

ANÁLISE DOS IMPACTOS NA VIABILIDADE ECONÔMICA COM A VIGÊNCIA DA LEI 14.300/2022 EM PROJETOS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO EM CONSUMIDOR DO RN

Alexandro Vladno Rocha

ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-6494-2329>

E-mail: alexandro.rocha@ifrn.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Gabriel Chaves Camboim

E-mail: chaves.camboim@academico.ifrn.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Fabrcia Abrantes Figueiredos da Rocha

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-1561-9882>

E-mail: fabrcia.rocha@ifrn.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Editora associada: Anna Cecília Chaves Gomes

Artigo submetido em 12/06/2024, aceito em 09/07/2024 e publicado em 31/07/2024

DOI: 10.15628/empiricabr.2024.17319

RESUMO

O Brasil vem apresentando um crescimento exponencial no que diz respeito a geração solar fotovoltaica, tendo inclusive ultrapassado a energia eólica, se tornando a segunda maior fonte da nossa matriz elétrica. Isso tudo se deu, inicialmente, devido a Resolução Normativa nº 482/2012, que qualificou o consumidor brasileiro para a produção da sua própria energia. Porém, a Lei 14.300/2022 acarretou mudanças que impactam financeiramente os projetos de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Assim, como a maioria desse crescimento da energia solar no país ocorreu devido a sistemas de geração residencial e comercial, este trabalho objetiva analisar o real impacto na viabilidade econômica desses projetos, promovendo um comparativo no âmbito pré e pós Lei. Para tanto, foi estabelecido como objeto de estudo a realidade de uma residência e de um comércio, ambos localizados no município de Canguaretama, no Rio Grande do Norte. Para viabilizar a análise foram utilizadas as ferramentas de análise econômica: Valor Presente Líquido (VPL); Taxa Interna de Retorno (TIR); Taxa Mínima de Atratividade (TMA); e *Payback*. Para os projetos foi possível verificar-se um VPL positivo, porém percebeu-se um aumento no *payback* de 6 meses na unidade residencial e de 7 meses na unidade comercial, oriundo da diminuição no VPL de R\$7.144,53 e de R\$53.557,46, respectivamente. Nas duas situações se observou uma TIR maior do que a TMA definida, tanto no âmbito pré como pós lei.

PALAVRAS-CHAVE: Fotovoltaico. Energia. Viabilidade. Lei 14.300/2002. Microgeração.

ANALYSIS OF IMPACTS ON ECONOMIC FEASIBILITY DURING THE EFFECTIVENESS OF LAW 14,300/2022 ON SOLAR PHOTOVOLTAIC GENERATION PROJECTS: A CASE STUDY IN A CONSUMER FROM RN

ABSTRACT

Brazil has been experiencing exponential growth in photovoltaic solar generation, having even surpassed wind energy and becoming the second-largest source of our electricity matrix. All of this was initially due to Normative Resolution No. 482/2012, which qualified Brazilian consumers to produce their energy. However, Law 14,300/2022 brought about changes that have a financial impact on Micro and Mini Distributed Generation (MMGD) projects. Thus, since most of this growth in solar energy in the country occurred due to residential and commercial generation systems, this work aims to analyze the actual impact on the economic viability of these projects, promoting a comparison between before and after the Law. To this end, the reality of a residence and a business, both located in the municipality of Canguaretama, in Rio Grande do Norte, were established as the object of study. To enable the analysis, the following economic analysis tools were used: Net Present Value (NPV); Internal Rate of Return (IRR); Minimum Attractiveness Rate (MAR); and Payback. For the projects, it was possible to verify a positive NPV. However, an increase in the payback of 6 months in the residential unit and of 7 months in the commercial unit was observed, resulting from the decrease in the NPV of R\$7,144.53 and R\$53,557.46, respectively. In both situations, an IRR greater than the defined MARR was observed, both in the pre-and post-law context.

KEYWORDS: Photovoltaic. Energy. Viability. Law 14.300/2002. microgeneration.

1 INTRODUÇÃO

A eletricidade é algo essencial na vida do ser humano moderno. Isso é algo inegável, pois vive-se em um mundo onde as pessoas estão cercadas por aparelhos elétricos e eletrônicos, que são desenvolvidos com a função de melhorar sua qualidade de vida e bem-estar, por isso cada dia que passa tornam-se ainda mais dependentes desses recursos. Entretanto, essa tendência impulsiona o crescimento do uso da energia elétrica.

Sabe-se que, atualmente, existem diversas maneiras de gerar energia elétrica, mas nem todas são benéficas ao planeta terra. Diante dessa realidade, deve-se utilizar o mínimo possível de fontes maléficas ao meio ambiente e buscar o uso de soluções renováveis e limpas.

No Brasil, especificamente, a matriz energética é composta por 56,8% de energia proveniente de hidrelétricas, que é uma fonte de energia renovável. O problema histórico é que a precipitação não é suficiente para a geração que é demandada pelas unidades consumidoras brasileiras, acarretando um aumento na tarifa de energia elétrica. Com isso, se vê a necessidade por busca de outras energias, também renováveis, para diversificar a matriz brasileira, de maneira a reduzir a dependência da energia hidráulica. Nesse direcionamento, a energia solar é uma solução econômica e sustentável, sendo vista como uma boa aliada para a diversificação da matriz, representando atualmente 2,5% e em crescimento constante (BEN, 2022).

Silva (2020) afirma que uma das vantagens no uso da energia fotovoltaica reside no fato desta ser limpa e renovável, uma vez que não emite poluentes durante a sua geração. Para além disso, destaca-se uma baixa manutenção, dada a durabilidade dos painéis solares, em média 25 anos. Miranda et al. (2019) explicitam a redução nos custos como sendo um dos grandes atrativos para o uso da energia solar.

Castro e Dantas (2018) evidenciam que, sob a ótica do consumidor, o investimento em um sistema fotovoltaico torna-se atrativo não apenas devido ao custo do sistema, mas também pelo valor das tarifas de energia elétrica. Entretanto, normativas surgiram e com elas regras quanto a taxação entraram em vigor, levando o consumidor a questionar a viabilidade de instalar um sistema.

De fato, em 2012, como propulsora da geração solar, surge a Resolução Normativa nº 482/2012, que qualifica o consumidor brasileiro para a produção de sua própria energia, ou seja, ela propõe que o consumidor possa fornecer o excedente de energia gerado para a rede de distribuição da concessionária local a partir do modelo de compensação, onde esse excedente seria convertido como forma de crédito, podendo ser usado para abater o valor a ser pago à distribuidora. Desde a vigência da norma, essa compensação ocorria de maneira integral, ou seja, toda a energia injetada na rede seria qualificada como crédito. Porém, em 2020 a ANEEL propôs alternativas para reger um novo sistema de compensação, com o intuito de remunerar as concessionárias com os gastos referente a transmissão e a distribuição da energia injetada na rede (ANEEL, 2017).

Em 2019, foi criado o projeto de lei 5.829/19, que deu origem à Lei 14300/2022, que entrou em vigor no dia 06/01/2022. Apesar desta já ter entrado em vigor, previu um período de transição para projetos solicitados em até 12 meses contados a partir da data de publicação da lei, ou seja, apenas no dia 07/01/2023 que a nova lei de compensação foi de fato aplicada sobre projetos de geração distribuída (GD).

Essa “taxação” incide sobre a energia injetada na rede, de maneira que não existe mais compensação integral, sendo descontada a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de fio B, o qual se refere à distribuição regional, que representa 38% da tarifa de energia para consumidores abrangidos pela concessionária NEOENERGIA COSERN. Ressalta-se que esse percentual não será cobrado inteiramente, mas sim de forma escalonada, de tal forma que para

o ano de 2023 apenas 15% desse percentual incidiu sobre a energia injetada, seguidos por um aumento percentual de 15% para os anos seguintes até o ano de 2028, onde se pagará 90%. A partir de 2029 a ANEEL estabelecerá uma nova regra (BRASIL, 2022).

Considerando esse cenário, este trabalho objetiva analisar os impactos na viabilidade econômica de projetos voltados para Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) trazidos pela nova Lei de compensação de energia 14.300/2022, realizando um comparativo com a realidade antes desta Lei entrar em vigor, de maneira a verificar se o investimento ainda compensa. Assim, para oportunizar o estudo foi considerado o caso de uma unidade comercial e de uma residencial no estado do Rio Grande do Norte, localizadas na cidade de Canguaretama.

Para a análise de viabilidade econômica se faz necessário o uso de ferramentas financeiras para tornar possível a tomada de decisões referente à rentabilidade do projeto. De acordo com Ayrão (2018), para analisar o investimento em sistemas fotovoltaicos são oportunos determinar o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback*. Dessa maneira estas serão consideradas no estudo.

Torna-se oportuno destacar que Li, Boyle e Reynolds (2011) enfatizam que o desconhecimento acerca da verdadeira economia gerada mediante a energia solar fotovoltaica de uso doméstico constitui um obstáculo significativo para a expansão de instalações dos sistemas em unidades residenciais. Isso justifica a importância de desenvolver este estudo, que não estende a análise e, também, considera o impacto no segmento comercial.

Assim, na sequência, se terá uma breve abordagem acerca da tarifação de energia elétrica e dos aspectos legais que regem os projetos para Micro e Minigeração Distribuída, bem como das ferramentas financeiras que permitem analisar a viabilidade econômica de um investimento. Posteriormente a metodologia, destacando o caminho percorrido para a realização do estudo. E, por fim, a discussão dos resultados obtidos, dada a realidade da implantação do sistema fotovoltaico para uma unidade residencial e para uma unidade comercial, seguida das conclusões e referências bibliográficas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As tarifas de energia elétrica são definidas a partir de dois componentes: demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência corresponde a média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à concessionária, durante um intervalo de tempo especificado (normalmente, 15 minutos), sendo medido em quilowatt (KW), sendo faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento (em geral, 30 dias). Já o consumo de energia corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, sendo medido em quilowatt/hora (KWh) ou em megawatt/hora (MWh) (ANEEL, 2005).

[...] as tarifas de energia elétrica no Brasil são compostas por diversos componentes, dentre eles a tarifa de energia, que remunera os custos com a geração, transmissão e distribuição da energia elétrica; a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), que remunera os custos de uso das redes de distribuição; e a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST), que remunera os custos de uso das redes de transmissão (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021, p. 1).

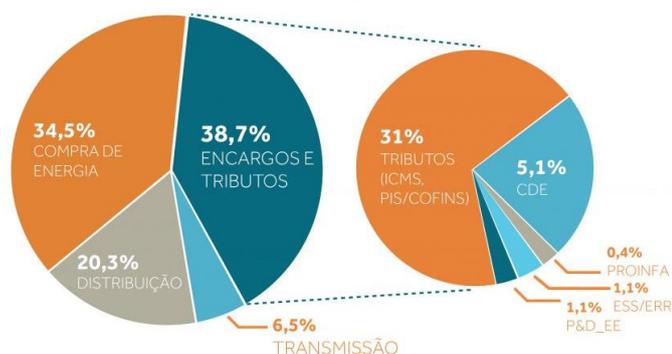
Assim, quando se fala em tarifa de energia se pensa em um valor isolado, cobrado por kWh a cada mês pelo que é consumido da rede. Porém, na composição desse valor estão

inclusas diversas taxas. Para consumidores cativos, a tarifa de energia elétrica é constituída basicamente por: custos com a aquisição de energia elétrica; custos relativos ao uso do sistema de distribuição; custos relativos ao uso do sistema de transmissão; perdas técnicas e não técnicas; encargos diversos e impostos.

É relevante esclarecer que os consumidores, no setor elétrico, podem ser classificados segundo sua liberdade de escolha quanto ao fornecedor de energia elétrica, de acordo com Farias e Borba (2021), a saber: cativos, aos quais só é permitido comprar energia da concessionária; livres, que compram a energia de terceiros; especiais, abrangendo os consumidores que contratam energia de fontes renováveis; e híbridos, que apresentam instalações de consumo em mais de uma área de concessão de distribuição de energia elétrica.

Logo, pôde-se dizer que a tarifa de energia é um agregado complexo de custos. A Figura 1 exibe o gráfico de elaboração da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), ano de referência 2018, indicando a composição tarifária média do Brasil (incluindo todos os consumidores brasileiros): é possível visualizar que a maior parcela da tarifa de energia é constituída por encargos e tributos, isto é, 38,7%, dentre eles, PIS/PASEP, COFINS e ICMS, que representam 31% do valor.

Figura 1 – Destinação dos recursos recolhidos nas contas de energia no Brasil.

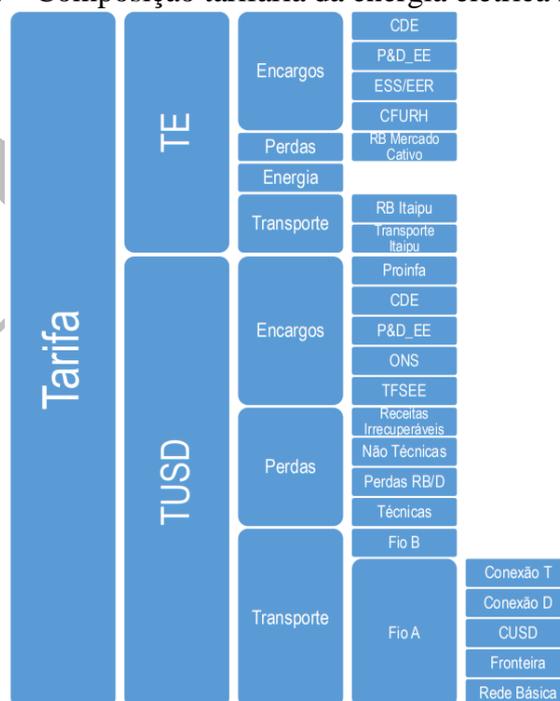


Fonte: ABRADEE (2019).

Outro custo que deve ser considerado na composição do valor final da conta de energia é o proveniente das Bandeiras Tarifárias, na qual o custo sazonal de geração de energia, ou seja, a variação de preço para gerar energia elétrica conforme a época do ano, volume de chuvas, disponibilidade hídrica, entre outras variáveis, dada a presença majoritária de hidrelétricas na matriz elétrica brasileira, é sinalizado diretamente ao consumidor final (ABRADEE, 2016).

A composição tarifária também pode ser dividida em Tarifa de Energia (TE), na qual incide o valor referente a energia gerada em si majoritariamente, e em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), referente a transmissão e a distribuição de energia, compreendendo a parcela relacionada as perdas elétricas, encargos, TUSD de fio A e TUSD de fio B, sendo este último objeto de estudo deste trabalho, dada a sua taxaço que passou a ocorrer a partir do ano de 2023, em detrimento da Lei 14300/2022. A Figura 2 mostra todas as componentes presentes na tarifa da energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2018; BRASIL, 2022).

Figura 2 – Composição tarifária da energia elétrica no Brasil.



Fonte: Relatório de AIR nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL (2018).

2.2 A RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012

A Resolução Normativa nº 482/2012 entrou em vigor em 17 de abril de 2012, estabelecendo as condições gerais de acesso de projetos de Microgeração, onde a potência instalada é menor ou igual a 75KW e que utilize cogeração qualificada, e de Minigeração Distribuída, onde a potência instalada é superior a 75 KW e menor ou igual a 5 MW para fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. A norma qualifica consumidores do mercado cativo a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes de energia renováveis ou cogeração qualificada e a fornecer o excedente para a rede de distribuição (ANEEL, 2017).

Com relação ao método de compensação, a norma estabelece que toda a energia ativa injetada na rede de distribuição é contabilizada como créditos, podendo ser utilizados em um período de até 60 meses para o abatimento da conta de energia. Essa contabilização dos quilowatt-hora (KWh) injetados é feita a partir de um medidor bidirecional, instalado na unidade consumidora detentora de um sistema de MMDG (ANEEL, 2015).

No geral, a Resolução Normativa nº 482/2012 passou por duas revisões, que aconteceram no ano de 2015 e 2017, respectivamente. Durante essas revisões, surgiram as resoluções 687/15 e 786/17. Em 2019, surgiu o projeto de Lei 5.829/19, que propôs uma mudança no sistema de compensação de energia elétrica afim de cobrir os gastos de transmissão e de distribuição da energia injetada pelos sistemas de MMDG. Para isso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabeleceu seis alternativas possíveis para essa modificação, apresentadas na Tabela 1 (ANEEL, 2019).

Tabela 1 – Alternativas para novo modelo de compensação de energia elétrica.

Alternativas	Tipos de compensação
Alternativa 0	Compensação integral
Alternativa 1	Sugere que o valor relacionado à TUSD de fio B não seria compensado, o que corresponderia a cerca de 30% da energia injetada que não seria contabilizada como crédito, restando 70%.
Alternativa 2	Sugere que o valor relacionado à TUSD de fio B e fio A não seria compensado, o que corresponderia a cerca de 34% da energia injetada que não seria contabilizada como crédito, restando 66%.
Alternativa 3	Mesmo da Alternativa 02 adicionando a parte dos encargos de transmissão, correspondendo a 42% da energia injetada praticamente, restando 58%.
Alternativa 4	Todos os custos citados nas alternativas anteriores mais a parte das perdas na rede, o que corresponderia a 50% da energia injetada na rede.
Alternativa 5	O consumidor viria a pagar todas as parcelas relacionadas a tarifa de energia, com exceção da parte de energia em si relacionada a TE, correspondendo a quase 63% da energia injetada que não seria aproveitada como créditos.

Fonte: Adaptado de ANEEL (2019)

Para o caso de consumidores do grupo B, residencial e comercial, que constituem o objeto deste estudo, a ANEEL adotou a Alternativa 01 para a Lei 14.300/2022, que passou a vigorar a partir do dia 06/01/2022.

2.3 LEI Nº 14.300/2012

Com base na Resolução Normativa nº 687/2015, é publicada no dia 06 de janeiro de 2022, a Lei 14.300/22, instituindo o marco legal da Microgeração e da Minigeração distribuída. Esta Lei apresenta diferenças em relação a REN nº 482/2012, como, por exemplo, a questão da duplicidade que com a nova Lei deixa de existir; antigamente, a unidade consumidora, mesmo não tendo consumido a taxa mínima de disponibilidade, seria obrigada a pagar o valor.

A nova Lei também traz mudanças com relação ao modo de compensação, que não ocorreria mais de maneira integral, sendo cobrada a parcela relacionada aos custos de transmissão da energia, que é injetada na rede por esses sistemas de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), especificamente a TUSD de fio B, que representa cerca de 30% da composição tarifária brasileira. Entretanto, de acordo com Brasil (2022), esse percentual não seria cobrado completamente logo após a vigoração da nova lei, mas sim de maneira escalonada: 15% a partir de 2023; 30% a partir de 2024; 45% a partir de 2025; 60% a partir de 2026; 75% a partir de 2027; e 90% a partir de 2028.

Após esse período de transição, a ANEEL decidirá uma nova regra a ser aplicada a partir de 2029. Porém as unidades consumidoras que homologassem projetos de MMGD no período de carência de 12 meses, contando a data de publicação da nova Lei 14.300/2022, não serão afetados pelo novo modo de compensação até o dia 31 de dezembro de 2045 (BRASIL, 2022).

Ressalta-se que, nos casos em que a unidade consumidora quiser fazer um aumento na potência instalada de um sistema já existente, somente a energia que virá a ser gerada pela parcela ampliada segue a nova Lei, enquanto a parcela em operação se mantém com as regras aplicadas anteriormente. Também é possível fazer a troca de titularidade de sistemas já instalados sem ser afetado pela nova Lei (BRASIL, 2022).

2.4 ANÁLISE DO INVESTIMENTO EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

Em linhas gerais, diante da instalação de um sistema fotovoltaico tem-se o investimento de uma quantia no presente. Assim, quando se fala em analisar a sua viabilidade, entende-se, de forma prática, que se deve determinar em quanto tempo este valor será retornado, mas também as economias advindas posteriormente.

Ayrão (2018) destaca que para se proceder com a análise de investimento pôde-se utilizar o período de *payback*, além do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR).

O VPL quantifica, em valores atuais, o valor de riqueza que será gerado pelo projeto: quando é maior que zero, deve-se aceitar o projeto, mas quando é menor que zero, deve-se rejeitá-lo. Já a TIR corresponde a taxa de retorno anual composta, que será obtida caso as entradas previstas sejam recebidas. E o *payback* é o número de períodos necessários para tornar o VPL nulo, sendo, geralmente, medido em anos (AYRÃO, 2018; ABREU FILHO, 2012; GITMAN, 2010).

Portanto, para calcular o VPL é necessário trazer todas as entradas e saídas futuras para o valor presente, no decorrer da vida útil do projeto, deduzindo-se do valor do investimento. Para tanto, é preciso definir uma taxa de juros, sendo esta chamada de Taxa Mínima de Atratividade (TMA) (AYRÃO, 2018).

O cálculo do VPL, então, pode ser determinado a partir da equação 1, com base em Pinho e Galdino (2014):

$$VPL = -I_{SFVCR} + \sum_{t=1}^n \frac{R_{SFVCR}}{(1+i)^t} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde, R_{SFVCR} representa as receitas líquidas futuras; I_{SFVCR} corresponde ao investimento presente; e i a TMA.

A TIR, por sua vez, diz respeito a taxa de desconto, que ocasiona o VPL ser igual a zero. Dessa forma, na Equação 1, corresponde ao valor de i que leva o VPL ao valor nulo. Logo, se a TIR for maior que a TMA, deve-se aceitar o projeto; em sendo menor que a TMA, o projeto deve ser rejeitado (GITMAN, 2010).

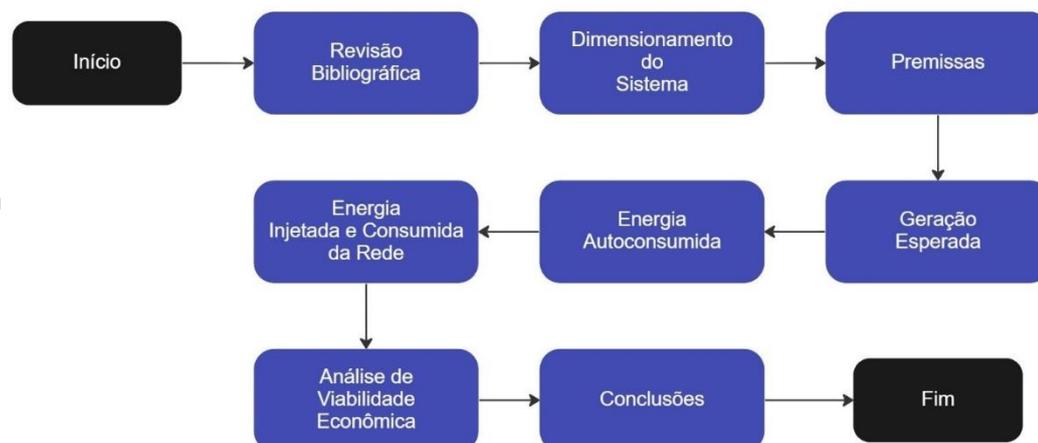
Já o *payback* é determinado mediante a soma dos valores dos fluxos de caixa do projeto até que estes anulem o investimento realizado. Entretanto, para estimá-lo, recomenda-se considerar a TMA, sendo necessário definir previamente um período de corte (PC), que representa um prazo máximo para se ter o retorno do capital investido (ABREU FILHO, 2012).

Serafim Junior et al. (2018) evidenciaram que mesmo diante de um perfil de baixo consumo, as pessoas manifestaram interesse em investir em um sistema fotovoltaico, mas entendem que o custo e a ausência de incentivos findam por dificultar o investimento. Já Dalfovo et al. (2019) destacaram que a viabilidade econômica se torna mais atrativa para unidades residenciais com alto consumo, dada a ausência de subsídios para a adesão à energia solar.

3. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento deste trabalho seguiu-se a ordem cronológica apresentada na Figura 2.

Figura 2: Fluxograma metodológico.



Fonte: Autoria própria (2023).

Primeiramente foi realizada uma revisão bibliográfica relacionado à temática: tarifação da energia elétrica, para se ter um conhecimento acerca das componentes tarifárias; Resolução Normativa (REN) nº 482/2012, para a questão da compensação e de como eram tratados os projetos de Micro e de Minigeração Distribuída (MMGD); Lei 14.300/2022, com o propósito de identificar os principais pontos que impactam os projetos de MMGD; e a análise de investimento, apresentando o período de *payback*, além do Valor Presente Líquido (VPL) e da Taxa Interna de Retorno (TIR).

Após o embasamento teórico, partiu-se para a parte do dimensionamento dos sistemas das unidades consumidoras – residencial e comercial –, escolhidas como objeto deste estudo. Para tanto, foi feito o levantamento do histórico de consumo de cada unidade analisada, para, com esses valores, ser ter uma proposta elaborada por uma empresa atuante no ramo de energia solar fotovoltaica para cada unidade de consumo.

Com base nas propostas foi possível verificar a potência do sistema exigida para suprir completamente o consumo, além do fator de perdas do sistema fotovoltaico e do fator de diminuição de rendimento dos módulos, com o passar do tempo. Esses dados são importantes para a análise de viabilidade econômica, visto que, com a redução de eficiência e as perdas do sistema, a geração de energia útil diminui, afetando a rentabilidade do projeto.

Com o sistema dimensionado, seguiu-se para a parte das premissas, onde foram demarcados pontos relevantes para o desenvolvimento do trabalho, como:

- a. Um fator de perdas total igual à 25%, valor este cedido pela empresa elaboradora da proposta;
- b. Uma incidência de alíquota de PIS/COFINS de 4,5%, e ICMS de 20%, valor médio calculado dos últimos anos, dados estes retirados da Receita Federal do Brasil (RFB, 2023);
- c. Uma incidência de ICMS de 20%, valor que passou a contar a partir de abril de 2023. Mas, como a incidência passada, antes da mudança sancionada pela governadora do estado, era de 18%, foi considerado o novo valor, devido a sua incidência ocorrer em praticamente todo o tempo de análise do estudo. Os dados foram levantados a partir da Secretaria de Tributação do Rio Grande do Norte (SET/RN, 2023);
- d. Foi considerada bandeira verde para o caso de ambas as unidades consumidoras, visto que além de ser algo completamente imprevisível, iria interferir na análise de viabilidade econômica do projeto;

e. Degradação dos módulos fotovoltaicos de 3% no primeiro ano, e de 0,45% nos anos seguintes, sendo estes valores cedidos pela empresa elaboradora da proposta, com base no modelo dos módulos;

f. Análise de fluxo de caixa do ano 2023 até o ano de 2045, que é quando a lei passará a ser aplicada em todas as unidades com instalações fotovoltaicas;

g. As taxas de iluminação pública não foram consideradas no custo da energia;

h. A taxa de inflação da energia foi estimada pela média dos reajustes anuais, revisões periódicas e extraordinárias desde o ano de 2013, sendo estes dados cedidos pela concessionária distribuidora de energia do estado do Rio Grande do Norte, (NEOENERGIA COSERN). O valor médio calculado foi de 6,963%, tendo sido aproximado para 7% ao ano;

i. O valor do investimento pago à vista; e

j. A porcentagem entre “fio B/tarifa” de 38%, onde os valores de “fio b” e “tarifa” foram extraídos do site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2023).

Com o estabelecimento das premissas, o próximo passo foi descobrir a geração média esperada pelo sistema, com base nos dados do projeto. Foram utilizados os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), que forneceu médias mensais de irradiação estimadas para todo o território brasileiro.

Com os dados de irradiação média encontrados foi possível determinar, com base em Júnior (2022), a geração média esperada por meio da Equação 2.

$$G = P \cdot IPI \cdot ND \cdot (1 - FP) \quad (\text{Equação 2})$$

Onde, G é quantidade média de geração no mês, em KWh; P é a potência dimensionada do sistema, em KW; IPI é a irradiação média no plano inclinado para o mês, em KWh/m²*dia; ND é o número de dias do mês; e FP é o fator de perdas estimado no projeto.

Com esses dados de geração, partiu-se para o cálculo da energia autoconsumida do sistema, que é basicamente o quanto o sistema gera e é consumido de maneira simultânea, sem injeção na rede. Para descobrir esses valores, fez-se a multiplicação do fator de simultaneidade, considerado para cada unidade, pela geração média esperada de cada mês. Os dados referentes ao fator de simultaneidade foram retirados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Foi considerado um fator de simultaneidade de 35% para a unidade residencial e de 60% para a comercial (EPE, 2020).

Após serem calculados os dados de energia autoconsumida referentes a cada mês, restaram os dados de energia injetada e consumida da rede, de forma a se saber a taxação segundo a Lei 14.300/2022. Para encontrar o quanto de energia é injetada a cada mês fez-se a subtração do quanto é gerado pelo que é autoconsumido. Para saber o quanto é consumido da rede, realizou-se a subtração do consumo da residência pelo que foi autoconsumido.

Logo, na sequência, foram realizados os cálculos de viabilidade econômica de ambos os projetos, no âmbito pré e pós Lei, para o período de 2023 até 2045. Inicialmente calculou-se o valor a se pagar de energia anualmente sem o sistema, tanto para a unidade residencial quanto para a unidade comercial. Para isso, utilizou-se da Equação 3:

$$VC = (T / (1 - (PIS + COFINS + ICMS))) \cdot CM \cdot 12 \quad (\text{Equação 3})$$

Onde, T é o valor esperado da tarifa do ano em análise, já considerando a taxa de inflação de energia; CM é o consumo média mensal; VC é o valor a ser cobrado no ano; e 12 é referente a quantidade de meses do ano.

Em seguida, foi calculado o valor a se pagar de energia à distribuidora com o sistema no âmbito pré Lei para ambas as unidades consumidoras, a partir da Equação 4.

$$VP = (CM - GM \cdot E) \cdot T \cdot 12 \quad (\text{Equação 4})$$

Onde, GM é a geração média mensal; E representa a eficiência do sistema no ano de análise; e T representa o valor da tarifa incluindo os impostos/tributos.

Para o cálculo do valor a se pagar no âmbito pós Lei foi considerada a Equação 5.

$$VP = (EC - EI \cdot (1 - ESC \cdot FIOB)) \cdot E \cdot T \cdot 12 \quad (\text{Equação 5})$$

Onde, EC é referente a energia consumida da rede; EI é a energia injetada na rede; ESC é o valor referente ao escalonamento da TUSD de fio B no ano de análise; e $FIOB$ é a porcentagem de fio B na tarifa de energia.

Após o cálculo dos valores a serem pagos à distribuidora para os sistemas no âmbito pré e pós Lei foi elaborado o fluxo de caixa. Para tanto, foi considerando como saída o investimento inicial para cada sistema e como entrada a diferença entre o que iria ser pago sem o sistema à concessionária pelo que há de ser pago com o sistema instalado para cada unidade consumidora.

Por fim, teve-se a determinação do VPL de cada sistema no âmbito pré e pós Lei, considerando os fluxos de caixa. Foi utilizada uma TMA de 13,75%, considerando como base comparativa a média da taxa Selic dos últimos 5 anos, dados esses retirados do Banco Central do Brasil (BCB, 2022). Com os valores de VPL, foi calculado o VPL acumulado, a TIR e o *payback*. Para realizar os cálculos deste trabalho foram utilizadas as ferramentas do *software Microsoft Excel*®.

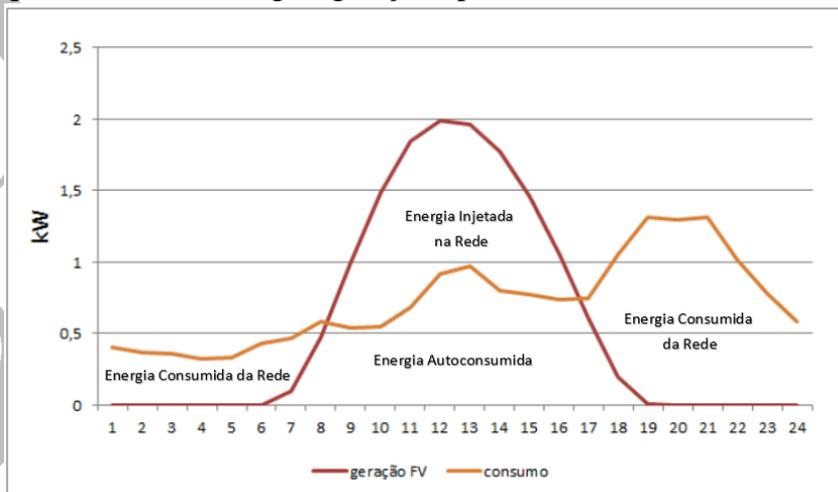
Na próxima seção são apresentados os resultados obtidos por unidade de consumo, ou seja, residencial e comercial, considerando a sistemática anteriormente descrita, que permitirá proceder com a análise do investimento para o projeto fotovoltaico.

4 RESULTADOS OBTIDOS

4.1 UNIDADE RESIDENCIAL

Nesta seção são apresentados os dados calculados de energia gerada, autoconsumida, injetada na rede e consumida da rede, necessários para a análise de viabilidade econômica da unidade residencial. Para melhor identificar onde se localizam todos esses tipos de energias citados anteriormente, a Figura 4 apresenta as curvas de carga e geração típicas de uma unidade residencial.

Figura 4: Curva de carga e geração típica de uma unidade residencial.

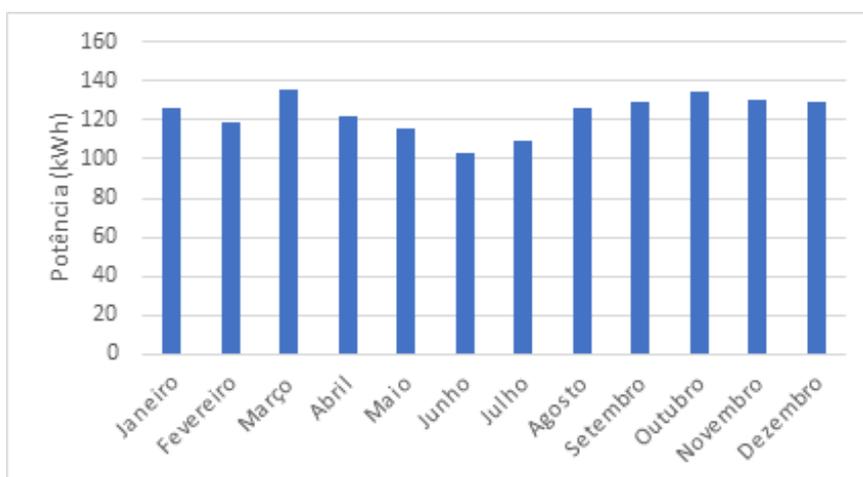


Fonte: Adaptado pelo autor com base em dados da (ANEEL, 2017).

4.1.1 ENERGIA AUTOCONSUMIDA

A energia autoconsumida se refere a parcela de energia que é consumida simultaneamente a geração. Para o seu cálculo é necessário se ter a geração do sistema e o seu fator de simultaneidade. No caso de uma unidade residencial, considera-se aproximadamente 35% (EPE, 2020). Os valores de geração desta unidade foram calculados a partir da Equação 2, com base nesses valores e o fator apresentado conforme evolução retratada na Figura 5.

Figura 5: Gráfico referente ao autoconsumo da unidade residencial.



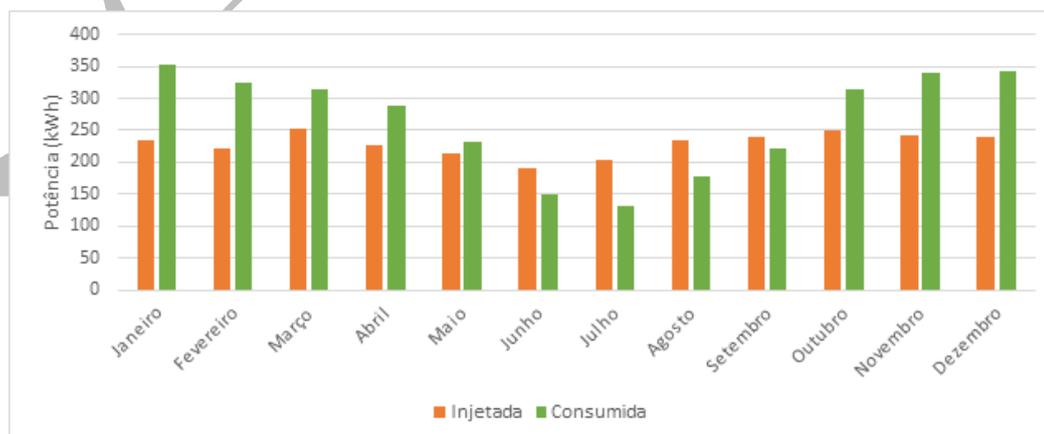
Fonte: Autoria própria (2023).

Logo, o valor de geração média calculada do sistema foi de 352,22KWh e o de autoconsumo médio mensal obtido para a unidade residencial foi de 123,27KWh.

4.1.2 ENERGIA INJETADA E CONSUMIDA DA REDE

A energia injetada e consumida são as parcelas que entram em contato com a rede de distribuição. Para o cálculo da energia injetada, localizada na parte superior da curva de geração, como visto na Figura 5, faz-se a multiplicação dos valores de geração média de cada mês analisado por (1-FS), onde FS é o fator de simultaneidade. Já para o cálculo da energia consumida multiplica-se os valores de consumo médio de cada mês analisado por (1-FS). A Figura 6 apresenta os valores encontrados.

Figura 6: Gráfico da energia injetada e consumida da rede na unidade residencial.



Fonte: Autoria própria (2023).

As medias de energia injetada e consumida da rede para a unidade residencial são de 228,94KWh e 265,89KWh, respectivamente. A diferença entre a energia consumida e injetada é de 36,95KWh, valor próximo de 30KWh, que é a taxa mínima paga à concessionária de energia para clientes monofásicos, valor previsto no dimensionamento do projeto com base de evitar maiores gastos financeiros devido a “duplicidade” que era praticada até o início do ano de 2022.

4.1.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PROJETOS PRÉ-LEI E PÓS-LEI

Para a construção da Tabela 2, foi considerado um fluxo de caixa onde o valor inicial é dado pelo investimento do projeto fotovoltaico e os valores seguintes são referentes a economia gerada entre o que viria a ser pago, caso não houvesse o sistema, e o que a de ser pago à concessionaria de energia com o sistema instalado. Foi utilizada uma TMA de 13,75%.

O VPL obtido do projeto pré Lei foi de R\$25.919,23, com uma TIR de 21,11%, e um *payback* em 3,99 anos, ou 48 meses aproximadamente.

Considerando Gitman (2010), dado o valor positivo do VPL e a TIR maior do que a TMA, deve-se aceitar o projeto, ou seja, entende-se que este é viável, apresentando um tempo de retorno de 4 anos.

Tabela 2: Análise da viabilidade econômica do projeto (antes da nova lei de compensação).

Ano	Eficiência do sistema (%)	Valor pago a concessionária sem o sistema (R\$)	Valor pago a concessionária com o sistema (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
2022	100	-	-	-10.990,00	-10.990,00	-10.990,00
2023	97	3.883,31	368,7016	3.514,61	3.089,77	-7.900,23
2024	96,55	4.155,15	507,3298	3.647,82	2.819,23	-5.081,00
2025	96,1	4.446,01	560,9503	3.885,06	2.639,63	-2.441,37
2026	95,65	4.757,23	619,5918	4.137,63	2.471,42	30,04464
2027	95,2	5.090,23	683,6945	4.406,54	2.313,88	2.343,92
2028	94,75	5.446,55	753,7355	4.692,81	2.166,33	4.510,25
2029	94,3	5.827,81	830,2322	4.997,57	2.028,15	6.538,40
2030	93,85	6.235,75	913,7451	5.322,01	1.898,73	8.437,13
2031	93,4	6.672,26	1004,882	5.667,37	1.777,54	10.214,67
2032	92,95	7.139,31	1104,3	6.035,01	1.664,04	11.878,72
2033	92,5	7.639,07	1.212,71	6.426,35	1.557,75	13.436,47
2034	92,05	8.173,80	1.330,89	6.842,91	1.458,22	14.894,69
2035	91,6	8.745,97	1.459,68	7.286,29	1.365,02	16.259,71
2036	91,15	9.358,18	1.599,97	7.758,22	1.277,74	17.537,45
2037	90,7	10.013,26	1.752,75	8.260,51	1.196,01	18.733,46
2038	90,25	10.714,18	1.919,07	8.795,11	1.119,49	19.852,95
2039	89,8	11.464,18	2.100,10	9.364,08	1.047,83	20.900,78
2040	89,35	12.266,67	2.297,07	9.969,60	980,74	21.881,52
2041	88,9	13.125,34	2.511,32	10.614,02	917,9166	22.799,43
2042	88,45	14.044,11	2.744,31	11.299,80	859,0982	23.658,53
2043	88	15.027,20	2.997,61	12.029,59	804,0281	24.462,56
2044	87,55	16.079,10	3.272,93	12.806,17	752,4687	25.215,03
2045	87,1	17.204,64	3.572,10	13.632,53	704,1972	25.919,23

Fonte: Autoria Própria (2023).

Para a elaboração da Tabela 3 foram utilizados os mesmos parâmetros da Tabela 2. O VPL obtido do projeto pós Lei foi de R\$18.774,70, com uma TIR de 17,15% e um *payback* em 4,5 anos, ou 54 meses aproximadamente.

Para ambos os casos se percebe que o VPL é positivo e a TIR se mantém maior que a TMA, definida com 13,75%, ou seja, apesar de se verificar um aumento no tempo de *payback* de 6 meses aproximadamente, continua sendo viável esse investimento, mesmo com a aplicação da nova lei de compensação.

De fato, Gitman (2010) destaca que um valor positivo do VPL, com uma TIR maior do que a TMA, sinaliza uma favorabilidade do projeto. O retorno, por sua vez, acontece com 4,5 anos.

Portanto, os dados obtidos revelam que apesar da mudança imposta para a taxaço, ainda é viável investir em um sistema fotovoltaico para residências. Há uma elevação do tempo de retorno em 6 meses.

Tabela 3: Análise da viabilidade econômica do projeto (com a nova lei de compensação).

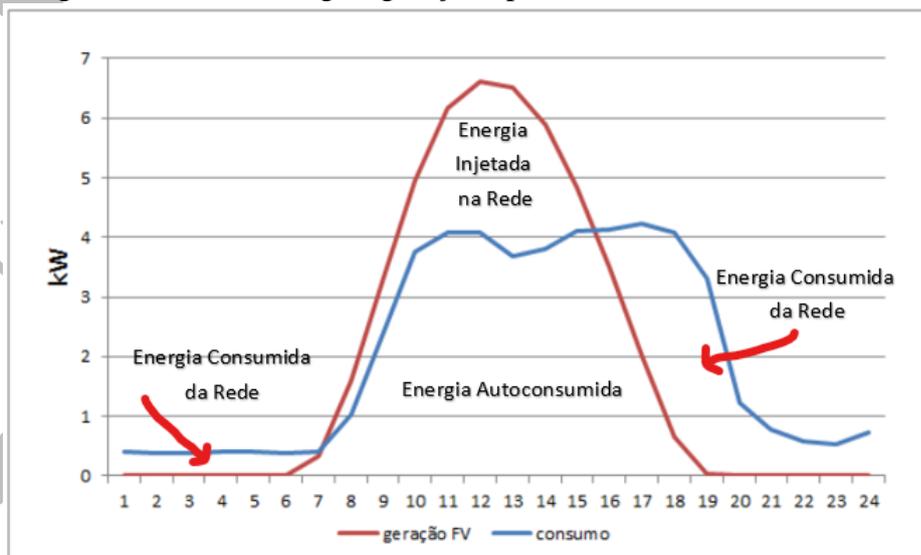
Ano	Eficiência do sistema (%)	Valor pago a concessionária sem o sistema (R\$)	Valor pago a concessionária com o sistema (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
2022	100	-	-	-10.990,00	-10.990,00	-10.990,00
2023	97	3.883,31	498,2515	3.385,06	2.975,88	-8.014,12
2024	96,55	4.155,15	776,2495	3.378,90	2.611,39	-5.402,73
2025	96,1	4.446,01	990,5641	3.455,44	2.347,74	-3.054,99
2026	95,65	4.757,23	1.229,65	3.527,58	2.107,03	-947,9639
2027	95,2	5.090,23	1.495,83	3.594,40	1.887,43	939,46
2028	94,75	5.446,55	1.791,61	3.654,94	1.687,22	2.626,68
2029	94,3	5.827,81	2.058,32	3.769,49	1.529,76	4.156,44
2030	93,85	6.235,75	2.221,55	4.014,20	1.432,15	5.588,59
2031	93,4	6.672,26	2.397,56	4.274,70	1.340,73	6.929,32
2032	92,95	7.139,31	2.587,32	4.551,99	1.255,13	8.184,45
2033	92,5	7.639,07	2.791,90	4.847,17	1.174,96	9.359,41
2034	92,05	8.173,80	3.012,44	5.161,36	1.099,88	10.459,29
2035	91,6	8.745,97	3.250,18	5.495,79	1.029,58	11.488,88
2036	91,15	9.358,18	3.506,44	5.851,75	963,75	12.452,63
2037	90,7	10.013,26	3.782,65	6.230,61	902,1096	13.354,74
2038	90,25	10.714,18	4.080,35	6.633,84	844,3885	14.199,13
2039	89,8	11.464,18	4.401,19	7.062,99	790,3412	14.989,47
2040	89,35	12.266,67	4.746,95	7.519,72	739,7349	15.729,20
2041	88,9	13.125,34	5.119,56	8.005,78	692,3516	16.421,56
2042	88,45	14.044,11	5.521,07	8.523,04	647,987	17.069,54
2043	88	15.027,20	5.953,71	9.073,49	606,4496	17.675,99
2044	87,55	16.079,10	6.419,86	9.659,24	567,5602	18.243,55
2045	87,1	17.204,64	6.922,11	10.282,53	531,1507	18.774,70

Fonte: Autoria Própria (2023).

4.2 UNIDADE COMERCIAL

Utilizando o mesmo raciocínio adotado para a análise de viabilidade econômica da unidade residencial, foram calculados os resultados relacionados à unidade comercial. Entretanto, a curva de carga e geração típica são diferentes, ou seja, o fator de simultaneidade (FS) não é o mesmo, sendo considerado como 60%, ou seja, quase o dobro do valor, quando comparado com a unidade passada: isso se dá pelo fato de que os comércios tendem a estar em funcionamento em horários quando ocorre geração de energia. A Figura 7 possibilita visualizar essa diferença.

Figura 7: Curva de carga e geração típica de uma unidade comercial.

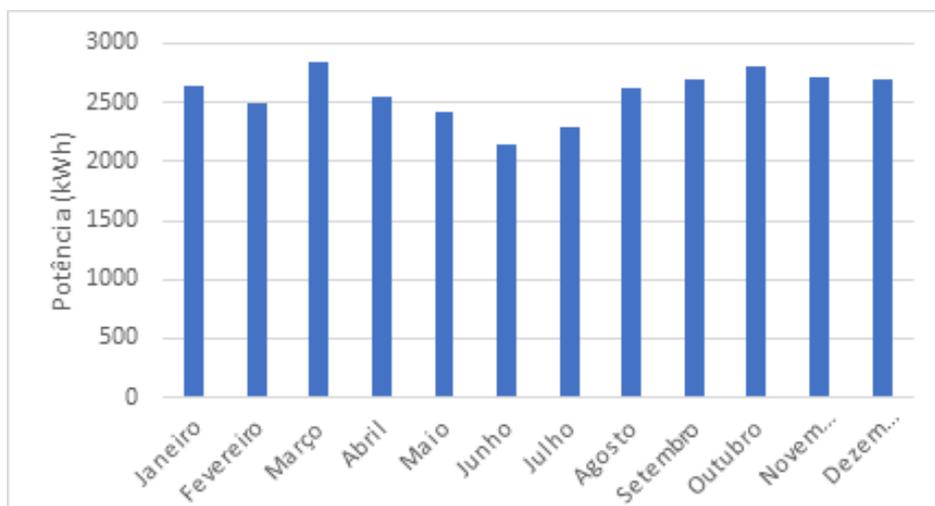


Fonte: Adaptado pelo autor com base em dados da (ANEEL, 2017).

4.2.1 ENERGIA AUTOCONSUMIDA

Para a elaboração do gráfico de energia autoconsumida, apresentado na Figura 8, foi utilizado um fator de simultaneidade de 60%, com base em EPE (2020).

Figura 8: Gráfico referente ao autoconsumo da unidade comercial.



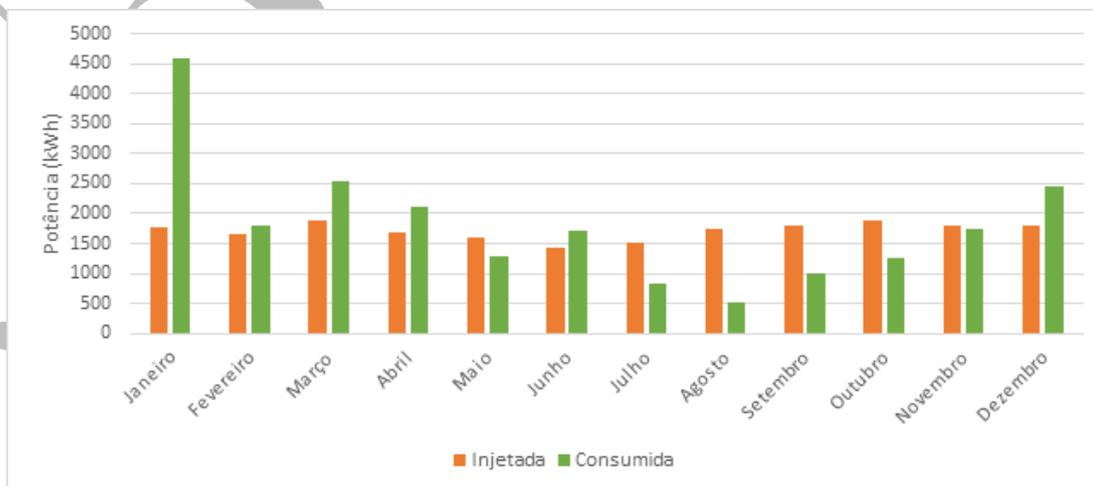
Fonte: Autoria própria (2023).

O valor de autoconsumo médio mensal para a unidade comercial é de 2574,32KWh e de geração média foi de 4290KWh, aproximadamente, demonstrando que uma maior parte de energia é consumida simultaneamente, quando comparada ao que foi obtido para a unidade residencial.

4.2.2 ENERGIA INJETADA E CONSUMIDA DA REDE

Para um fator de simultaneidade de 60%, a Figura 9 mostra o gráfico relativo à energia injetada e consumida da rede na unidade comercial.

Figura 9: Gráfico da energia injetada e consumida da rede na unidade comercial.



Fonte: Autoria própria (2023).

As médias de energia injetada e consumida da rede para a unidade comercial são de 1716,21KWh e 1824,85KWh, respectivamente. A diferença entre a energia consumida e injetada é de 108,64KWh, valor próximo de 100KWh, que é a taxa mínima paga à concessionária de energia para clientes trifásicos, valor também previsto no dimensionamento do projeto igualmente a unidade residencial.

4.2.3 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA DOS PROJETOS PRÉ-LEI E PÓS-LEI

Para a construção da Tabela 4 foi utilizado o mesmo procedimento metodológico adotado para a análise de viabilidade da unidade residencial. Também foi utilizada uma TMA de 13,75%.

Logo, o VPL obtido do projeto pré Lei foi de R\$217.498,25, com uma TIR de 17,37% e um *payback* em 4,7 anos, ou 56 meses aproximadamente.

Conforme evidencia Gitman (2010), o VPL positivo, com uma TIR maior do que a TMA, sinaliza uma favorabilidade do projeto. O retorno, por sua vez, acontece com 4,7 anos. Realizando um comparativo com os dados obtidos para o projeto para uma unidade residencial, considerando também a situação antes da nova Lei de compensação, percebe-se que o retorno da unidade residencial acontece em uma temporalidade menor.

Tabela 4: Análise da viabilidade econômica para projeto (antes da nova lei de compensação).

Ano	Eficiência do sistema (%)	Valor pago a concessionária sem o sistema (R\$)	Valor pago a concessionária com o sistema (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
2022	100	-	-	-115.290,00	-115.290,00	-115.290,00
2023	97	33.454,73	1084,063	32.370,66	28.457,73	-86.832,27
2024	96,55	35.796,56	2.534,25	33.262,31	25.706,89	-61.125,38
2025	96,1	38.302,31	2.932,22	35.370,09	24.031,56	-37.093,82
2026	95,65	40.983,48	3.373,49	37.609,98	22.464,54	-14.629,28
2027	95,2	43.852,32	3.862,18	39.990,14	20.998,87	6.369,59
2028	94,75	46.921,98	4.402,74	42.519,24	19.628,05	25.997,63
2029	94,3	50.206,52	5.000,06	45.206,46	18.345,97	44.343,60
2030	93,85	53.720,98	5.659,44	48.061,54	17.146,93	61.490,53
2031	93,4	57.481,45	6.386,62	51.094,82	16.025,60	77.516,13
2032	92,95	61.505,15	7.187,88	54.317,26	14.976,97	92.493,10
2033	92,5	65.810,51	8.070,03	57.740,48	13.996,36	106.489,45
2034	92,05	70.417,24	9.040,45	61.376,80	13.079,39	119.568,84
2035	91,6	75.346,45	10.107,18	65.239,27	12.221,96	131.790,80
2036	91,15	80.620,70	11.278,97	69.341,74	11.420,24	143.211,03
2037	90,7	86.264,15	12.565,27	73.698,88	10.670,62	153.881,66
2038	90,25	92.302,64	13.976,39	78.326,25	9.969,76	163.851,42
2039	89,8	98.763,83	15.523,50	83.240,32	9.314,51	173.165,93
2040	89,35	105.677,30	17.218,72	88.458,57	8.701,91	181.867,84
2041	88,9	113.074,71	19.075,21	93.999,50	8.129,22	189.997,06
2042	88,45	120.989,94	21.107,23	99.882,70	7.593,85	197.590,91
2043	88	129.459,23	23.330,27	106.128,96	7.093,40	204.684,31
2044	87,55	138.521,38	25.761,10	112.760,27	6.625,60	211.309,91
2045	87,1	148.217,87	28.417,94	119.799,93	6.188,34	217.498,25

Fonte: Autoria Própria (2023).

Na Tabela 5 seguem os dados relativos ao projeto no âmbito pós Lei. O VPL obtido do projeto pós Lei foi de R\$163.940,79, com uma TIR de 14,34% e um *payback* em 5,26 anos, ou 63 meses aproximadamente.

Os dados revelam que mesmo com a mudança da taxaço há uma favorabilidade para o projeto, mas o seu retorno acontecerá em uma maior temporalidade. Mais uma vez, pôde-se embasar a análise a partir de Gitman (2010): VPL maior que 0, com uma TIR maior que a TMA.

Tabela 5: Análise da viabilidade econômica para o projeto (com a nova lei de compensação).

Ano	Eficiência do sistema (%)	Valor pago a concessionária sem o sistema (R\$)	Valor pago a concessionária com o sistema (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Valor presente (R\$)	Valor presente acumulado (R\$)
2022	100	-	-	-115.290,00	-115.290,00	-115.290,00
2023	97	33.454,73	2.055,21	31.399,52	27.603,97	-87.686,03
2024	96,55	35.796,56	4.550,15	31.246,40	24.148,89	-63.537,13
2025	96,1	38.302,31	6.152,74	32.149,58	21.843,44	-41.693,69
2026	95,65	40.983,48	7.946,68	33.036,80	19.732,97	-21.960,73
2027	95,2	43.852,32	9.950,17	33.902,15	17.802,06	-4.158,67
2028	94,75	46.921,98	12.182,95	34.739,04	16.036,49	11.877,82
2029	94,3	50.206,52	14.206,14	36.000,38	14.609,90	26.487,73
2030	93,85	53.720,98	15.463,15	38.257,82	13.649,26	40.136,98
2031	93,4	57.481,45	16.826,54	40.654,91	12.751,18	52.888,16
2032	92,95	61.505,15	18.305,03	43.200,11	11.911,62	64.799,78
2033	92,5	65.810,51	19.908,06	45.902,44	11.126,80	75.926,58
2034	92,05	70.417,24	21.645,82	48.771,42	10.393,18	86.319,76
2035	91,6	75.346,45	23.529,32	51.817,13	9.707,45	96.027,21
2036	91,15	80.620,70	25.570,44	55.050,26	9.066,50	105.093,71
2037	90,7	86.264,15	27.782,03	58.482,12	8.467,44	113.561,15
2038	90,25	92.302,64	30.177,94	62.124,70	7.907,55	121.468,70
2039	89,8	98.763,83	32.773,15	65.990,68	7.384,29	128.852,99
2040	89,35	105.677,30	35.583,82	70.093,48	6.895,29	135.748,27
2041	88,9	113.074,71	38.627,39	74.447,32	6.438,32	142.186,59
2042	88,45	120.989,94	41.922,70	79.067,24	6.011,30	148.197,89
2043	88	129.459,23	45.490,08	83.969,15	5.612,29	153.810,18
2044	87,55	138.521,38	49.351,47	89.169,91	5.239,47	159.049,66
2045	87,1	148.217,87	53.530,55	94.687,32	4.891,13	163.940,79

Fonte: Autoria Própria (2023).

5 CONCLUSÃO

O presente estudo teve como objetivo analisar os impactos na viabilidade econômica de projetos voltados para Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) trazidos pela nova Lei de compensação de energia 14.300/2022. A motivação para o seu desenvolvimento foi no sentido de poder contribuir para esclarecer uma dúvida, geralmente existente por parte das pessoas, se mesmo com a mudança das regras de taxação ainda é oportuno investir na instalação de sistemas fotovoltaicos. Assim, para poder viabilizar alcançar o propósito delimitado, foram consideradas as realidades vivenciadas em duas realidades, sendo uma residencial e uma comercial.

Dessa forma, analisando primeiramente a unidade residencial, foi verificado no âmbito antes da aplicação da Lei 14.300, um VPL positivo, de R\$25.919,23, com uma TIR de 21,11% e um *payback* em 3,99 anos, ou 48 meses aproximadamente, considerando uma TMA de 13,75%, comprovando a viabilidade do projeto. Com a aplicação da nova Lei o VPL sofreu uma redução, mas ainda é positivo, ou seja, R\$18.774,70, com uma TIR de 17,15% e um

payback em 4,5 anos, ou 54 meses aproximadamente. Pôde-se então concluir que a Lei afetou o retorno financeiro, elevando o tempo de retorno em cerca de 6 meses, porém ainda continua sendo um investimento viável para a unidade residencial.

Partindo para a unidade comercial, foi possível verificar um VPL positivo de R\$217.498,25, com uma TIR de 17,37% e um *payback* em 4,7 anos, ou 56 meses aproximadamente, considerando uma TMA de 13,75%, demonstrando a viabilidade do projeto com a antiga regra de compensação. Já no âmbito da Lei 14.300/2022, verificou-se um VPL de R\$163.940,79, com uma taxa interna de retorno de 14,34% e um *payback* em 5,26 anos, ou 63 meses aproximadamente, demonstrando que continua valendo a pena investir mesmo com a nova regra de compensação, tendo o tempo de retorno aumentado em 7 meses.

Resumidamente, para as unidades estudadas, verificou-se que apesar de ocorrer um aumento do *payback* dos projetos, quando comparado a antiga regra que ocorria com a Resolução Normativa nº482/2012, ainda vale a pena o investimento em energia mesmo com a nova Lei 14.300/2022.

Para trabalhos futuros, sugere-se um estudo de análise de viabilidade econômica, já no âmbito da lei 14.300/2022, comparando projetos de energia solar fotovoltaica ligados a rede, ON-GRID, com projetos desconectados parcialmente ou totalmente da rede, OFF-GRID. É importante acompanhar as mudanças que possam acontecer nos aspectos legais, de forma a considerá-las nos cálculos. Para além desses aspectos, é importante se ter um esclarecimento junto à população acerca da viabilidade de investimentos em sistemas fotovoltaicos, realizando um levantamento dos impactos ambientais que podem ser promovidos.

6 REFERÊNCIAS

1. ABREU FILHO, José Carlos F. de. Finanças corporativas. 11. ed. Rio de Janeiro: Editora FGV, 2012. 146p.
2. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição, 2017. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 15 nov. de 2022.
3. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Como é composta a tarifa de energia elétrica. Brasília, DF, 2021.
4. ANEEL. Agência Nacional De Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, de 24 de maio de 2017. <http://www.coronasolar.com.br/Ebook/NotaTecnicaAneel5617.pdf>. Acesso em: 10 dez. de 2022.
5. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL, 12/12/2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso em: 01 fev. de 2023.
6. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa (REN) da ANEEL número 482, de 17 de abril de 2012, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 20 nov. de 2022.

7. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa (REN) da ANEEL número 687, de 24 de novembro de 2015, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 20 nov. de 2022.
8. ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa (REN) da ANEEL número 786, de 17 de outubro de 2017, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 21 nov. de 2022.
9. ANEEL. Tarifas de fornecimento de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2005.
10. ABRADÉE. Associação Brasileira De Distribuidores De Energia Elétrica. Tarifas de energia, [s.d.]. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>. Acesso em: 22 nov. de 2022.
11. AYRÃO, Vinicius. Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. Rio de Janeiro, out. 2018. 102f.
12. BRASIL. Lei número 14.300/2022, de 6 de janeiro de 2022. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, 7 jan. 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 12 nov. de 2022.
13. BYD. Modulo Solar Fotovoltaico BYD MGK-36 MONOFACIAL 425W - 455W. Disponível em: <https://www.byd.com.br/wp-content/uploads/2021/10/BYD-Catalogo-Completo-Intersolar-2021.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2022
14. CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme. Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas. Rio de Janeiro: Publit, 2018. 240 p. Disponível em [https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde de Castro/4.2018 Geracao Distribuida Experiencias Internacionais e Analises Comparadas.pdf](https://agora.ie.ufrj.br/pdf/Nivalde%20de%20Castro/4.2018%20Geracao%20Distribuida%20Experiencias%20Internacionais%20e%20Analises%20Comparadas.pdf). Acesso em: 29 maio 2024.
15. Como se Calculam o ICMS e Outros Tributos por Dentro. Disponível em: <https://fernandojosecabral.jusbrasil.com.br/artigos/322734554/como-se-calculam-o-icms-e-outros-tributos-por-dentro>. Acesso em: 04 dez. 2022.
16. DALFOVO, W. C. T. et al. A Viabilidade Econômica da implantação de Energia Solar Fotovoltaica para a redução dos custos com energia elétrica das famílias com diferentes níveis de renda: uma análise para a região norte de Mato Grosso. Sociedade, Contabilidade e Gestão, v. 14, n. 3, p. 118-143, 2019.
17. EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Metodologia: projeção de curva de carga horária, mar. de 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf. Acesso em: 22 nov. 2022.
18. FARIAS, F. C.; BORBA, B. S. Mercado Livre de Energia: Uma Análise de sua Utilização por Grandes Consumidores Industriais. **Revista Eletrônica Gestão e Serviços**, 12(3), 3517-3536, 2021.
19. GITMAN, Lawrence J. Princípios de administração financeira. 12. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2010. 775 p.
20. JÚNIOR, Jadir Araújo de Oliveira. Análise e Cálculo do Potencial de Geração Solar Fotovoltaica das Áreas em Desertificação no Estado do Ceará. 2022. p. 40-41. TCC – Faculdade de Engenharia Elétrica na UFC, Ceará, 2022.

21. LABREN. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. Dados de Irradiação para o Estado do Rio Grande do Norte, 2017. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_RN.html. Acesso em: 22 nov. 2022.
22. LABREN. Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. Médias do Total Diário da Irradiação no Plano Inclinado para o Estado do Rio Grande do Norte, 22 jun. 2021. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/RN_inc.html. Acesso em: 22 nov. 2022.
23. LI, Z.; BOYLE, F.; REYNOLDS, A. Domestic application of solar PV systems in Ireland: The reality of their economic viability. **Energy**, v. 36, n. 10, p. 5865 – 5876, 2011.
24. MIRANDA, A. L. G. DE et al. Desenvolvimento de programa para simulações do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para os municípios do Brasil. *Revista Brasileira de Energias Renováveis*, v. 8, n. 1, p. 216–223, 2019.
25. PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – CRESESB. Rio de Janeiro, 2014.
26. SERAFIM JUNIOR, V. et al. Energia fotovoltaica residencial: uma análise econômico financeira de viabilidade. *Revista de Ciências Empresariais UNIPAR*, v. 19, n. 2, p. 273-290, 2018.
27. SILVA, J. R. P. Instalação de sistema fotovoltaico em unidade de saúde pública: análise de viabilidade econômica. **Revista Competitividade e Sustentabilidade**, v. 7, n. 1, p. 175–189, 25 mar. 2020.