13, onde mostra de maneira sucinta a composição do custos dos kits fotovoltaicos e a variação da sua distribuição percentual aproximada.



Fonte: Elaborado pelo autor

Essa variação dos percentuais está relacionada aos diferentes níveis da potência dos kits e sua estrutura de fixação. Os sistemas com potências menores, seu componente de serviço tem uma maior participação na formação do custos, devido aos custos iniciais relacionados aos serviços de engenharia para conexão do sistema junto a rede da concessionária. Os sistemas de montagem também é um componente importante na variação da relação de serviço e produto, pois algumas estruturas de fixação, em especial as em solo além de ter um custo maior quanto a material e a componente de serviço sofre ainda um maior impacto.

Para esse estudo, os custos relacionados a componente de materiais (kit fotovoltaico) dos sistemas fotovoltaicos de microgeração foram gerados a partir da *plataforma solar intelbras*, site com acesso exclusivo para os integradores intelbras.

Na plataforma é possível dimensionar sistema fotovoltaico de diversas maneiras, com base no consumo do cliente, pela potência desejada ou personalizar o projeto com base em características pré-projetadas. Como o objetivo desse

trabalho foi analisar a viabilidade econômica de sistemas semelhantes nas diversas UF, foi utilizada a terceira opção, dimensionado o sistema de acordo com as especificações do tópico 4.1.

Inicialmente se achou que era necessário gerar kits para todos os estados abordados no estudo, devido ao valor do frete incluso no sistema. Porém, em contato com colaborador intelbras, o mesmo afirmou que não é necessário. A marca não altera o custo do produto em relação ao estado de entrega, pois fazem uma média, em que uns estados compensam os outros na diferença relacionadas a frete.

Quanto a componente de serviço, foi adotado os custos médios (R\$/kWp) do serviço de integração em micro GD, disponibilizados pelo estudo estratégico 2024, referente ao ano de 2023 realizado pela consultoria Greener.

A composição do investimento dos sistemas fotovoltaicos de referência, discriminados no início do capítulo, estão dispostos na Tabela 8.

Tabela 8: Composição do investimento dos sistemas fotovoltaicos de referência.

SISTEMAS	1		2		3	
	5,5 kWp		20 kWp		75 kWp	
COMPONENTE	kit	Serviço	kit	Serviço	kit	Serviço
CUSTOS	R\$ 11.570,83	R\$ 0,96 kWp	R\$ 35.527,59	R\$ 0,78 kWp	R\$ 119.124,52	R\$ 1,09 kWp
		R\$ 5.280,00		R\$ 15.500,00		R\$ 81.750,00
INVESTIMENTO TOTAL	R\$ 16.850,83		R\$ 51.027,59		R\$ 200.874,52	

Fonte: Adaptado Intelbras (2024), Greener (2024).

No capítulo subsequente, adentramos na análise profunda da viabilidade econômica dos investimentos requeridos para a aquisição de um sistema fotovoltaico, contrastando-os com os benefícios econômicos que esse investimento pode gerar. Utilizando os dados detalhados sobre irradiação solar e as especificações dos sistemas de referência fornecidos neste capítulo, conduzimos simulações da geração fotovoltaica desses sistemas em todas as UF.

5 ANÁLISE ECONÔMICA

Nos capítulos anteriores, foram explorados diversos aspectos e dados essenciais para análise de viabilidade econômica da GD. Com destaques para o Marco regulatório da GD, onde estipula a contribuição escalonada do “fio b” as unidades participantes do SCEE. Com as mudanças regulatórias proposta pela Lei nº 14.300, a simultaneidade, passou a ter extrema relevância na análise de viabilidade econômica de todos os projetos que protocolaram solicitação de após 7 de janeiro de 2023.

5.1 SIMULTANEIDADE E SEU PAPEL NA TARIFAÇÃO

A simultaneidade trata do consumo instantâneo, ou seja, o percentual de consumo no momento da geração. Quando o consumidor consome toda a energia gerada de forma instantânea, o medidor da concessionária não enxerga esse consumo, portanto não há contribuição do “fio b” e tributação sobre esse consumo.

Quando os sistemas fotovoltaicos realizam consumo de forma instantânea, seus ganhos com o sistema são maximizados, sendo o equivalente ao produto da sua geração e a tarifa da concessionária com tributos. A Equação 4, ilustra a tarifa residencial acrescida de tributos, aplicada aos consumidores residenciais em R\$/kWh.

$$\text{Tarifa residencia de energia} = \left[\frac{\frac{TE + TUSD}{(1 - Pis - Cofins)}}{(1 - ICMS)} \right] \quad (4)$$

Os ganhos monetários dos sistemas fotovoltaicos que consomem instantaneamente sua energia gerada, são otimizados, pois se equivalem a tarifa aplicada com tributos. Em contrapartida, quando é realizada injeção de energia na rede, essa energia não é valorada da mesma maneira. Devido as cobranças referentes à parcela relativa à remuneração dos ativos do serviço de distribuição definidas no artigo 27 da Lei nº 14.300 e a isenção parcial de ICMS, adotada por alguns estados a partir da interpretação do inciso II da cláusula primeira do Convênio ICMS 16/2015 de autoria do SEFAZ.

A Equação 5, ilustra como é calculado a tarifa do consumidor quando sua energia é injetada a rede em R\$/kWh.

$$\text{Tarifa de injeção} = \left[\left(\frac{TE}{(1 - Pis - Cofins)} \right) + \left(\frac{TUSD - (fioB \times PCRA)}{(1 - Pis - Confins)} \right) \right] \quad (5)$$

- *PCRA – Percentual de cobrança relativa do fio b no ano*

Quando o consumidor injeta energia na rede, ele acaba tendo perdas financeiras devido a sua contribuição do “fio b”, que é realizada de forma escalonada anualmente. Além dessa contribuição, apenas a parcela da TE tem isenção do ICMS, ou seja, na TUSD o ICMS não é “retornado”.

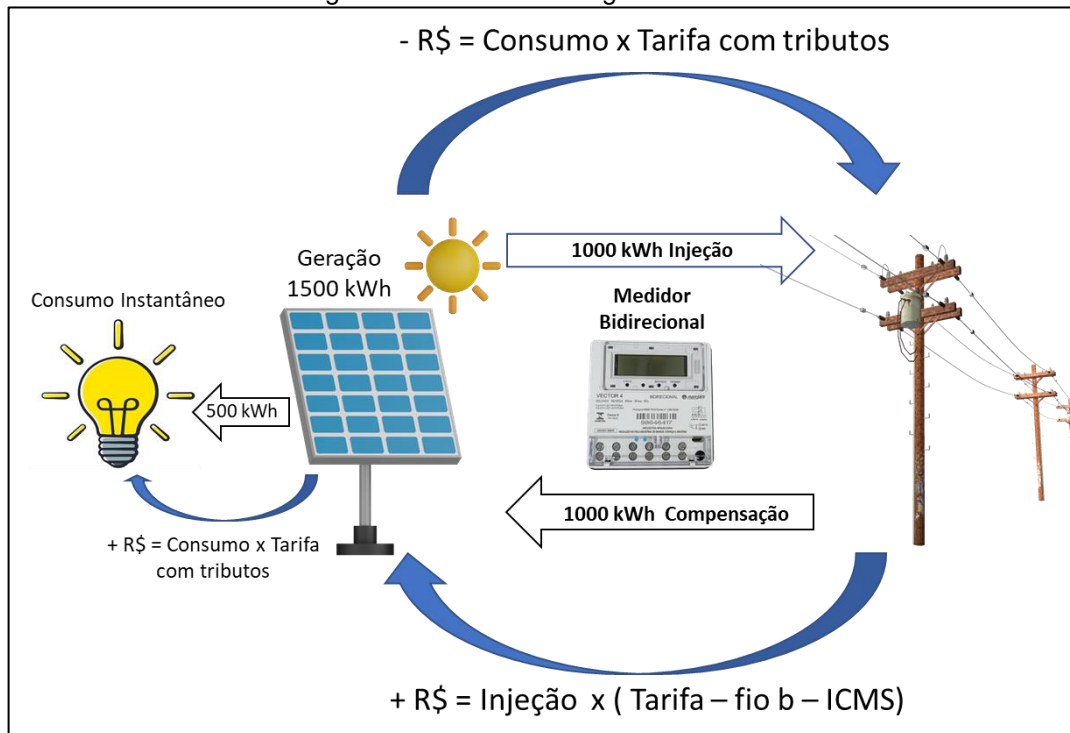
A curva de consumo em relação a geração na maioria dos casos é divergente, ou seja, geralmente há injeção de energia na rede para o consumo dos créditos em outro horário, como o noturno por exemplo. Logo, os ganhos financeiros possuem parcelas distintas, sendo dividido de acordo com a simultaneidade do consumo. A equação 6, expressa como foi calculado nesse trabalho.

$$\text{Ganhos} = \text{GerSist} \times [(s \times \text{residencial}) + ((1 - s) \times \text{injeção})] \quad (6)$$

- *GerSist – Geração do Sistema*
- *S – simultaneidade em percentual*
- *residencial – tarifa residencial*
- *injeção – tarifa injeção*

Pode-se constatar que quando maior a simultaneidade do sistema melhor será seus resultados financeiros. A Figura 14, ilustra de maneira didática essa afirmação, onde apresenta medição de energia e seu fluxo em unidade monetária, quando há compensação de energia, percebe-se que mesmo que o fluxo de energia se anular o mesmo não acontece com o monetário.

Figura 14 - Fluxo de energia x monetário



Fonte: Elaborado pelo Autor

As perdas monetárias pela injeção de energia no sistema são quase iminentes para sistemas dimensionados para atender plena carga, ou seja, dificilmente a curva de geração acompanhará a de consumo. Mas como intuito de realizar comparações relacionadas aos ganhos econômicos. Nesse trabalho analisaremos três situações, a que maximiza os resultados, uma moderada e a situação onde toda energia é consumida de forma compensada.

5.2 SIMULAÇÃO DA GERAÇÃO

As simulações da geração de energia de cada sistema, nos respectivos cenários foi realizada através do Software de simulação fotovoltaica PVsyst. Software de simulação para auxílio no dimensionamento de projetos de sistemas fotovoltaicos. De acordo com Lima *et al.* (2016), “é a ferramenta computacional, comercial, mais utilizada para o desenvolvimento de estudos, dimensionamentos e simulações de sistemas fotovoltaicos”.

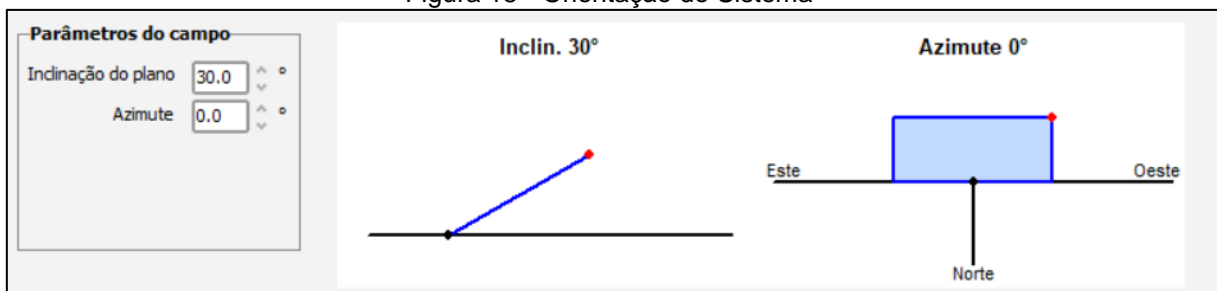
O Software tem como diferencial a diversidade de variáveis consideradas em suas simulações e conta com a possibilidade de o projetista importar dados meteorológicos de terceiros (como nesse trabalho), como também utilizar

informações de diferentes fontes. Nele é possível inserir os modelos dos módulos e inversores pretendidos pelo usuário, através de importação (Intelbras disponibiliza o arquivo de seus componentes para o PVsyst) ou a criação dos mesmos através da especificação técnicas.

A precisão dos resultados do PVsyst, especialmente em relação às perdas, é em grande parte devido à vasta gama de parâmetros que ele oferece e permite ao projetista editar. Esse trabalho utilizou dos valores padrões sugeridos pelo próprio software, por considerar os mesmos condizentes com os valores aplicado na literatura.

A determinação correta quanto a orientação do sistema em relação ao azimute e ângulo de inclinação, é outro parâmetro fundamental quanto ao desempenho do sistema. Para não gerar viés, neste trabalho considera todos os sistemas independente da sua localização a mesma orientação, conforme a Figura 15. Tendo com o objetivo de analisar a viabilidade econômica, não se buscou alocar o sistema dentro da perspectiva que máxima a sua eficiência de acordo com a localização. Senda que em grande maioria dos casos os sistemas são alocados em telhados existentes.

Figura 15 - Orientação do Sistema



Fonte: PVsyst

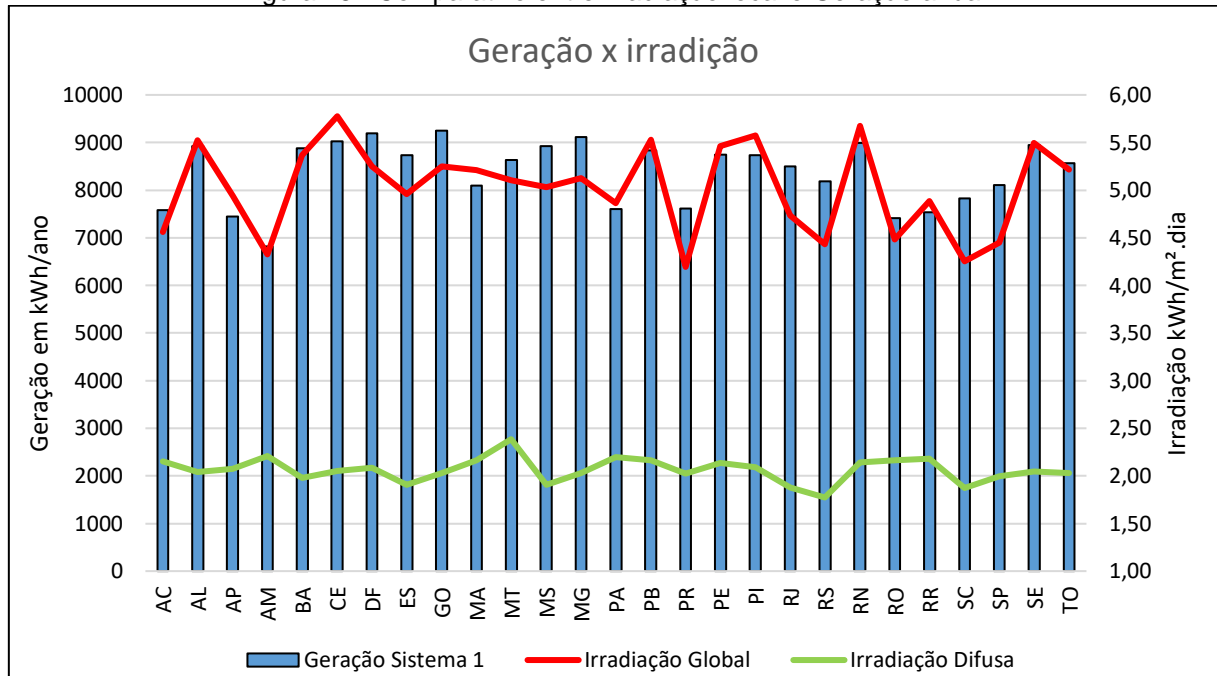
Nas simulações foi considerado um horizonte de 25 anos, conforme a garantia de desempenho dada pela a maiorias dos fabricantes quanto a eficiência do módulo fotovoltaico. Como parâmetro de envelhecimento se considerou-se uma degradação média dos módulos de 0,4% ao ano, dada pelo próprio software.

Antes de se adentrar aos resultados das simulações, vamos ressaltar que para a realização da análise econômica, considerou-se a troca do inversor a cada dez anos. Devido as poucas informações que asseguram a vida útil dos inversores por partes dos fabricantes, entretanto em grande maioria oferecem em média dez anos de garantia, como no caso da intelbras.

5.2.1 Resultados das simulações dos Sistemas

Os resultados das simulações foram satisfatórios, considerando os parâmetros utilizados, as localizações e orientação dos sistemas. A Figura 16, ilustra o comparativo entre os índices de irradiação de cada região e a Geração do Sistema 1, anual.

Figura 16 - Comparativo entre irradiação local e Geração anual



Fonte: Elaborado pelo Autor

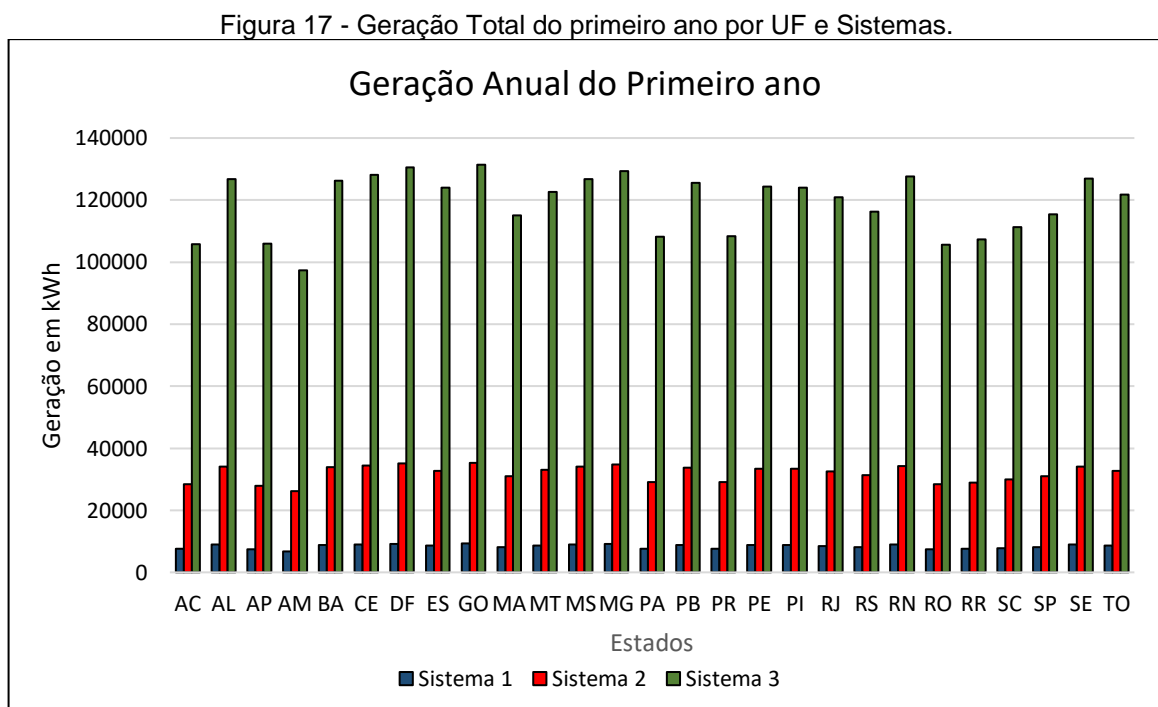
A Geração de energia nos estados estão condizentes com seu potencial solar. O total diário da irradiação disponível é acompanhado pela Geração de energia, como podemos verificar nos estados da região Nordeste onde apresentam o maior potencial solar. A geração de energia menos acentuada na região Norte é explicada pelo clima local, caracterizado por frequente nebulosidade que diminui a irradiância solar na superfície.

A irradiação é o principal fator para determinar o potencial solar da região, porém outras características meteorológicas são levadas em conta para a realização das simulações, como a temperatura, velocidade do vento e umidade relativa do ar. Principalmente as variações de temperatura, onde o aumento de temperatura tem grande influência no desempenho das células fotovoltaicas, o que acaba diminuindo a eficiência dos módulos fotovoltaicos.

A temperatura nos módulos difere da temperatura ambiente, pois eles aquecem ao serem expostas ao sol. Quando os sistemas são operados em elevadas temperaturas sofrem redução de eficiência e de potência, por isso, ao simular o sistema, o software deve levar em consideração outras características meteorológicas que influenciam na temperatura do módulo, além da temperatura ambiente. O vento auxilia na dissipação do calor acumulado nos módulos, reduzindo a temperatura das células e aumentando a eficiência do sistema. A umidade pode levar à condensação na superfície dos painéis solares, o que pode afetar a transmissão de luz e diminuir a eficiência do painel.

A relação das características meteorológicas apresentadas ao longo do tópico, com a temperatura em função da eficiência dos módulos fotovoltaicos são fundamentais para destacar os comparativos entre irradiação e geração. O total anual de geração dos estados da região Sudeste e Centro-Oeste são equilibrados com maior potencial solar da região nordeste, compensados pelos outros fatores meteorológicos.

A Figura 17, apresente a simulação da geração anual para os três sistemas de GDFV estudados, nos diversos estados e no Distrito Federal.



Fonte: Elaborado pelo Autor

A geração nos três sistemas foi equivalente as suas dimensões, de acordo com relação da potência instalada de cada sistema. Não houve nenhuma variação em relação ao sistema 1, comparado aos sistemas 2 e 3, quando confrontado aos estados presentes, apenas alteração em suas dimensões de geração anual. Em resumos, os fatores que influencia na geração relatados anteriormente apenas se replicaram em escalas diferentes.

O Brasil possui uma baixa variabilidade da irradiação solar (pouca diferença entre regiões e sazonalidades) em comparação com os países europeus. Analisando os resultados das simulações executadas para a realização deste trabalho, podemos perceber que, em alguns casos, essa baixa variabilidade pode ser superada em termos de geração de energia. Ou seja, dependendo da orientação e inclinação do sistema, ele pode ser tão eficiente quanto outro com índices de irradiação melhores, como exemplo os Sistemas nos estados do Pará e Paraná.

Os estados da região Sul do país, não possui os melhores índices de irradiação, porém se equilibram aos estados de outras regiões quando se verifica a geração anual. Valores certamente equilibrados devido a temperatura da região sul do país ser mais amena e o ângulo de inclinação dos sistemas utilizado na simulação desse trabalho, próximo a latitude. O que maximiza a captação de luz solar ao longo do ano, pois os módulos estão mais perpendiculares aos raios solares.

5.3 PARÂMETROS DA VIABILIDADE ECONOMICA

O sistema de GDFV é considerado economicamente viável para o investidor quando a TIR é superior à TMA ou quando apresenta um VPL superior a zero. Em outras palavras, só se vale a pena investir quando esse investimento possui resultados melhores em sua análise financeiras do que em outros investimentos de baixo risco. Além do mais esses resultados precisam serem reais, descontados o acumulo da inflação no período.

Esse trabalho utilizou como referência para a TMA os títulos do Tesouro Direto, no qual oferecem ganhos percentuais descontados do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), índice oficial da inflação do país. A Figura 18, apresenta os títulos utilizados como parâmetro de referência.

Figura 18 - Títulos do Tesouro Direto

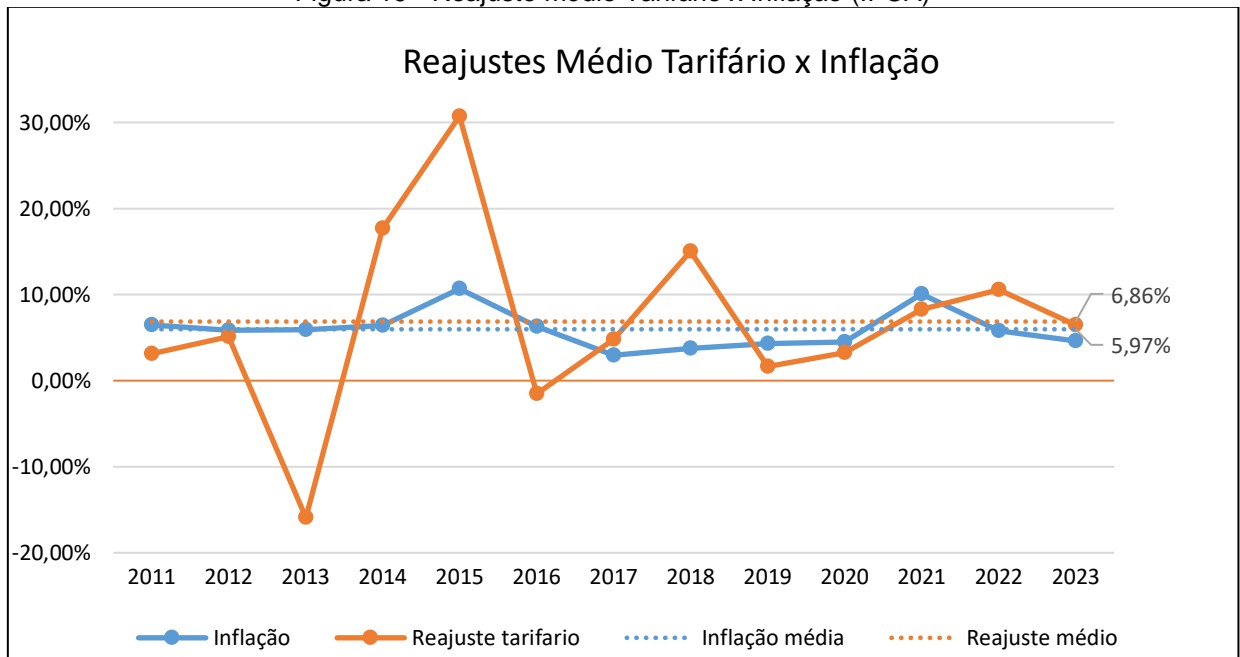
TESOURO IPCA⁺ com juros semestrais 2040	?	IPCA + 6,04%
TESOURO IPCA⁺ com juros semestrais 2055	?	IPCA + 6,09%

Fonte: Tesouro Direto

O horizonte dos títulos escolhido é justificado pelo o período de análise das gerações simuladas de 25 anos, ou seja, fim da vida útil em 2049. Como não se tem um título com vencimento na data exata, considerou-se a TMA média (6,065% a.a.) dos títulos mais próximos.

O valor da tarifa de energia passou por atualizações ao longo dos anos, é a análise desse histórico é fundamental para entender seu comportamento em relação a inflação. Para compreender o histórico dos reajustes das tarifas residenciais em relação a inflação, comparou-se com os reajustes médio tarifários disponibilizados pela ANEEL a partir de 2011. Índices médios ponderados pelo o mercado de cada distribuidora e a tarifa vigente do final ano (ANEEL, 2024). A Figura 19, apresenta esse histórico, onde mostra o comportamento dos reajustes tarifários em relação da inflação.

Figura 19 - Reajuste médio Tarifário x Inflação (IPCA)

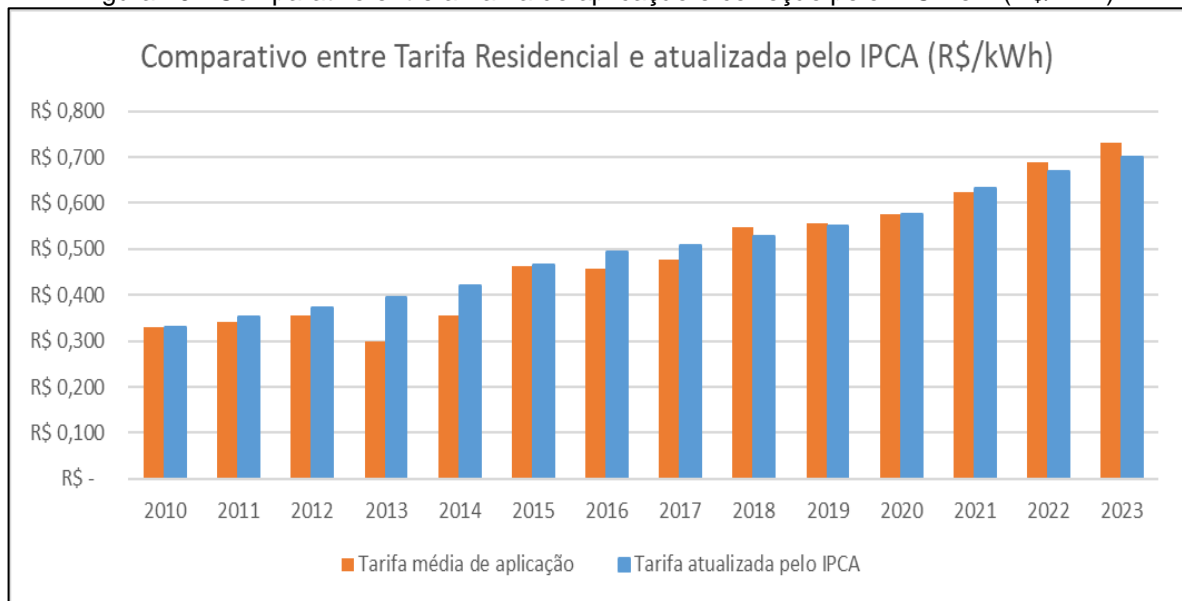


Fonte: Adaptado, ANEEL (2024), IBGE (2024).

Podemos verificar que os reajustes tarifários tiveram um comportamento sazonal ao longo do período, com picos acentuados e até ajustes negativos. Em comparação a inflação que possui uma tendência um pouco mais linear, porém, em média o reajuste tarifário está pouco acima da inflação, precisamente em 0,89%.

Uma segunda referência foi utilizada para analisar a correção da tarifa a longo do período, desta vez, comparando o histórico da evolução tarifária disponibilizada pela ANEEL e a sua correção pela o IPCA, tendo como referência o ano de 2010. A Figura 20 mostra o comparativo dessa evolução, nela podemos ver que ambas caminham muito próximas.

Figura 20 - Comparativo entre a Tarifa de aplicação e correção pelo IPCA em (R\$/kWh)



Fonte: Elaborado pelo Autor, ANEEL (2024), IBGE (2024).

Em termos percentuais a evolução tarifária fica em torno de 0,35% acima da inflação, se comparado com a primeira análise, isso representa menos que a metade. Para fins de modelagem e por aversão ao risco foi considerado nesse trabalho o aumento tarifário intermediário, considerado o percentual de 0,62% acima da inflação.

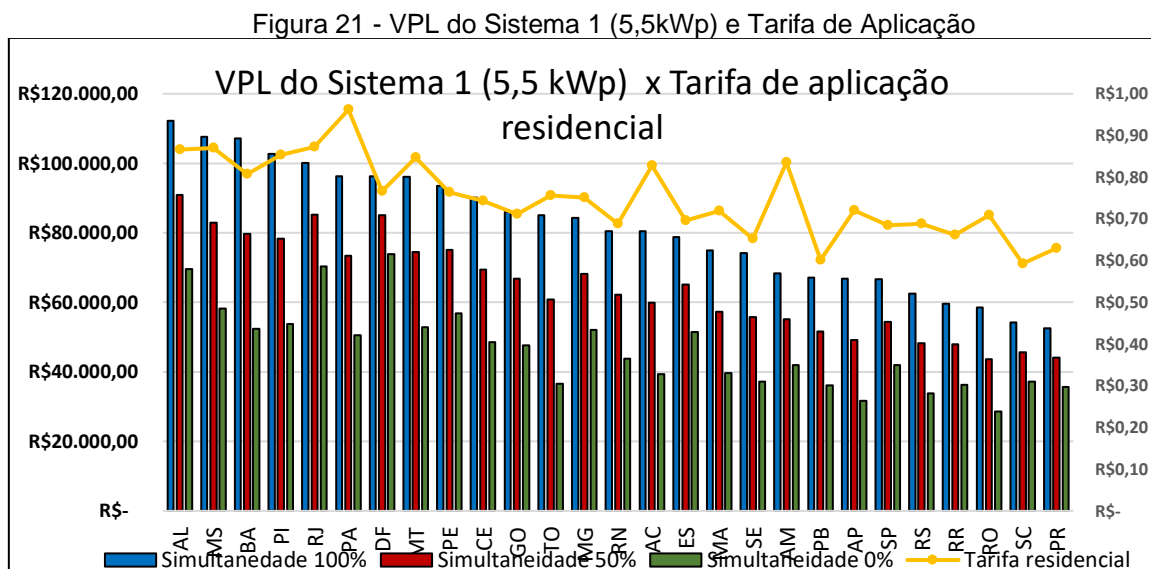
É importante realçar que esses valores são pertinentes, tendo como referência o histórico analisado. Em um tópico posterior foram realizadas variações desse aumento a fim de se analisar a sensibilidade do investimento.

5.4 RESULTADOS DA VIABILIDADE ECONOMICA

A viabilidade econômica é uma análise crítica para avaliar se o investimento em um projeto é financeiramente sustentável e capaz de gerar retorno econômico satisfatório, principalmente quando comparados com outras aplicações mais seguras. Nessa análise se considerou diversos fatores, incluindo custos iniciais, receitas esperadas, despesas operacionais com a reposição de equipamentos e os riscos envolvidos aos valores das tarifas de energia. Custos além da troca de inversor com operação e manutenção não foram considerados, por serem pouco representativos em sistemas de microgeração.

Considerou-se para a realização da análise de viabilidade econômica três situações em relação a simultaneidade do consumo da energia gerada pelos sistemas. A situação em que o retorno econômico é maximizado, onde toda energia é consumida instantaneamente (simultaneidade de 100%). O Consumo sendo todo compensado (remoto/ compensado com 0% de simultaneidade), situação completamente desfavorável para o retorno econômico. E uma situação de equilíbrio, considerado o retorno sendo resultante de metade de cada parcela.

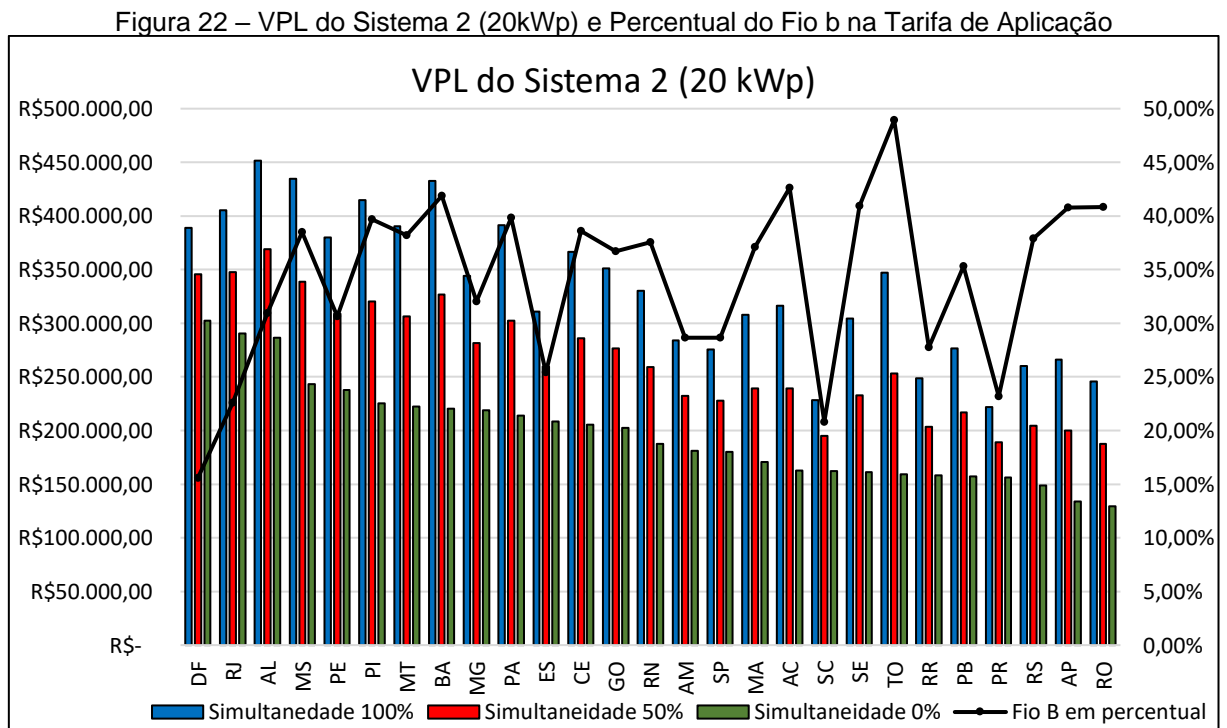
Nesse trabalho, utilizou-se os métodos para análise de investimentos propostos na secção 322.2, o VPL e a TIR. A Figura 21, apresenta o comparativo do VPL do Sistema 1 e a tarifa de aplicação. Nela é possível verificar o VPL do sistema, considerado as situações analisadas para cada cenário.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Como o esperado os estados em que possuem maior potencial de geração aliado a maiores tarifas de energia, obtiveram os melhores retornos. Devidos aos maiores ganhos gerados em seu fluxo de caixa, quando analisado o VPL da circunstancia em que o consumo é 100% simultâneo. Pode-se destacar nessa analise os estados de Alagoas, Bahia, Mato Grosso do Sul e Piauí, estados que tarifas de aplicação acima de R\$ 0,80/kWh sem considerar os tributos e ótimos desempenho relacionados a geração quando comparados aos estados do Sul. Nas situações em que há contribuição com a uma parcela da TUSD (Fio B) renumerando a concessionaria, o VPL diminui de forma significativa, porém os resultados continuam positivo para todos os estados.

Em geral, os três sistemas têm comportamentos muito parecidos, apenas replicados em escalas maiores de geração de energia. Na Figura 22, são apresentados os resultados do VPL do Sistema 2 juntamente com o percentual do "Fio B" correspondente à tarifa de aplicação de cada estado. Esse comparativo concomitante tem como intenção analisar os efeitos da contribuição do "Fio B" nos fluxos de caixa futuros do sistema.



Fonte: Elaborado pelo Autor

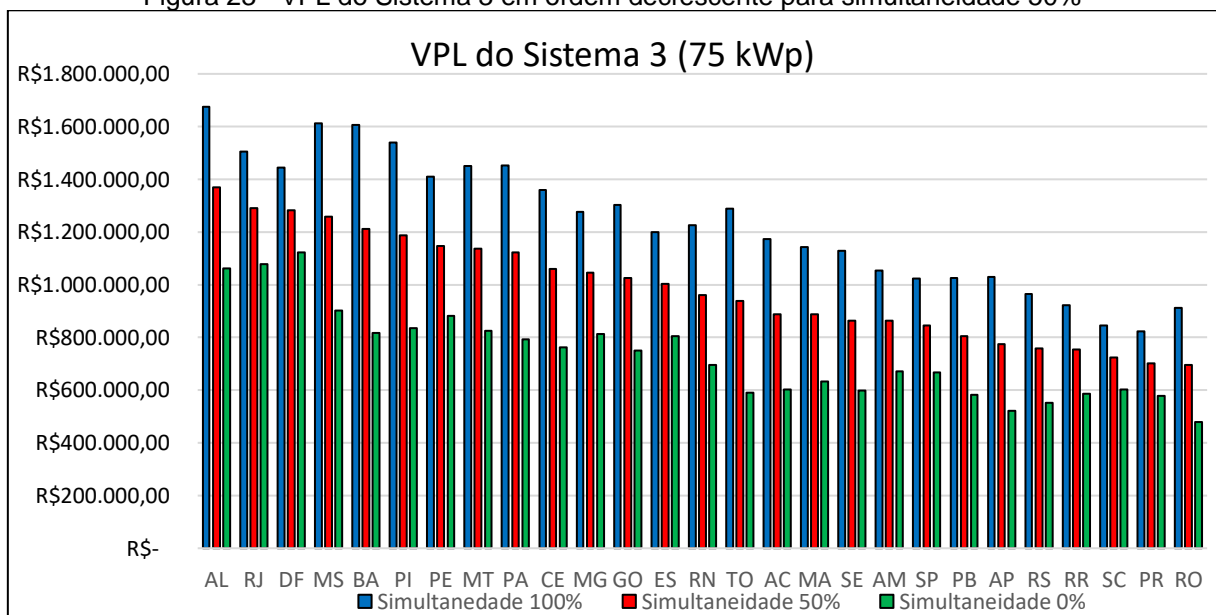
Examinando o VPL dos distintos cenários em relação a contribuição do "Fio B", pode-se notar um comportamento "desestimulador" para os estados que

possuem uma alta parcela do “Fio B” no total da Tarifa. Analisando o VPL da simultaneidade 0% (Consumo compensado), do Distrito Federal e os Estados do Paraná e Santa Catarina, comparado aos estados que possuem contribuições de “fio B” mais elevadas, percebe-se com clareza o efeito do mesmo no fluxo de caixa dos sistemas.

O Distrito Federal, na situação em que toda a energia é consumida remotamente, possui o melhor retorno econômico entre as UFs. O maior VPL é justificado por sua menor contribuição relativa à remuneração dos ativos do serviço de distribuição. Paraná e Santa Catarina seguem a mesma linha, sendo estados que não possuem os melhores potenciais de geração e têm baixas tarifas de energia. Porém, quando analisados seus VPL's considerando o consumo totalmente compensado, passam a ter resultados melhores ou próximos aos dos estados do Amapá, Roraima e Tocantins, quando comparados aos VPL em outras situações de consumo.

As observações em relação ao VPL e as possíveis situações de simultaneidade é válida para os três Sistemas. No gráfico apresentado na Figura 23, analisou-se os efeitos da simultaneidade equilibrada (50%), considerado os ganhos resultantes de metade de cada parcela.

Figura 23 - VPL do Sistema 3 em ordem decrescente para simultaneidade 50%



Fonte: Elaborado pelo Autor

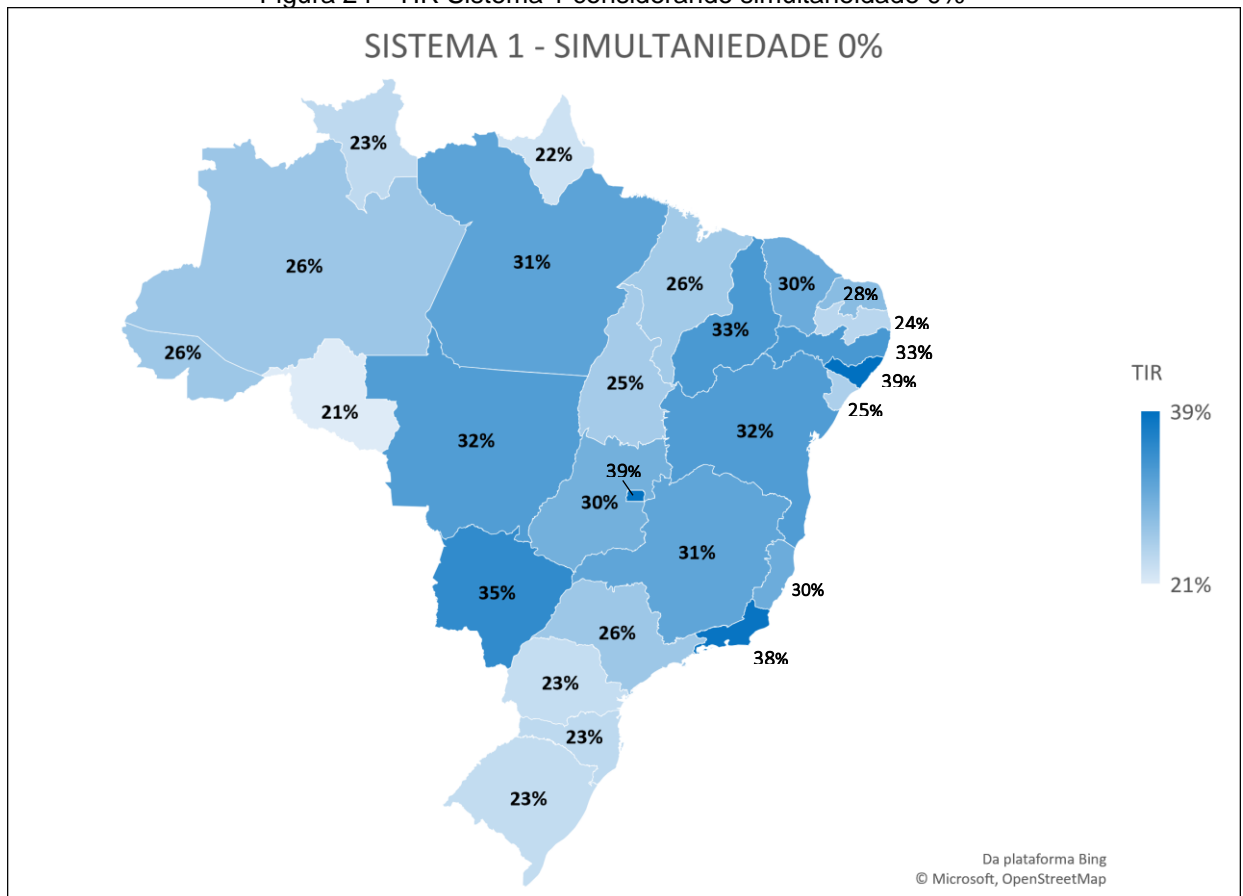
Pode-se constatar que o consumo simultâneo tem grande influência na geração de valor do investimento. Os descontos aplicados à parcela de injeção de

energia na rede têm uma contribuição significativa no retorno financeiro. Quando se comparam as três situações de consumo, analisando a situação de simultaneidade média, em ordem do maior para o menor VPL, verifica-se que a ordem dos estados mais atraentes economicamente se altera.

Analisando os VPL's dos três sistemas, assumindo que os diversos cenários têm o mesmo nível de risco, independentemente da situação do consumo da energia gerada, podemos concluir que os investimentos em sistemas de microgeração fotovoltaica são viáveis economicamente. Alguns são mais atraentes que outros, de acordo com a característica de consumo e a UF em que se encontram, porém todos trazem retornos financeiros muito significativos.

Como complemento à avaliação da viabilidade feita através do VPL, o mapa da Figura 24 apresenta a TIR por UF, na situação em que o retorno econômico é menos atrativo para os investimentos em energia fotovoltaica, isto é, com simultaneidade 0%, para considerar o pior cenário.

Figura 24 - TIR Sistema 1 considerando simultaneidade 0%



Fonte: Elaborado pelo Autor

Considerando que na elaboração deste trabalho foi tomado a TMA de 6,065% a.a. como parâmetro de referência para analisar a rentabilidade dos investimentos em projetos de microgeração FV. Ao comparar TMA com a TIR dos cenários propostos, ela indica um potencial de retorno alto. Por exemplo, o Distrito Federal e os estados de Alagoas e Rio de Janeiro possuem uma taxa de retorno seis vezes acima da TMA, Rondônia apesar de possuir a menor TIR de todos os estados, ela é superior ao triplo da TMA. Mesmo na situação mais desfavorável em relação a simultaneidade do consumo.

A TIR fornece uma medida relativa percentual do retorno esperado, indicando claramente o retorno dos Sistemas analisados. Como métrica complementar, ela é útil para entender a TMA que iguala o valor presente dos fluxos de caixa futuros ao investimento inicial. Essa disparidade da TIR em relação a TMA na situação de consumo apresentada evidencia retornos muito além do custo de capital.

A análise apresentada sobre a TIR, é suficiente para complementar que os investimentos em projetos de micro GDFV são rentáveis e com alto retorno, quando comparado aos investimentos em títulos do tesouro com a mesma duração. Quanto a análise da TIR das situações de consumo mais favoráveis, em relação a simultaneidade é prescindível seus resultados.

O estudo da viabilidade econômica da Geração Fotovoltaica nas unidades da federação indica que os investimentos em sistemas de Microgeração trazem bom retorno e são atrativos, tanto em termos monetários quanto em percentuais. Os sistemas não apenas recuperam o investimento inicial com uma margem significativa, mas também proporciona retorno muito superior a TMA esperada.

5.5 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Manipulou-se variáveis em cenários diversos para verificar seu impacto na análise econômica. Analisar a sensibilidade dos resultados é fundamental para que o investidor possa se antecipar a possíveis adversidades e preparar estratégias de mitigação dos riscos.

Neste tópico, analisaram-se situações adversas que podem impactar a atratividade ou até mesmo inviabilizar o investimento em microgeração, considerando as variáveis mais sensíveis que influenciam substancialmente os resultados da viabilidade econômica (VPL) dos sistemas.

Verificando o histórico de reajuste anual da tarifa de energia, apresentado na Figura 18, é possível perceber variações bruscas na tarifa entre os anos de 2013 e 2015, com aumentos superiores a 30% em relação ao ano anterior. Como o valor da tarifa é o fator que mais impacta a viabilidade, consideraram-se horizontes com reajustes negativos para analisar a viabilidade econômica do projeto de microgeração fotovoltaica.

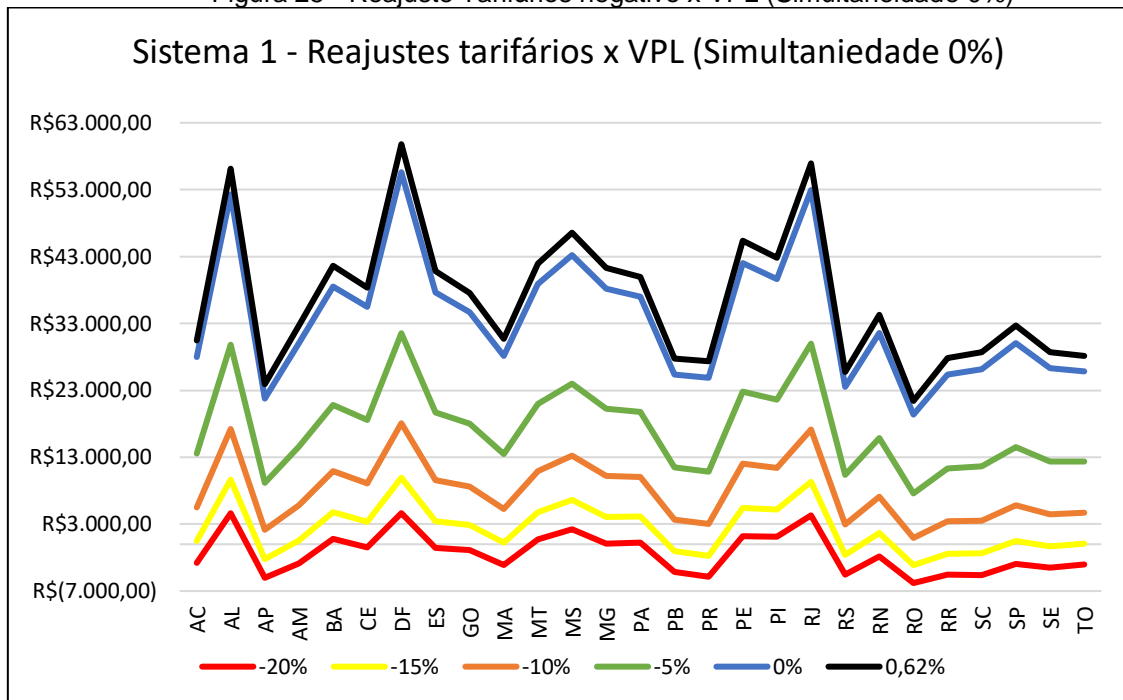
O desempenho dos sistemas é outro ponto preocupante, pois pode não atingir a eficiência esperada. Considerar uma geração de energia menor do que a estimada originalmente para analisar a sensibilidade do problema pode incluir fatores como menor incidência solar, sombreamento, orientação e inclinação dos sistemas, além de falhas técnicas ou erros no projeto e execução que reduzem a eficiência.

A consultoria Greener (2024), em seu estudo estratégico da GD, utiliza uma Performance Ratio (PR) de 75% para o cálculo do Payback médio por estado. Verificando os relatórios de geração disponibilizados pelo software de simulação PVsyst, os resultados mostram que as simulações dos sistemas obtiveram um desempenho superior ao utilizado como referência pela consultoria. Cabe salientar que estudos presentes na literatura apresentam desempenhos equivalentes aos deste trabalho, entre 80% e 90%.

O artigo de Silva e Filho (2022), intitulado "Análise de desempenho de usina solar fotovoltaica utilizando simulações com dados de entrada medidos", compara dados medidos com simulação e, em um dos cenários, o desempenho dos dados medidos (85%) é superior ao simulado. Em um segundo cenário, o desempenho dos dados medidos fica abaixo da performance simulada de 82%, devido a problemas técnicos que limitavam a geração.

Na Figura 25, apresentamos a análise onde se atribuíram valores percentuais de reajustes tarifários negativos, considerando uma geração anual por cenário 15% abaixo do simulado, para verificar o impacto dessa variação nos resultados do VPL.

Figura 25 - Reajuste Tarifários negativo x VPL (Simultaneidade 0%)



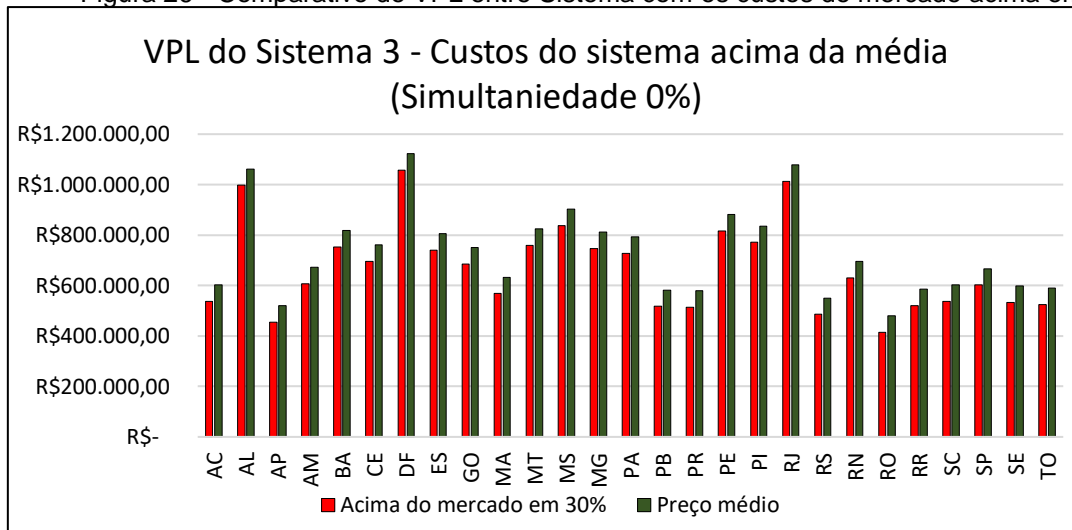
Pode-se verificar que, mesmo considerando um alto reajuste negativo anual, superior ao de 15,92% do ano de 2013, somado a uma geração de energia abaixo do simulado, é possível constatar a robustez do projeto frente a variáveis críticas. Apesar de um reajuste de -20% ao ano, situação muito improvável, o sistema com uma simultaneidade de 0% ainda possui resultados de VPL positivos para os estados melhor classificados em situações normais, como Alagoas, Distrito Federal e Rio de Janeiro.

A diminuição da geração em 15% tem como premissa trazer o desempenho para próximo de 75%, a fim de considerar uma situação propensa aos riscos envolvidos no mercado. O setor está repleto de profissionais irresponsáveis e desqualificados. Muitos sistemas são dimensionados inadequadamente e projetados fora das normas e recomendações dos fabricantes, o que acaba afetando a eficiência dos mesmos. Constantemente são vistas instalações precárias, com uso de material de baixa qualidade e não utilização de equipamentos de proteção elétrica adequados - práticas comuns no mercado para eliminar custos e ganhar concorrência em custos.

Como em todo setor competitivo, é comum encontrar custos variados, e no mercado de energia solar não é diferente. Nem todos os ofertantes têm como diferencial o orçamento mais baixo, alguns prezam pela qualidade e, em

contrapartida, pela melhor remuneração. A Figura 26 apresenta um comparativo do VPL em que o investimento no sistema está 30% acima da média do mercado.

Figura 26 - Comparativo do VPL entre Sistema com os custos do mercado acima em 30%



Fonte: Elaborado pelo Autor

Analisando o VPL, considerando a situação de custos acima da média, é possível verificar que o retorno do investimento tem margem para cobrir um investimento acima da média do mercado. Esta é uma situação comum em um mercado competitivo, onde os ofertantes buscam uma melhor remuneração por seus diferenciais, como equipamentos mais robustos, sistemas projetados de acordo com as normas, garantia da eficiência e suporte técnico ao comprador.

Desse modo, além de poder atender os investidores mais exigentes, que estão dispostos a pagar mais em troca de credibilidade e qualidade, os resultados do método mostram que o investimento em energia fotovoltaica tem margem para superar as adversidades, até mesmo como em situações muito improváveis de reajuste de tarifa.

6 CONCLUSÃO

Os resultados obtidos através das ferramentas de análise de viabilidade econômica demonstram indicações positivas quanto aos investimentos em microgeração de energia solar. Analisando o VPL e a TIR, pode-se concluir que a economia gerada mensalmente através da redução da fatura de energia traz um bom retorno e é atrativa, tanto em termos monetários quanto percentuais. Os sistemas não apenas recuperam o investimento inicial com uma margem significativa, mas também proporcionam um retorno muito superior à TMA, rendendo até seis vezes mais que a atratividade mínima nas piores situações de consumo.

Indicadores econômicos positivos em todas as unidades da federação são favorecidos pelos elevados índices de irradiação do país, quando comparados a países europeus. O potencial de geração de energia fotovoltaica no Brasil apresenta condições que favorecem o desenvolvimento e a expansão de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica. Como comparativo, no local menos ensolarado do Brasil, é possível gerar mais eletricidade solar do que no local mais ensolarado da Alemanha, um dos países líderes na exploração desse recurso.

As tarifas de energia são outro importante aliado na viabilidade dos sistemas, especialmente nos estados com menor densidade populacional, como os do Norte do país. A variação na densidade populacional também impacta nos custos da energia elétrica, pois concessões com grandes volumes de consumidores tendem a diluir os custos da infraestrutura da concessionária, impactando na parcela de TUSD da tarifa de energia. Devido a esse fator, é perceptível a diferença significativa nas tarifas de energia entre estados, por exemplo, o Pará possui uma tarifa mais de trinta centavos acima da de Santa Catarina.

Os níveis de potência dos sistemas de referência escolhidos representam as principais classes de consumo, responsáveis por mais da metade do consumo de energia elétrica no país: residências, comércio e indústrias. O investimento nesses sistemas possui uma pequena variação de acordo com o seu porte, relacionada aos diferentes níveis de potência dos kits e à sua estrutura de fixação. Nos sistemas com potências menores, o componente de serviço tem uma maior participação na formação dos custos devido aos custos iniciais relacionados aos serviços de engenharia. Nos sistemas instalados em solo, geralmente utilizados em sistemas

maiores, o custo do material é mais elevado e o componente de serviço sofre um impacto ainda maior, devido à necessidade de obra civil.

Quando analisamos os resultados das simulações da geração de energia desses sistemas, os resultados estão condizentes com o potencial solar dos estados. A irradiação disponível é acompanhada pela geração de energia, como podemos verificar nos estados da região Nordeste, onde apresentam o maior potencial solar. A geração de energia menos acentuada na região Norte é explicada pelo clima local, caracterizado por frequente nebulosidade que diminui a irradiância solar na superfície.

Em relação à preocupação dos vendedores e às expectativas dos consumidores quanto à viabilidade dos sistemas fotovoltaicos a partir da vigência do marco legal da GD, os resultados financeiros mostram que a contribuição gradual dos microgeradores com a concessionária, referente à parcela relativa à remuneração dos ativos do serviço de distribuição (Fio B), gerou apenas um alarde no mercado quanto à viabilidade dos sistemas.

Analisando os resultados dos métodos de viabilidade econômica, ficou claro que, independentemente da simultaneidade e dos pesos das componentes tarifárias, como o percentual da TUSD-Fio B na composição da tarifa de energia, somado à tributação parcial de ICMS, os resultados indicam que os investimentos em sistemas de microgeração são rentáveis e atrativos.

Na modelagem e simulação deste trabalho, não foram considerados os riscos financeiros envolvidos por intempéries climáticas e perdas de geração causadas por sombreamento de outras edificações ou vegetação. Entretanto, verificando as performances de desempenho dos sistemas, elas estão condizentes com a realidade. Quanto aos riscos financeiros, recomenda-se para trabalhos futuros a inclusão de um seguro para o segmento solar, pois o potencial de retorno permite margem para a contratação do mesmo.

Considerando a variabilidade nos valores das componentes tarifárias por UF, reforça-se a necessidade das análises caso a caso. Embora possamos concluir que os investimentos em sistemas de microgeração fotovoltaica são viáveis economicamente, algumas regiões são mais atraentes que outras. Diversas variáveis são de suma importância na análise econômica, como os índices de irradiação, simultaneidade, tributos e potência do sistema.

Os resultados deste trabalho elucidam os ofertantes em relação às incertezas dos consumidores, bem como as futuras perspectivas econômicas do mercado fotovoltaico após enfrentar novos obstáculos regulatórios com o início da vigência das novas regras de compensação previstas no marco legal da geração distribuída.

7 REFERÊNCIAS

AMORIM, Felipe. **Implantação de energia solar fotovoltaica: análise de viabilidade econômica em *Packing house* de maçã**. Trabalho de conclusão de curso (Tecnólogo em Gestão do Agronegócio) – Campus Lages do Instituto Federal de Santa Catarina, Lages, 2022.

ANEEL. **Componentes da tarifa residencial**. Relatórios e Indicadores, Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiOTY0NWQzOGltMmQ3ZS00MWUzLTlINmMtNTA5NTYxODdhYTgzliwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 10 mai. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>>. Acesso em 15 set. 2023.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 15 set. 2023.

ANEEL. **ICMS em energia elétrica**. Relatórios e Indicadores, tarifas-e-informações-econômico-financeiras. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMmVhNjFmZWYtYzk1ZC00ZWY4LTgzNjktNmY0Y2I4Njc4Mjk4liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9&pageName=ReportSection60019ab872bd10075770>>. Acesso em: 06 mar. 2024.

ANEEL. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. Procedimentos gerais, Anexo LI. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221008_Proret_Submod_7_1_V2_6.pdf> . Acesso em: 06 abr. 2024.

ANEEL. **Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição**. Procedimentos gerais, Anexo XXIV. Módulo 3: Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_3_1_V1_4C.pdf> . Acesso em: 06 abr. 2024.

ANEEL. **Ranking das tarifas**. Relatórios e Indicadores, Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/rankingtarifas>> . Acesso em: 6 set. 2023.

ANEEL. **Índices de reajuste das tarifas residenciais.** Relatórios e Indicadores, Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 10 mai. 2024.

ANEEL. **Mapa das distribuidoras.** Relatórios e Indicadores, distribuição. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNDI4ODJiODctYTUyYS00OTgxLWE4MzktMDczYTlmMDU0ODYxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9&pageName=ReportSection>>. Acesso em: 06 mar. 2024.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023.** Agência Nacional de Energia Elétrica, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em 15 set. 2023.

ANEEL. **Unidades com Geração Distribuída. Relatórios e Indicadores, geração.** Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>>. Acesso em: 6 set. 2023.

ANEEL. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica.** Relatórios e Indicadores, Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas>>. Acesso em: 05 mar. 2024.

Atlas Brasileiro de Energia Solar, INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), 2017. Disponível em: <<http://labren.ccst.inpe.br/>>. Acesso em: 01 abr. 2024.

BRASIL. **Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <<https://legislacao.presidencia.gov.br/atos/?tipo=DEC&numero=5163&ano=2004&ato=336kXRU5keRpWT468#:~:text=REGULAMENTA%20A%20COMERCIALIZA%C3%87%C3%83O%20DE%20ENERGIA,EL%C3%89TRICA%2C%20E%20D%C3%81%20OUTRAS%20PROVID%C3%8ANCIAS.>>. Acesso em 16 set. 2023.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília: Presidência da República. Disponível em:

<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em 16 set. 2023.

BRASIL. **Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.** Altera a Lei nº 7.689, de 15 de dezembro de 1988, para elevar a alíquota da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL em relação às pessoas jurídicas de seguros privados e de capitalização, e às referidas nos incisos I a VII, IX e X do § 1º do art. 1º da Lei Complementar nº 105, de 10 de janeiro de 2001; altera as Leis nºs 9.808, de 20 de julho de 1999, 8.402, de 8 de janeiro de 1992, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 11.033, de 21 de dezembro de 2004, 12.715, de 17 de setembro de 2012, 9.249, de 26 de dezembro de 1995, 11.484, de 31 de maio de 2007, 12.973, de 13 de maio de 2014, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, e 10.865, de 30 de abril de 2004; e dá outras providências.. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/l13169.htm>. Acesso em 10 mai. 2024.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em 20 set. 2023.

CARDOSO, Renan de Sousa. **Análise de viabilidade de geração fotovoltaica de energia elétrica para oferta no mercado livre.** Trabalho de conclusão de curso (Tecnólogo em Sistemas de Energia) – Campus Florianópolis do Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

CASAROTTO FILHO, Neto. **Análise de Investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial.** 11. Ed. São Paulo: Atlas, 2010.

CONFAZ/MF. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** Conselho Nacional de Política Fazendária/Ministério da Fazenda. Disponível em: <https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15>. Acesso em: 06 mar. 2024.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica, ano base 2022.** Rio de Janeiro. Disponível em: <[https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#33_Consumo_por_classe_\(GWh\)](https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/#33_Consumo_por_classe_(GWh))>. Acesso em 16 set. 2023.

EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ELETRICA>>. Acesso em: 12 set. 2023.

FONSECA, Yonara, Daltro. **Técnicas de avaliação de investimentos: Uma breve revisão da literatura**. 2010. Disponível em: <http://www.infinitaweb.com.br/albruni/artigos/a0303_CAR_AvallInvest.pdf>. Acesso em: 21 novembro 2023

GIL, Antônio Carlos. **Como Elaborar Projetos de Pesquisa**. 4. ed. São Paulo: Editora Atlas S.A, 2002.

GREENER. **Estudo estratégico 2024, referente ao ano de 2023**. Geração distribuída, Mercado fotovoltaico. São Paulo: Greener, 2024.

INTELBRAS. **Plataforma solar**. Florianópolis, 2024. Disponível em: <<https://plataformasolar.intelbras.com.br/redirecionamento>> . Acesso em: 30 abr. 2024.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Séries históricas**. Rio de Janeiro: IBGE, 2024. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=inflacao#plan-o-real-ano>. Acesso em: 10 mai. 2024.

LIMA, Ana Luíza Sathler *et al.* **Análise e comparação preliminar de softwares para projeto e simulação de sistemas fotovoltaicos**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, Belo Horizonte, abr. 2016. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1795/1785>>. Acesso em 10 mai. 2024.

LOPEZ, Ricardo Aldabó; **Energia solar para produção de eletricidade**. 1ª ed. São Paulo: Artliber editora, 2012.

MIGUEL, Paulo Augusto Cauchick. **Metodologia de pesquisa em engenharia de produção e gestão de operações**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora Ltda., 2012.

MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA. **Tributos cobrados na conta de energia**. Brasília, 2024. Disponível em: <<https://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tributos-cobrados-na-conta-de-energia>>. Acesso em: 20 abr. 2024.

MORI, Isabella yumi. **Análise da viabilidade de um sistema de geração distribuída solar fotovoltaica para UTFPR Londrina**. Trabalho de conclusão de curso (Bacharel em Engenharia Ambiental) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Câmpus Londrina, Londrina, 2018.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>. Acesso em: 01 abr. 2024.

PVSYST.**Photovoltaic Software**. Suíça,2024. Disponível em: <https://www.pvsyst.com/>>. Acesso em: 30 abr. 2024.

SANTOS, Josephine Danielle. **Viabilidade econômica e financeira de geração distribuída fotovoltaica residencial: análise do atual modelo de incentivo às fontes de energia renováveis**. Trabalho de conclusão de curso (Graduação de Engenharia de Produção Elétrica) – Departamento de Engenharia de Produção e Sistemas, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

SEU DINHEIRO. **Taxação do sol': você tem menos de seis meses para instalar energia solar antes do início da nova cobrança**. 2022. Disponível em: <https://www.seudinheiro.com/2022/economia/taxacao-do-sol-voce-tem-menos-de-seis-meses-para-instalar-energia-solar-antes-do-inicio-da-nova-cobranca-julw/>. Acesso em: 10 mai. 2024.

SHIMOMAEBARA, Lena Ayano; PEYERL, Drielli. **ENERGIA SOLAR NO BRASIL: histórico e planejamento energético**. Revista de Políticas Públicas, v. 25, n. 2, p. 854–869, 13 Jan 2022 Disponível em: <https://periodicoseletronicos.ufma.br/index.php/rppublica/article/view/18489>>. Acesso em: 20 nov. 2023.

SILVA, Raquel Xavier; FILHO, Manoel H. O. Pedrosa. **Análise de Desempenho de Usina Solar fotovoltaica Utilizando Simulações com dados de entrada medidos**. Instituto Federal de Pernambuco, Campus Pesqueira, Pesqueira 2022.

TESOURO DIRETO. **Títulos, preços e taxas dos títulos IPCA, pré e pós-fixados**. Brasília, 2024. Disponível em: <https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm>>. Acesso em: 10 mai. 2024.

