



UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO – UFPE
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

MATHEUS FREDERICO ASSIS OLIVEIRA

**OS POSSÍVEIS IMPACTOS ECONÔMICOS ADVINDOS DA AQUISIÇÃO DAS
PLACAS FOTOVOLTAICAS EM PERNAMBUCO**

Recife

2022

MATHEUS FREDERICO ASSIS OLIVEIRA

**OS POSSÍVEIS IMPACTOS ECONÔMICOS ADVINDOS DA AQUISIÇÃO DAS
PLACAS FOTOVOLTAICAS EM PERNAMBUCO**

Trabalho de Conclusão de Curso para
obtenção de título de graduação em
Engenharia Mecânica pela Universidade
Federal Rural de Pernambuco.

Orientador (a): Engenheiro Mecânico e Professor Paternak de Souza Barros

Coorientador (a): Engenheira Mecânica e Professora Janaina Moreira de
Meneses

RECIFE

2022

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do programa de geração automática do SIB/UFPE

Oliveira, Matheus Frederico Assis .

Os possíveis impactos econômicos advindos da aquisição das placas fotovoltaicas em Pernambuco / Matheus Frederico Assis Oliveira. - Recife, 2023.

62 : il., tab.

Orientador(a): Paternak de Souza Barros

Coorientador(a): Janaina Moreira de Meneses

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal de Pernambuco, Centro de Tecnologia e Geociências, Engenharia Mecânica - Bacharelado, 2023.

1. Energia fotovoltaica. 2. Minigeração distribuída. 3. Pernambuco. 4. Lei 14.300. 5. Resolução Normativa 482. I. Barros, Paternak de Souza. (Orientação). II. Meneses, Janaina Moreira de . (Coorientação). III. Título.

620 CDD (22.ed.)



Universidade Federal de Pernambuco
Departamento de Engenharia Mecânica Centro de
Tecnologia e Geociências- CTG/EEP



ATA DE SESSÃO DE DEFESA DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO – TCC2

Ao 26.º dia do mês de dezembro do ano de dois mil e vinte e dois, às 14:00 horas, de forma virtual através da plataforma google meet, reuniu-se a banca examinadora para a sessão pública de defesa do Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco, intitulado **Os possíveis impactos econômicos advindos da aquisição das placas fotovoltaicas em pernambuco**, elaborado pelo aluno **Matheus Frederico Assis Oliveira**, matrícula 099.542.764/08, composta pelos avaliadores Prof. **Paternak de Souza Barros** (orientador), Prof. **Fabio Santana Magnani** (avaliador), Profa. **Janaina Moreira de Meneses** (avaliadora). Após a exposição oral do trabalho, o candidato foi arguido pelos componentes da banca que em seguida reuniram-se e deliberaram pela sua _____, atribuindo-lhe a média _____, julgando-o apto() / inapto() à conclusão do curso de Engenharia Mecânica. Para constar, redigi a presente ata aprovada por todos os presentes, que vai assinada pelos membros da banca.

Orientador: Prof. Paternak de Souza Barros Nota:

Assinatura _____

Avaliador Interno: Prof. Fabio Santana Magnani Nota:

Assinatura _____

Avaliadora Interna: Profa. Janaina Moreira de Meneses Nota:

Assinatura _____

Recife, 26 de dezembro de 2022.

Prof. Marcus Costa de Araújo
Coordenador de Trabalho de Conclusão de curso - TCC
Curso de Graduação em Engenharia Mecânica – CTG/EEP-UFPE

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus pelo dom da vida e pela dádiva do conhecimento para conseguir a finalização do curso.

A todos os meus familiares pela paciência nos dias mais difíceis da jornada, e pelo real incentivo para chegar até o fim.

A todos os professores, orientadores, coordenadores na busca de conseguir a real intenção da produção do conhecimento.

A competitividade de um país não começa nas indústrias ou nos laboratórios de engenharia. Ela começa na sala de aula.

Lee Iacocca

RESUMO

O presente trabalho inicia estabelecendo a importância das energias renováveis, o panorama geral da distribuição e fontes das matrizes energéticas no contexto brasileiro e pernambucano e o organograma do funcionamento de uma instalação de energia fotovoltaica junto a carga e on-grid. Após apresentado o funcionamento básico de uma instalação fotovoltaica, introduz-se o conceito da minigeração e microgeração distribuída, os principais aspectos de seu funcionamento e as suas vantagens para o consumidor e ao ecossistema energético. Em seguida, o presente trabalho apresenta a Resolução Normativa 482/2012 que institui o conceito de geração distribuída no país, bem como a Lei nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022, que afeta economicamente as compensações de energia nas unidades de mini e microgeração. Para analisar mais a fundo tais impactos financeiros aos interessados em introduzir uma unidade geradora nas modalidades da Resolução 482, realizou-se um estudo de caso de um usuário da concessionária de energia do estado de Pernambuco, a CELPE, que decidiu realizar uma instalação fotovoltaica – na modalidade de microgeração – em sua residência levando-se em conta os dados reais do seu empreendimento. Após levantar os dados do seu empreendimento, realizado anteriormente à vigência da Lei nº 14.300, foi feita uma análise comparativa dos impactos financeiros caso a usina fosse implantada na data de vigência da Lei. Por meio da realização de um fluxo de caixa, da projeção da receita e utilizando alguns indicadores econômicos foi possível mencionar o impacto negativo da Lei nº 14.300 no retorno financeiro de um projeto de microgeração distribuída junto a carga para usuários tipo B1 na subregião de Pernambuco, reduzindo o payback e a TIR dos projetos de geração distribuída.

Palavras-chave: Energia fotovoltaica. Minigeração distribuída. Pernambuco. Lei 14.300. Resolução Normativa 482.

ABSTRACT

The present work begins by establishing the importance of renewable energies, the general panorama of the distribution and sources of the energy matrices in the Brazilian and Pernambuco context and the organizational chart of the operation of a photovoltaic energy installation with the load and on-grid. After presenting the basic functioning of a photovoltaic installation, the concept of mini-generation and distributed micro-generation is presented, the main aspects of its operation and its advantages for the consumer and the energy fuel. Then, the present work presents Normative Resolution 482/2012 that establishes the concept of distributed generation in the country, as well as Law n° 14.300, of January 6, 2022, which economically affects energy compensation in mini and micro generation units . In order to further analyze such financial issues for those interested in introducing a generating unit in the modalities of Resolution 482, a case study was carried out of a user of the power outlet in the state of Pernambuco, CELPE, who decided to carry out a photovoltaic installation – in the form of microgeneration – in your home, taking into account the real data of your enterprise. After collecting the data of its enterprise, carried out before the effectiveness of Law n° 14,300, a comparative analysis of the financial controls was carried out in case the plant was implemented on the date of effectiveness of the Law. By carrying out a cash flow, revenue projection and using some clinical indicators, it was possible to mention the negative impact of Law n° 14,300 on the financial return of a microgeneration project distributed along with the load for type B1 users in the sub-region from Pernambuco.

Keywords: Photovoltaics. Distributed mini-generation. Pernambuco. Law 14,300. Normative Resolution 482.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Gráfico 1: Projeção de novas conexões de sistemas FVs	16
Figura 1: Placa fotovoltaica	15
Figura 2: Semicondutores	17
Figura 3: Esquema Sistema <i>On Grid</i>	18
Gráfico 2: Matriz Energética Mundial/ 2019	21
Gráfico 3: Matriz Energética do Brasil/ 2020.....	21
Gráfico 4: Comparação de uso de fontes renováveis e não renováveis de energia	22
Figura 4: Porcentagem de CFOs que utilizam sempre, ou quase sempre, uma determinada técnica.....	28
Figura 5: Impacto da transição para energia limpa na geração de empregos...29	
Figura 6: Etapas até a aprovação do MMGD.....	31
Figura 7: Quadro comparativo entre a REN 482/2021 e a Lei 14.300/2022.....	32
Gráfico 5: Comparativo das tarifas de compensação de energia levando em consideração os três cenários regulatórios.....	39
Gráfico 6: Impacto da Lei 14.300 no payback em anos.....	54
Gráfico 7: Impacto da Lei 14.300 na TIR dos projetos.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Vantagens do sistema <i>On Grid</i>	19
Tabela 2: Potencial fotovoltaico no Brasil	23
Tabela 3: Componentes Tarifários da Parcela TE.....	38
Tabela 4: Componentes Tarifários da TUSD.....	38
Tabela 5: Dados do Sistema para o Caso 1.....	42
Tabela 6: Tarifas e geração de energia do caso 1 para o cenário da REN 482.....	42
Tabela 7: Saídas do fluxo de caixa Caso 1.....	43
Tabela 8: Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da REN 482.....	44
Tabela 9: Tarifas e geração de eletricidade do caso 1 para o cenário da Lei 14.300.....	45
Tabela 10: Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da Lei 14.300.....	45
Tabela 11: Dados do Sistema para o Caso 2.....	48
Tabela 12: Tarifas e geração de energia do caso 2 para o cenário da REN 482	49
Tabela 13: Saídas do fluxo de caixa Caso 2 para cenário REN 482.....	49
Tabela 14: Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da REN 482.....	50
Tabela 15: Tarifa e geração de eletricidade Caso 2 para cenário da REN 482	51
Tabela 16: Saídas do fluxo de caixa Caso 2 para cenário Lei 14.300.....	52
Tabela 17: Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da Lei 14.300.....	52

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

Gw - Gigawatt
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
Mw - Megawatt
KWh – Kilowatt/ hora
FVs - Fotovoltaicas
KWp – Kilowatts peak
CRESEB – Centro DE Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
IEA – Agência Internacional de Energia
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica
MME – Ministério de Minas e Energia
GWh – Gigawatt/ hora
VPL – Valor Presente Líquido
TIR – Taxa Interna de Retorno
ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
MWh – Megawatt/hora
SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste
SEFAZ-PE – Secretaria da Fazenda de Pernambuco
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
W – Watt
MOU – Memorando de Entendimento
BDE – Banco de Dados do Estado
FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste
Km – Quilômetro
Km² - Quilômetro quadrado
APLs – Arranjos Produtivos Locais

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	11
1.2 Motivação.....	12
1.3 Objetivos.....	13
1.4 Organização do presente trabalho.....	14
2. SITUAÇÃO ATUAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL.....	15
2.1 Dimensionamento das Subestações elétricas, inversores de corrente e otimizadores.....	20
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	23
3.1 Potencial do setor de energia solar fotovoltaica.....	23
3.2 Viabilidade econômica do investimento.....	24
3.3 Possíveis impactos econômicos na introdução de novas instalações fotovoltaicas.....	28
3.4 Impactos regulatórios recentes na modalidade da geração distribuída.....	30
3.4.1 Resolução Normativa nº 482/2012 e suas atualizações.....	30
3.4.2 Os Impactos da Lei 14.300/2022.....	32
4. METODOLOGIA.....	35
4.1 Características das plantas de geração distribuída utilizadas no estudo de caso.....	35
4.2 Premissas de análise dos estudos de caso.....	36
4.3 Do dimensionamento do sistema fotovoltaico.....	37
4.4 Considerações tarifárias e macroeconômicas.....	37
4.5 Considerações Finais.....	41
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	41
5.1 Análise do caso 1 para o cenário da REN 482.....	42
5.2 Análise do caso 1 para o cenário da Lei 14.300.....	45
5.3 Análise dos resultados do caso 1.....	47
5.4 Caso 2: Minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW.....	48
5.5 Análise do caso 2 para o cenário da REN 482.....	48
5.6 Análise do caso 2 para o cenário da Lei 14.300.....	51
5.7 Análise dos resultados do caso 2.....	54
5.8. Análise comparativa dos casos.....	54
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	57
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	59

1. INTRODUÇÃO

O presente estudo é motivado, inicialmente, pela utilização da energia renovável no contexto brasileiro. Para contextualizar, é importante a reflexão de que, embora o Brasil tenha como principal fonte geradora de energia elétrica a hidráulica, tais usinas hidrelétricas são responsáveis por impactos ambientais desastrosos, como o alagamento de grandes áreas cultiváveis, por exemplo (GOLDENBERG; VILLANUEVA, 2003).

Apesar de o Brasil contar com diferentes fontes de energia e apresentar uma matriz de energia crescente, o custo tarifário da energia é alto. Principalmente o custo da energia advindo das usinas hidrelétricas. A partir do contexto de que, a crescente população mundial cria a necessidade de gerar cada vez mais energia, encontra-se a energia fotovoltaica como aliada ao processo de descarbonização e redução de impactos ambientais, principalmente no contexto brasileiro. Como o Brasil é um país tropical que concentra altos índices naturais de irradiação, ele apresenta o potencial necessário para o aproveitamento da energia gerada. O mercado está aberto e é amplo, de acordo com os estudos de Cabello e Pompermayer (2013). Além disso, a sub-região de foco deste trabalho – o nordeste brasileiro – tem grande potencial para estabelecer um plano de energia solar, pois é uma das subregiões com maior incidência de raios solares, o que favorece a produção desse tipo de energia.

Além de ser um investimento de baixo impacto ambiental, no futuro a energia renovável pode se tornar a principal fonte de energia no mundo inteiro. Econômica e sustentável, a energia fotovoltaica domiciliar está se tornando cada vez mais uma opção para quem deseja diminuir a conta de luz e preservar o meio ambiente.

No entanto, o presente trabalho adentra em como os mecanismos regulatórios do setor energético brasileiro afetam as iniciativas de geração de energia fotovoltaicas, mais especificamente tratando-se da Resolução Normativa 482/2012 e também da Lei nº 14.300.

A partir da constatação de que a Lei nº 14.300 configura-se um instrumento que carrega consigo um desincentivo financeiro as compensações de energia, taxando-as na maior parte das circunstâncias, surge a pergunta norteadora do presente trabalho: *“Qual o impacto da Lei nº 14.300 no retorno*

financeiro de um projeto de microgeração distribuída junto a carga para usuários tipo B1 na sub-região de Pernambuco?”. No sentido de percorrer os caminhos para responder à questão, adotou-se como procedimentos metodológicos a pesquisa dos instrumentos jurídicos que regem a microgeração e a minigeração distribuída, as resoluções da ANEEL que regem as tarifas das concessionárias no estado de Pernambuco e, conseqüentemente o impacto da recente implementação da Lei nº 14.300. No intuito de mensurar tal impacto, ainda não é possível realizar comparações entre casos concretos, devido ao fato da vigência da Lei ser bastante recente. No entanto, o presente trabalho toma por tese que mensurar tal impacto é possível devido a viabilidade de se projetar as receitas, pois o comportamento anual da irradiância e dos equipamentos pode ser previsto com um intervalo de confiança significativo.

Esse tipo de pesquisa permitiu a “[...] a cobertura de uma gama de fenômenos muito mais ampla do que aquela que poderia pesquisar diretamente” (GIL, 2018, p. 79). Torna-se, assim, um instrumento de grande valia para os consumidores de tipo B1 que desejam realizar um fluxo de caixa e avaliar a viabilidade da implantação de sistemas fotovoltaicos ainda que em outros estados e sub-regiões. Pois, a metodologia utilizada no presente trabalho, já foi validada e utilizada com sucesso anteriormente (Oertili, 2017).

1.2 Motivação

Partindo dos estudos bibliográficos realizados, durante a estruturação da presente pesquisa, observou-se que autores como: Dantas (2018), Pompermayer (2018), entre outros, destaca-se que Pernambuco apresenta potencial de geração de energia solar de 1.200GW, destaque para o sertão que concentra maior incidência solar e, conseqüentemente, o que reflete no entendimento de que seu aproveitamento na geração de energia para utilização e manutenção de residências pode gerar economia para as famílias, em seu consumo energético e movimentar a geração de empregos, com a implementação de usinas solares.

Com base nos estudos de que o Estado de Pernambuco apresenta um território que possui 79% de potencial para a geração de energia solar, o que equivale a 77 mil quilômetros quadrados (DANTAS, 2018), a presente pesquisa encontrou sua principal motivação na investigação acerca de como o

potencial de geração distribuída tem sido aproveitado e sobre como os mecanismos de incentivo recentes afetam a implantação de novas instalações, bem como as instalações já existentes.

Diante do exposto, entende-se que é um mercado que se abre no Estado de Pernambuco com potencial econômico a ser expandido e, portanto, desperta interesse em investimento na área.

Falar sobre geração distribuída é importante porque é um aspecto crítico de transição para um sistema de energia mais sustentável e resiliente. Entre algumas das razões pelas quais um sistema de geração distribuída é possível elencar algumas delas como sendo, por exemplo, o aumento da segurança energética. Tal segurança cresce em magnitude ao reduzir a dependência de grandes usinas de energia centralizadas e linhas de transmissão de alta tensão que são vulneráveis à interrupção de desastres naturais e danos físicos, por exemplo. Além disso, a implementação da geração distribuída promove o aumento de uma resiliência na rede: Reduzindo a demanda nas usinas centralizadas e linhas de transmissão durante os períodos de pico e fornecendo energia de backup durante as interrupções de energia.

Dessarte, a geração distribuída constitui um tópico relevante, pois representa uma mudança significativa dos sistemas tradicionais de energia centralizada em direção a um futuro energético mais descentralizado e sustentável. A geração distribuída tem impactos desde as decisões financeiras e socioambientais das famílias até sobre gastos públicos e políticas que afetam e afetarão todo o Sistema Integrado Nacional

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivos gerais apresentar o cenário atual da energia fotovoltaica no Brasil comparado com as outras fontes de energia. Além disso, o trabalho apresenta a estrutura de funcionamento básica de uma instalação fotovoltaica e a evolução regulatória da geração distribuída no Brasil.

Objetivos Específicos

Como objetivos específicos, pode-se citar:

- Avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300 na viabilidade de usinas de microgeração distribuída para clientes da CELPE;

- Descrever as principais mudanças regulatórias implementadas com a Lei 14.300;
- Realizar estudos de caso de projetos implementados anteriormente à lei de transição para estimar a economia obtida;
- Analisar a viabilidade financeira de usinas de microgeração antes e após a sanção da Lei 14.300;
- Apresentar os impactos financeiros da sanção da Lei 14.300 para os Sistemas dimensionados;
- Realizar considerações sobre o extrapolamento da metodologia aplicada para que análise em outras distribuidoras e com outras modalidades de aquisição de instalação possam ocorrer.

1.4 Organização do presente trabalho

Além deste capítulo introdutório, esta monografia é composta por mais 7 capítulos, descritos a seguir:

- Capítulo 2: Situação atual da energia fotovoltaica no Brasil; Dimensionamento das subestações elétricas; inversores de corrente e otimizadores.
- Capítulo 3: Fundamentação teórica; Viabilidade da energia solar fotovoltaica distribuída; Viabilidade econômica do investimento; Possíveis impactos econômicos da energia fotovoltaica em Pernambuco. A perspectiva é promover uma linha que conecte os dados pertinentes à temática, favorecendo a explanação e análise de dados coletados.
- Capítulo 4: Revisão Bibliográfica: Possíveis impactos econômicos da energia fotovoltaica em Pernambuco; Preço de placas solares em Pernambuco; PE Solar; Retorno do investimento para a instalação de placas fotovoltaicas residenciais em Pernambuco.
- Capítulo 5: Exibe a metodologia adotada para a execução deste trabalho.
- Capítulo 6: Resultados obtidos com a abordagem tratadas no Capítulo 5;
- Capítulo 7: Conclusões extraídas do presente trabalho e apontadas sugestões para trabalhos futuros.

2. SITUAÇÃO ATUAL DA ENERGIA FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A energia solar fotovoltaica se dá pela conversão da radiação solar em eletricidade, gerada nas placas fotovoltaicas a partir de uma diferença de potencial elétrico nas faces opostas de má junção semicondutora (camadas de materiais semicondutores que constituem uma placa). De acordo com Galdino e Lima (2002), esse fenômeno é chamado de Efeito Fotovoltaico, foi observado pela primeira vez por Edmund Becquerel, um físico francês, em 1839. A seguir, uma foto de placa fotovoltaica, para exemplificar:

Figura 1: Placa fotovoltaica



Tal fenômeno ocorreu em uma solução condutora, quando esta foi submetida a radiação solar por um intervalo de tempo. Mais tarde, nos anos de 1980, esse efeito foi pesquisado em sólidos, como o selênio, e dez anos mais tarde, foi fabricada a primeira célula fotovoltaica utilizando-se selênio (GALDINO & LIMA, 2002).

Em abril de 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 482/2012, que regulamentou a geração distribuída de energia. Definindo o sistema de compensação, conhecido internacionalmente como *Net Metering*, que trata a energia ativa injetada na rede por uma unidade distribuidora é cedida à distribuidora e posteriormente compensada com o consumo de energia, incentivando o desenvolvimento de sistemas Fotovoltaicos em outros países da América Latina (ANEEL, 2022).

O México entrou em 2016 com mais de 100 MW instalados. Além dele, Costa Rica, Panamá e República Dominicana são outros países nos quais a

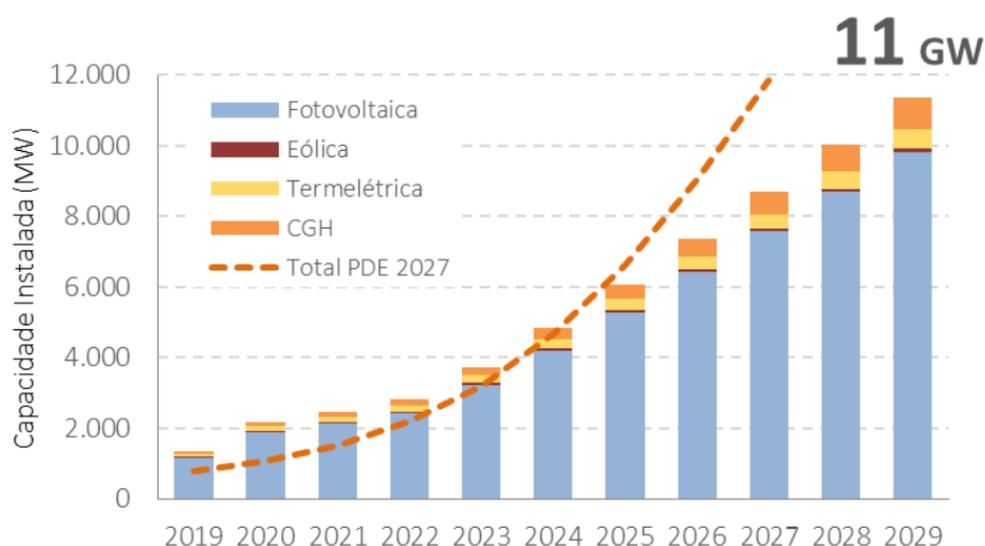
energia solar vem sendo explorada. Ao fim do mês, se a geração for maior que o consumo, o saldo restante, chamado Crédito de Energia, pode ser usado para abater o consumo em algum mês subsequente, restando ao consumidor somente o pagamento da tarifa básica (30 kWh para instalações monofásicas, 50 kWh para bifásicas e 100 kWh para trifásicas) (ANEEL, 2022).

Caso o consumo seja maior que a geração, o consumidor paga a diferença entre a energia total consumida e a gerada. A geração distribuída apresenta diversos benefícios ao sistema elétrico, como o baixo impacto ambiental, a redução das cargas na rede, a diversificação da matriz energética e a diminuição das perdas. Apesar do enorme potencial de geração fotovoltaica no Brasil, a quantidade de energia produzida dessa forma ainda há muito espaço para ser explorado (AGÊNCIA BRASIL, 2022).

De acordo com a Agência Brasil (2022), o país conta com cerca de 176 MW de potência centralizada instalada, totalizando 0,1% da potência total. Esse valor é bem inferior ao dos países líderes do ranking de produção, como Estados Unidos, China e Alemanha. Entretanto, é evidente o crescimento desse tipo de geração no Brasil.

A ANEEL (2022), registrou mais de 3,5 mil novas conexões de sistemas FVs em 2016. Recentemente, a mesma agência atualizou os números para 364 mil novas conexões. Na sequência, apresenta-se um gráfico com base nas projeções do órgão, para o crescimento de novas conexões até 2029:

Gráfico 1: projeção de novas conexões de sistemas FVs

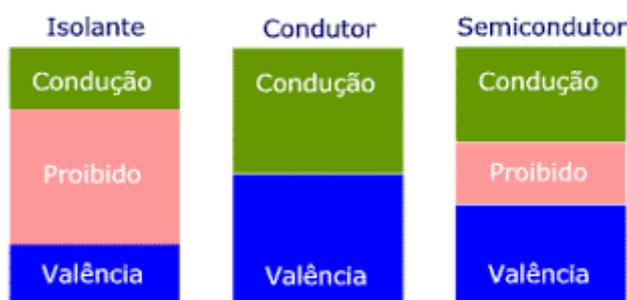


Fonte: Solenerg (2022)

É importante registrar, que os painéis fotovoltaicos recebem a energia solar e a convertem em energia elétrica para consumo. O Sol, por sua vez, é abundante e promove energia renovável. E é a partir dos semicondutores – que é o sistema de produção e que não apresentam partes móveis, ou seja, não liberam calor residual e, portanto, não interfere no equilíbrio da biosfera e no efeito estufa – já que não queima combustível (CABELLO e POMPERMAYER, 2013).

Os semicondutores são elementos transmissores de energia de forma mais eficaz do que isolantes e de modo menos eficaz do que condutores. O fator determinante para que isso ocorra está relacionado com as faixas de valência/ energia. Aqui, a presença de elétrons e as zonas de ausência deles – faixa de condução – entre as duas zonas, são identificados os hiatos elétricos que define a característica semicondutora do material utilizados (USFM, 2022), como ilustra a figura a seguir:

Figura 2: Semicondutores



Fonte: USFM (2022)

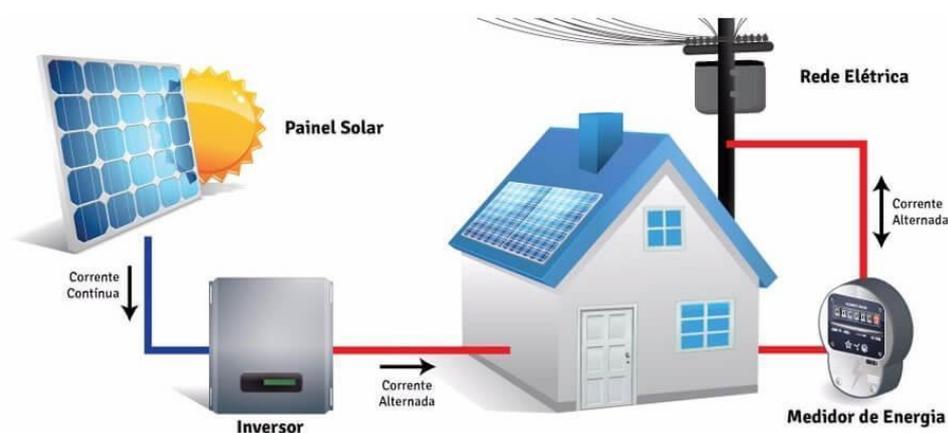
Percebe-se que os painéis fotovoltaicos são geradores de energia limpa e colaboram com a preservação ambiental. Tais percepções convergem para o reconhecimento de que essa é fonte geradora de energia que precisa ser acessível a toda a população mundial.

Vale destacar, apoiado nos estudos de Bomediel (apud USFM, 2022), que esta é uma fonte de energia de alto custo – quando comparada à energia convencional. Porém, a cada ano, as pesquisas na área avançam e projetam mais acessibilidade mercadológica, rumo à redução desses custos, através, por exemplo, de financiamentos. O que pode promover custos mais competitivos, no mercado de geração de energia, favorecendo a adesão de mais usuários.

Uma outra questão a ser destacada é o dimensionamento do Sistema Fotovoltaico. Sua definição parte do estudo de análises das características específicas do local onde o sistema será implementado. Assim como, também, a escolha dos equipamentos a serem utilizados para a produção da energia (USFM, 2022).

Em linhas gerais, trata-se do planejamento da instalação do sistema que é uma etapa imprescindível para a instalação para projetar o cálculo do consumo diário da energia elétrica consumida no local e a definição dos aparelhos que integrarão o sistema. Garantindo um aproveitamento mais efetivo do espaço destinado e máxima eficiência na produção (RIBEIRO, 2022). Observe a próxima figura para melhor entendimento do esquema de instalação do sistema fotovoltaico:

Figura 3: Esquema do Sistema on Grid



Fonte: Ribeiro (2022)

Vale destacar que esse tipo de sistema chamado *On Grid* é adotado em várias partes do país, inclusive, no estado de Pernambuco. Ele apresenta vantagens que tornam a proposta economicamente competitiva.

O sistema fotovoltaico *on-grid* é formado por equipamentos com a função de converter a energia solar em eletricidade e, por serem ligados à rede, também podem inseri-la diretamente na rede elétrica, transferindo o excesso de energia gerada para a distribuidora e economizando até 95% da

conta de energia elétrica. Não se fazendo necessário investir em baterias solares, barateando a instalação do sistema, além de reduzir sua conta de luz com a utilização dos créditos de energia, conforme o Artigo 14 do Decreto-lei nº 5.163, de 2004, que define a geração distribuída (RIBEIRO, 2022).

Para ilustrar tais pontos, traz-se a seguir, a tabela apresentada por uma empreendedora do ramo de geração de energia solar:

Tabela 1: Vantagens do Sistema *On Grid*

Rede elétrica	Não há necessidade de mexer na rede elétrica dos estabelecimentos uma vez que apenas o relógio da unidade geradora é substituído pelo relógio bidirecional (que mede consumo e produção).
Limitação física	Por se tratar de um sistema de compensação, a limitação geográfica existente passa a ser todo o estado. Ou seja, uma usina pode ser instalada em São Bento do Una – PE e sua energia ser compensada em Caruaru-PE. Um sistema de baterias não possibilitaria isso.
Autossuficiência diária	O sistema não precisa ser autossuficiente para o consumo diário, visto que a medição e cobrança de consumo é feita de forma mensal. Isso possibilita uma economia no dimensionamento do sistema, uma vez que a energia é analisada por incidência solar mensal.
taxação	A partir de 06/01/2023 será cobrado um aluguel referente ao uso da rede das concessionárias equivalente à 4% da produção energética previstos na Lei Nº14.300/2022. Pelo fato de o grupo realizar o empreendimento em 2022 ele se beneficia da isenção desse aluguel até 2045.
Necessidade de mais consumo	Caso o consumo ultrapasse a produção injetada na rede será pago à concessionária apenas o excedente.

Fonte: Modificado de Phot.On Empreendimentos (2022)

A partir dos dados registrados na tabela acima, percebe-se que investir em energia fotovoltaica oferece vantagens econômicas para o consumidor final, além de contribuir com a preservação ambiental. Destaca-se que o dimensionamento desse sistema está diretamente ligado ao cálculo do consumo médio – que define a potência. Esta é calculada em kwp/mês e sua conversão é realizada por unidades (kwh/mês para kwp/mês) (MACEDO, 2014).

A conversão de energia solar em energia elétrica utilizando células fotovoltaicas apresenta-se como uma alternativa viável visto que utiliza uma fonte de energia inesgotável se considerada a escala de tempo terrestre.

2.1 Dimensionamento das Subestações elétricas, inversores de corrente e otimizadores

Uma subestação é composta por equipamentos industriais interligados e têm o objetivo de controlar o fluxo da potência energética, além de modificar e alterar a natureza da corrente elétrica, garantindo assim, a proteção do sistema elétrico (MUZY, 2012).

Para a determinação de escolha dos inversores de corrente, faz-se necessário considerar os seguintes critérios: potência do sistema, dimensionamento das subestações e compatibilidade do inversor com o otimizador.

Os inversores de corrente devem absorver toda a potência do sistema. E não precisam, necessariamente, somar em toda a potência do sistema. Eles devem atender a potência determinada pelo fabricante, mais um excedente de 50%, sem comprometimentos e/ou danos (GROWATT, 2022).

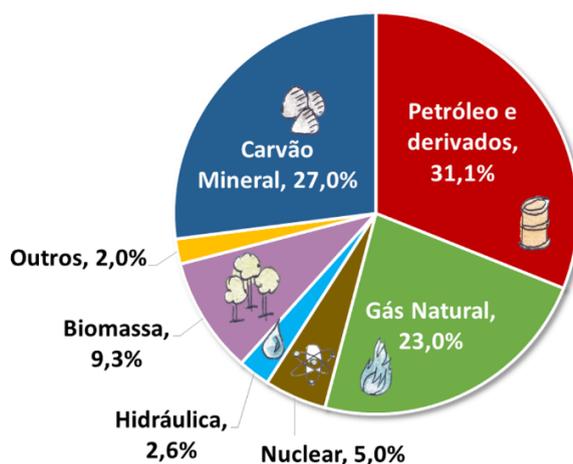
No tocante ao dimensionamento dos otimizadores, de acordo com CRESEB (2022), quanto mais avançada for essa otimização, mais geração de recursos para os módulos fotovoltaicos agregarão para a geração de segurança. Tais recursos, dizem respeito a:

- monitoramento em nível modular para acompanhamento da produção de energia e gerenciamento de sistemas;
- desligamento manual ou automático a nível modular;
- otimização a nível modular para melhor rendimento energético e maior flexibilidade de projeto (TIGO ENERGY apud USFM, 2022, p. 6)

Retomando a questão energética mundial, o Planeta possui uma matriz energética composta principalmente por fontes não renováveis (carvão, petróleo e gás natural), o que pode sinalizar a necessidade de refletir sobre o investimento em tais fontes energéticas no sentido de torná-las economicamente acessíveis favorecendo sua aquisição para sua comercialização e implementação em residências, por exemplo.

Tomando como base os dados acerca das matrizes energéticas adotadas no mundo, apresenta-se o gráfico publicado, em 2019, pela Agência Internacional de Energia – IEA, que elenca além das matrizes seus respectivos percentuais de utilização humana:

Gráfico 2: Matriz Energética Mundial/ 2019

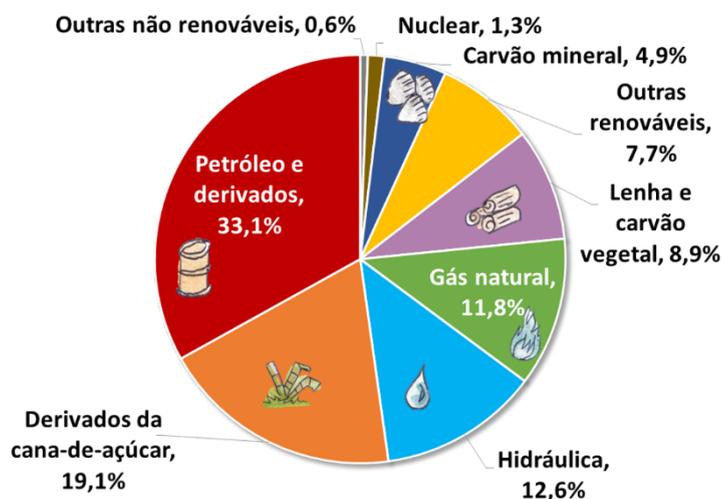


Fonte: IEA (2021)

O percentual representado, no gráfico anterior, como “Outros”, diz respeito às fontes renováveis (solar, eólica e geotérmica).

Em se tratando de Brasil, a matriz energética se caracteriza de forma diferente da mundial, como demonstra o gráfico:

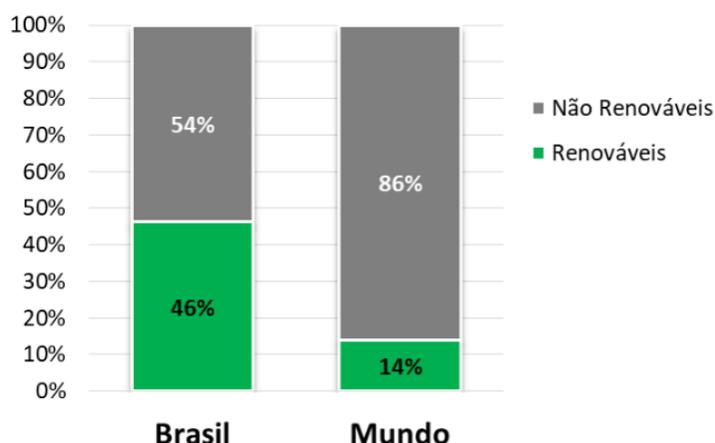
Gráfico 3: Matriz Energética do Brasil/ 2020



Fonte: BEN (2021)

Como pode ser observado pelo gráfico, o Brasil utiliza mais fontes renováveis quando comparado com o resto do mundo. Comparando o consumo de energia de fontes renováveis e não renováveis no Brasil e no mundo em 2019, traz-se a análise em gráfico de barras, a seguir:

Gráfico 4: Comparação de uso das fontes renováveis e não renováveis de energia



Fonte: EPE (2022)

Observa-se que a Matriz Energética Brasileira é mais renovável, com relação à Matriz Mundial. Destaca-se a importância de reconhecer essa característica energética brasileira, uma vez que fontes não renováveis de energia emitem altos índices de gases de efeito estufa.

Cerca de 43% da produção de energia no país provém de fontes renováveis, como hidráulica, biomassa (usada na produção de biocombustíveis), etanol (empregado na produção da cana-de-açúcar), além das energias eólica e solar. O uso dessas fontes renováveis de energia tem sido uma alternativa ao uso do petróleo na matriz energética brasileira (EPE, 2022).

O uso das usinas hidrelétricas para obtenção de energia representa 75% da geração elétrica no Brasil, que conta com 140 usinas operando na geração de energia (ABRACEEL, 2022).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Potencial do setor de energia solar fotovoltaica

A energia solar tem um caráter seguro, limpo, renovável e autônomo. É seguro porque não utiliza meios que ponham em perigo a vida, limpo porque não gera resíduos no seu processo, renovável porque a sua fonte de matéria-prima é o sol e autônomo porque permite uma utilização independente, pois pode ser usada individualmente ou em comunidade. A tabela a seguir explicita os dados a serem referenciados:

Tabela 2: Potencial Fotovoltaico no Brasil

<i>UF</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)</i>	<i>Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial</i>
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: EPE (2022)

Dados da EPE (2022), vinculado ao MMME, demonstram que o consumo de energia elétrica, no Brasil, passou dos 480.000GWh no ano de 2019 e mostra um crescimento ao longo dos anos.

Por meio da tabela 2, é possível observar que Pernambuco apresenta um potencial fotovoltaico expressivo a ser explorado, isto é, cerca de 12.352 GWh/ano. A implantação de instalações de energia solar fica ainda mais facilitada nas regiões do interior de Pernambuco, pois além das altos índices de irradiância, o custo da terra, também conhecido como *land lease* fica reduzido, quando é o caso de se construir grandes usinas ou em áreas em que a região a qual o parecer de acesso foi submetido será uma área arrendada.

De acordo com o IEA (2021), a expectativa é de aumento na demanda mundial em 2040, previsto para o dobro de demanda em relação a 2018, em consumo de energia elétrica, em alguns países. Partindo de tais dados e projeções, fica claro a necessidade de se investir em energia limpa e sustentável.

Corroborando com tais premissas, EPE (2022), destaca que a rentabilidade de sistemas de microprodução solar – por painéis fotovoltaicos – é também determinada pela produtividade da instalação, ou seja, área de exposição solar e custo de investimento inicial.

Reflete-se que, embora o custo dos painéis fotovoltaicos torne-se alto, a possibilidade de retorno do investimento é breve se comparado a outros investimentos na área de infraestrutura. Refere-se a este retorno como rentabilidade. Destaca-se que os painéis fotovoltaicos não são apenas um sistema de autoconsumo. Em algumas modalidades de geração é possível realizar contratos de benefício mútuo com comercializadoras regulares do ramo.

3.2 Viabilidade econômica do investimento

Decisões financeiras são parte integral da rotina de pessoas e empresas. Em geral, o cidadão comum não tende a utilizar tantas ferramentas para análise como as empresas. No entanto, ainda que isso não ocorra, o uso de tais ferramentas se faz ainda mais importante, devido à escassez de recursos e aos altos custos na aquisição e manutenção de uma instalação de energia solar, por exemplo. Para realizar uma decisão entre financiar ou

comprar a vista, é sabido que muitas pessoas não calculam explicitamente o Valor Presente Líquido (VPL) ou a Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento.

Para Buarque (apud Granja, 2018, p. 35), “o (...) VPL permite obter viabilidade econômico-financeira para a implantação de um projeto em longo prazo”. Em outros termos, o excesso de ganho apresentado pelo projeto é a melhor oportunidade de investimento.

Por considerar explicitamente o valor do dinheiro no tempo, o VPL é considerado uma técnica sofisticada para análise de investimentos. Esse tipo de técnica, de uma forma ou de outra, desconta os fluxos de caixa da empresa a uma taxa especificada. “Essa taxa, frequentemente chamada de taxa de desconto, custo de oportunidade ou custo de capital” (GITMAN, 2002 apud RABUSKE 2018, p. 39). O VPL é dado pela seguinte equação:

$$VPL = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{Fct}{(1+r)^t}$$

Onde I_o representa o investimento inicial, Fct representa o fluxo de caixa do projeto no período t , r representa a taxa de desconto, t o período em questão e n o horizonte de análise do fluxo de caixa. Em caso de o VPL ser positivo, as receitas do projeto superam a soma dos valores investidos e despesas do projeto, configurando um investimento viável do ponto de vista deste indicador.

No tangente a TIR, Gitman (apud Rabuske, 2018) afirma que é uma taxa que representa em percentual a rentabilidade sobre o capital inicialmente investido em um determinado período estimado. Ainda sobre a TIR, o autor destaca que é uma sofisticada técnica de orçamento de capital, a qual iguala o VPL de um investimento a zero, isso somente é alcançado se as entradas de caixa somadas se igualam ao investimento inicial.

A análise de viabilidade econômica do investimento em uma instalação em energia solar deve ser guiada pelos seguintes princípios:

- Contabilizar, entre todas as contas contrato do consumidor, todas as despesas relativas à concessionária energética que permanecerão sendo pagas;
- Analisar as condições de financiamento oferecidos pelas instituições financeiras;
- Comparar duas realidades: o custo mensal (e acumulado) do grupo utilizando energia solar com o custo mensal (e acumulado, durante o mesmo período) do grupo utilizando energia convencional (ANEEL, 2022).

Dessa forma, para a estruturação da análise de viabilidade econômica e em conformidade com o estudo de Neto (2020), as entradas do fluxo de caixa livre são as despesas evitadas com energia elétrica. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico é multiplicada pelo valor da tarifa de compensação, resultando nas entradas do fluxo de caixa. Já as saídas são dadas pelos gastos com Operação e Manutenção da Usina, Implantação e os custos não compensáveis da conta de energia, tais como iluminação pública e a tarifa de básica da concessionária referente ao fornecimento de energia - que pode ser a cobrança dos 30kWh, 50kWh ou 100kWh a depender do tipo de instalação da residência; monofásico, bifásico ou trifásico, respectivamente.

Para Neto (2016) o *payback* descontado evidencia o tempo de recuperação de um investimento inicial. Esse método de análise consiste em atribuir um valor ao dinheiro ao longo do tempo, por meio da utilização de uma taxa de desconto, para verificar a quantidade exata de períodos, em que um projeto recupera seu valor inicial investido.

O fluxo de caixa, no caso do *payback* descontado, tem uma taxa de desconto por dois motivos: (1) o dinheiro de hoje vale mais que o dinheiro de amanhã e (2) um dinheiro seguro vale mais que um dinheiro incerto (BREALEY; MYERS; ALLEN, 2011). Para a determinação da taxa de desconto, pode ser considerado o custo médio ponderado de capital, bem como os conceitos de taxa mínima de atratividade (TMA) ou de custo de oportunidade do capital (ASSAF NETO, 1994).

Para um projeto de baixo risco, como é o caso do presente trabalho, a taxa de desconto utilizada poderia ser a rentabilidade de títulos públicos do

governo federal ou a remuneração do capital em algum projeto de risco equivalente, embora para a determinação da taxa de desconto outros fatores devam ser levados em conta, tais como o nível de endividamento da empresa e seu custo de capital.

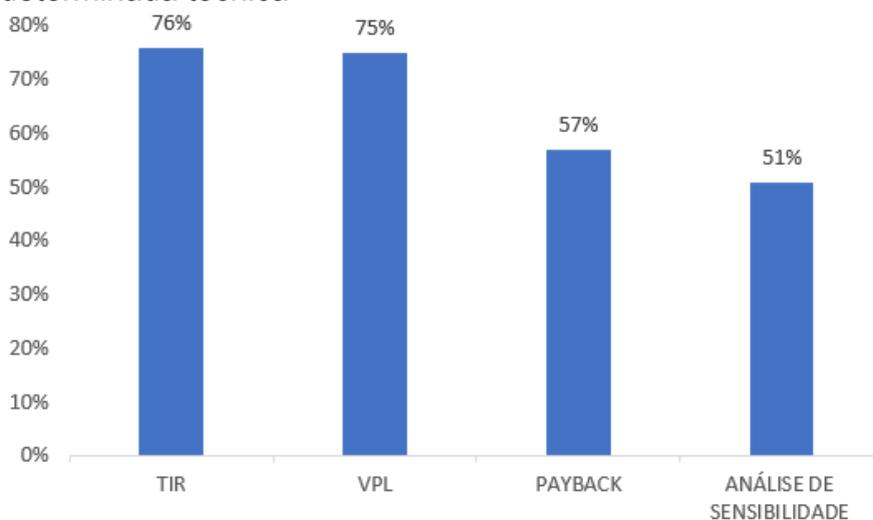
Para o escopo deste trabalho, servem como direcionadores a remuneração de títulos públicos federais e a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), a qual é fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária). No entanto, para intuítos de simplificação da análise, será utilizado o *payback* simples, o qual pode ser definido pelo tempo necessário para obter o retorno do valor investido.

Tais análises de *payback* podem ser realizadas a partir de uma projeção de fluxo de caixa. De acordo com Gitman (2010 apud Posseti, 2019, p. 50): “quanto maior for o *payback*, aumentam as chances de incerteza e de risco quanto ao capital investido”. Nesse sentido, para Neto (2016) um investimento está relacionado a uma incerteza, e a questão central de um processo de decisão é definir o grau de risco que o investidor aceitaria assumir, dado o retorno esperado da aplicação.

O risco é considerado um custo e está sempre presente nos negócios e conseqüentemente precisa ser quantificado. No contexto do presente trabalho, assumindo-se que a instalação de energia solar foi bem dimensionada do ponto de vista estrutural e que os equipamentos apresentem os requisitos técnicos mínimos de resistência e resistência à corrosão, que fogem ao escopo deste trabalho, o risco de investimento de uma instalação de energia solar é muito pequeno, devido a sua baixa necessidade de manutenção e um potencial de geração de receita que pode ser bem estimado com o uso das informações meteorológicas e softwares atuais.

Para sumarizar, não há melhor ou pior ferramenta para avaliação de investimentos, cada uma tem o potencial de destacar melhor determinado aspecto do projeto. No entanto, a TIR e o VPL são as técnicas mais utilizadas pelos CFOs (chief financial officers) nas empresas (GRAHAM; HARVEY, 2001), conforme a figura 4 mostra:

Figura 4 - Porcentagem de CFOs que utilizam sempre, ou quase sempre, uma determinada técnica



Fonte: Adaptação de “*The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. Journal of Financial Economics, 2001.*”

3.3 Possíveis impactos econômicos na introdução de novas instalações fotovoltaicas

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, a ABSOLAR (2022), o valor do megawatt gerado a partir de fonte solar fotovoltaica em leilões de energia no mercado regulado reduziu-se de aproximadamente US\$103,00/MWh em 2013 para pouco mais de US\$17,00/MWh em 2019. No cenário da geração distribuída, usinas fotovoltaicas representam cerca de “98% de todas as conexões de micro/minigeração distribuída por sua eficiência, fácil implantação, manutenção e por não causar nenhum impacto relevante ao seu redor” (ABSOLAR, 2022, p. 12).

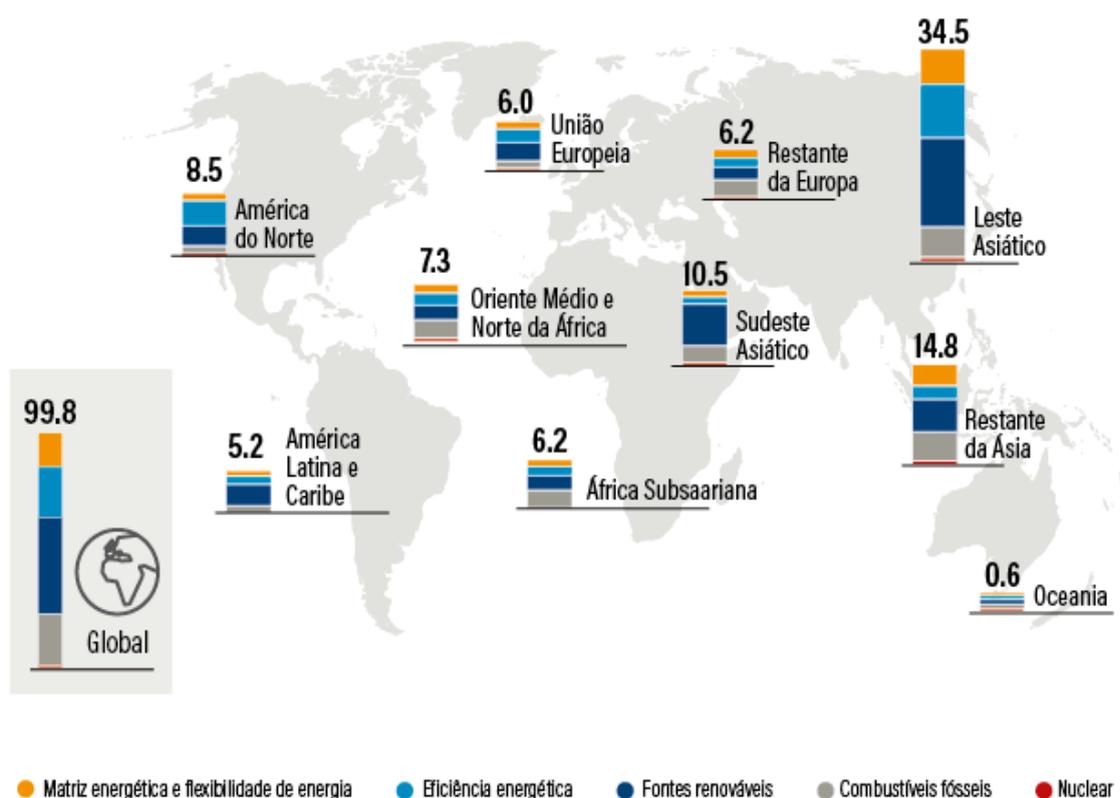
De acordo com a ANEEL (2022), esta modalidade tem se beneficiado: (a) pelos aumentos nas tarifas de energia cobradas pelas concessionárias nos últimos anos; e (b) pelo desenvolvimento tecnológico na fabricação de painéis solares, cujos preços de mercado se reduziram em cerca de 43% entre 2014 e 2019. Bancos ofertam modalidades de financiamento com taxas de juros mais atrativas, aproximando as parcelas mensais do financiamento ao valor da redução mensal da conta de energia para o consumidor. Visto que a economia

gerada na conta de energia pode amortizar o investimento em um prazo de empréstimo inferior à vida útil do sistema de geração distribuída.

Gerando, dessa forma, ganho para a unidade consumidora que se pretende superior aos custos de manutenção do sistema e de pagamento de tarifas mínimas da concessionária e taxa de iluminação pública (ANEEL, 2022).

Além da postergação de investimentos em transmissão e distribuição de eletricidade e a geração de empregos e renda nas localidades beneficiadas por esse tipo de atividade (ABSOLAR, 2022). Os impactos na geração de empregos no processo de transição para energia limpa são representados na figura que se apresenta:

Figura 5: Impacto da transição para energia limpa na geração de empregos



Fonte: IRENA (2020)

O gráfico acima representa a geração de empregos pelo investimento em energia limpa, considerando o potencial energético dos continentes mundiais. Observa-se – em amarelo – o crescimento significativo de empregabilidade comparada às fontes de energias tradicionais. Refletindo, ser

um nicho de negócio produtivo para a sociedade e para a preservação ambiental.

3.4 Impactos regulatórios recentes na modalidade da geração distribuída

A atuação do Estado na sua função regulatória, no que tange a domínios econômicos, dentre eles, o energético, encontra respaldo na Constituição Federal. No que diz respeito à regulação de energia distribuída no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é responsável por estabelecer as regras para a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no país.

Em termos gerais, a energia distribuída, está incluída nos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), e é caracterizada pela geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, como energia solar, eólica, hidráulica, biomassa, entre outras, em instalações próximas ao local de consumo. (BRASIL, 2019)

Nesse sentido, tal forma de produção energética tem ganhado mais espaço e conseqüentemente, mais incentivos. Contudo, alguns desafios regulatórios são apresentados à medida em que são impostas novas regras de ordem financeira e tributária, por exemplo.

3.4.1 Resolução Normativa nº 482/2012 e suas atualizações

Em 2012, a ANEEL lançou a REN 482/2012, que pode ser considerada um marco regulatório no que se refere a Micro e Minigeração de energia elétrica distribuídas no Brasil. A resolução indica condições gerais para geração distribuída no país, e permitiu que consumidores tornem-se também produtores, ou seja, “prosumidores”, através da criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE).

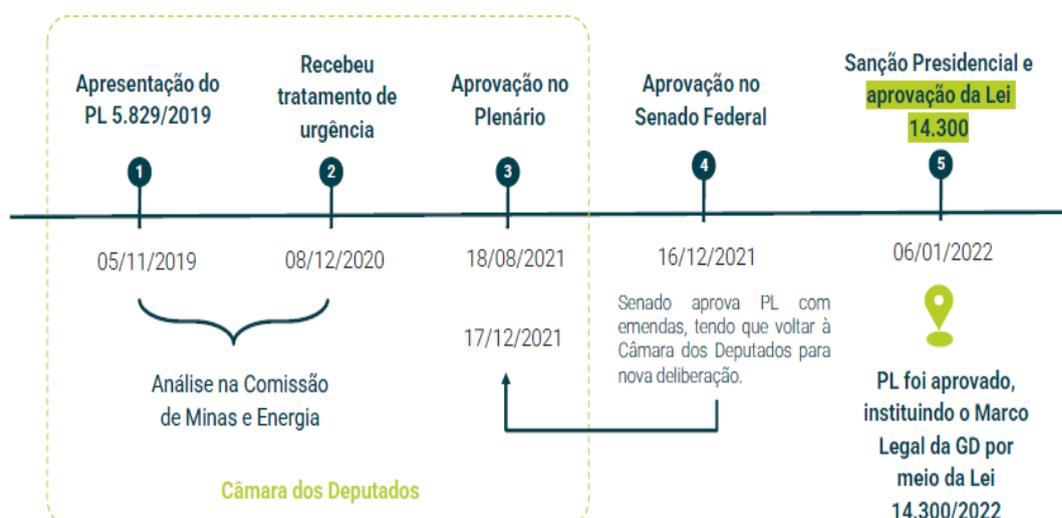
A resolução incluiu ainda, a possibilidade de autoconsumo remoto, com a produção da energia elétrica renovável em um local e o seu consumo em outro. Soma-se a isso, a viabilidade de injetar a produção excedente na rede e obter compensações em faturas futuras, promovendo o incentivo a geração de energia elétrica sustentável (FGV ENERGIA, 2016).

Desde então, a ANEEL vem desenvolvendo atualizações na regulamentação da geração distribuída, na tentativa de reduzir custos e compatibilizar as condições gerais de fornecimento de energia (RN nº 1.000/2021) com o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (BRASIL, 2022).

Posteriormente, com base na Audiência Pública nº 026/2015, a ANEEL publicou a REN 687/2015 revisando a REN nº 482/2012, que trouxe, entre outras medidas, a cobrança de encargos pelo uso da rede elétrica e a criação de tarifas diferenciadas para a energia injetada na rede, facilitando o uso da geração distributiva para consumidores de pequeno porte, uma vez que poderiam utilizar seus créditos em diferentes unidades consumidoras (BRASIL, 2015).

Os debates que ocorreram durante o processo de revisão da REN nº 482/2012, demonstraram a necessidade de garantir uma proteção ao mercado de Micro e Minigeração Distribuída, através de lei federal. Assim, foi criado o Projeto de Lei 5.829/2019, que instituiu em janeiro de 2022, o Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída por meio da Lei 14.300/2022.

Figura 6: Etapas até a aprovação do MMGD



Fonte: Greener (2023)

3.4.2 Os Impactos da Lei 14.300/2022

As mudanças e incentivos trazidos pela geração distribuída de energia elétrica através de regulações como o Marco Legal da MMGD, colocam o Brasil em evidência na corrida de produção e desenvolvimento de energia elétrica, que tenham como base a sustentabilidade e a inovação.

A lei 14.300/2022, publicada em 07/01/2022, não apenas trouxe mais segurança jurídica para investimentos no mercado, como também a possibilidade de competitividade. As regras de transição estabelecidas pelo Marco Legal incluem dois principais fatores, que são: a data da solicitação de acesso ao sistema, e a modalidade de compensação escolhida.

Dessa maneira, os consumidores que protocolarem sua solicitação de acesso antes da data de início das regras da lei (07/01/2023), data da divulgação da lei - ou seja, no intervalo de 12 meses entre a data de publicação da lei e o início das regras- , terá como benefício permanecer usufruindo das regras atuais até 2045.

Aqueles que protocolarem suas solicitações de acesso após a data de início das regras da lei, entrará na regra de transição, que será avaliada por classificação a partir das suas modalidades de compensação.

Ex.: Modalidade de Compensação: Mini GD → entra na regra de pagamento gradativo de até 100% TUSD Fio B.

Segue quadro comparativo com as principais alterações entre a REN 482/2021 e a Lei 14.300/2022.

Figura 7: Quadro comparativo entre a REN 482/2021 e a Lei 14.300/2022.

Tema	Como era a REN 482/2012	Lei 14.300/2022
Direito adquirido	Não existia garantia – competência da ANEEL para alterar a Resolução 482/12	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei fica mantido o regime atual até 31/12/2045
Valoração dos Créditos	Compensação de 100% das componentes tarifárias	Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual e escalonada de acordo com a regra de transição prevista (6 anos – utilização da CDE). A partir de 2029 nova entrada com "regra nova"
Compensação das componentes tarifárias	A REN 482 poderia ser alterada a qualquer momento pela ANEEL – cenário "Alternativa 5" (compensação apenas TE – Energia)	Encontro de "contas" a ser feito em até 18 meses da publicação da Lei, a partir de diretrizes do CNPE (6 meses). A ANEEL será obrigada a considerar o cálculo do SCEE de todos os benefícios ao sistema da GD
Demanda das Usinas	TUSD C	TUSD G (até 70% menor que a TUSD C)
Custo de Disponibilidade	Cobrado em duplicidade na prática	Deixará de ser cobrado em duplicidade
Geração Compartilhada	Via Consórcio (PJ) ou Cooperativa (PF)	Flexibilização. Via Consórcio, Cooperativa, Associação e Condomínio civil (voluntário ou edilício)
Potência Máxima	Em regra até 5 MW para todas as fontes de energia	Até 3 MW para solar (não despacháveis) e até 5 MW para as demais fontes (despacháveis)
Titularidade	Unificar titularidade era uma prática de mercado sem respaldo legal/regulatório	Previsão legal expressa para unificação (pode ser solução para ICMS na geração compartilhada)
Distribuição de Créditos	Prazo de 60 dias para análise da Distribuidora	Prazo caiu para 30 dias
Troca de Titularidade	A qualquer momento, a partir da assinatura do CUSD e do CCER	(i) a transferência de titularidade dos projetos já conectados não implicará na perda dos benefícios já obtidos anteriormente; (ii) será permitida a transferência de titularidade ou transferência de controle, até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora
Garantia de fiel cumprimento (caução)	Não há necessidade	2,5% do investimento potência entre 500kW e 1.000 kW e 5% para sistemas maiores que 1.000 kW. Projetos superiores a 500kW devem apresentar garantia em até 90 dias da publicação da lei. Não se aplica à geração compartilhada, EMUC e para os casos em que o CUSD seja firmado em 90 dias da lei
B (optante)	Entendimento atual é de que consumidor não poderia ser B optante com usina minigeração	Permitido B optante com usina junto à carga até 112,5 kW
Prazo para cadastro/porcentagem	60 dias a partir do envio dos dados	30 dias a partir do envio dos dados
Programa para GD em baixa renda	Não existia vedação, mas a ANEEL não recomendava a prática	Fica vedada expressamente comercialização de pareceres de acesso
Comercialização de Energia	Vedado	Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras por meio de chamada pública a ser regulamentada pela ANEEL
Atributos Ambientais	Atualmente não são valorados	Serão valorados e remunerados a partir de março de 2022
Prazo para cumprimento das disposições	Sem previsão	Distribuidoras deverão se adequar e operacionalizar as alterações em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei

Fonte: Canal Solar (2022)

O Fio B está inserido dentro da esfera da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), que junto a Tarifa de energia (TE), compõe a tarifa de energia elétrica que a empresa concessionária cobra do consumidor final por cada kWh consumido. Nesse sentido, enquanto a TUSD Fio A, inclui os custos

de operação e manutenção das linhas de transmissão, a TUSD Fio B, abrange os custos relacionados ao uso da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária local até chegar aos domicílios, comércios, indústrias, etc (MARQUES, 2022).

Importante mencionar ainda que, há uma grande variação nos valores da TUSD Fio B de uma concessionária para outra, já que o cálculo deste componente tarifário leva em consideração a densidade populacional da área de concessão de cada empresa (que é determinada pela própria concessionária). Assim, quanto maior for a eficiência na relação entre Unidades Consumidoras e Área de concessão, menor deverá ser o valor da TUSD Fio B (MARQUES, 2022).

Em relação aos aspectos que afetam a situação financeira dos consumidores do Grupo B, como por exemplo a cobrança do custo de transporte dos microgeradores e minigeradores distribuídos, foi estabelecido que a cobrança somente irá ocorrer após a instalação do medidor com capacidade de apurar a demanda de geração.

Através da regulamentação da Lei 14.300, ocorrida em fevereiro de 2023, também foi definido que não será permitido enviar ou receber excedentes para unidades consumidoras diferentes.

Quanto a gradação das tarifas do fio B, que vão de 15% a 90%, a serem cobradas, temos o disposto no art. 27 da Lei 14.300:

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei 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:

I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;

II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;

III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;

IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;

V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;

VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

(BRASIL, 2022)

Além disso, a partir de 2029, a ANEEL, será a responsável pela determinação das regras tarifárias para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída (BRASIL, 2022).

Além dos fatores apresentados, os impactos suportados por consumidores do grupo B ainda estão sendo analisados, considerando o curto espaço de vigência da lei. Contudo, é possível perceber uma potencial vulnerabilidade de tal grupo, tendo em vista as desvantagens financeiras demonstradas nos tópicos a seguir.

4. METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia adotada para desenvolvimento do trabalho. Inicialmente são definidas as premissas do estudo, para uma aproximação precisa de um sistema real. Por fim, são apresentados os procedimentos de dimensionamento do sistema fotovoltaico e do estudo de viabilidade financeira.

4.1 Características das plantas de geração distribuída utilizadas no estudo de caso

Considerando as regras de compensação, os casos escolhidos para estudo são:

- Caso 1: Microgeração com autoconsumo local de uma instalação de 6,23 kWp e fator de simultaneidade de 38%;
- Caso 2: Minigeração com autoconsumo remoto de uma instalação de 1000 kWp.

Tais casos foram escolhidos não ao acaso, mas com um intuito de ganhar representatividade frente a duas grandes modalidades da geração distribuída. O primeiro caso é um cenário de microgeração, com autoconsumo local,

instalação junto a carga, o qual não se paga demanda e que a unidade de compensação coincide com a unidade geradora e apresenta um fator de simultaneidade de 38%.

Já o segundo caso, é um caso de autoconsumo remoto, de uma instalação de 1000 kWp, tratando-se de um consórcio teórico em que as unidades consumidoras são diferentes da unidade geradora. Além disso, será possível observar a inserção da cobrança da Demanda Contratada, como uma das saídas no Fluxo de Caixa a ser analisado.

4.2 Premissas de análise dos estudos de caso

Para o desenvolvimento deste trabalho foram adotadas as seguintes premissas:

- a) estrutura do tipo fixa e módulos fotovoltaicos com inclinação de 10° orientados para o norte geográfico. Tal escolha se deve ao fato de ser a melhor configuração para o aproveitamento máximo da irradiação ao longo do ano em instalações de telhado.
- b) na simulação, adota-se 1% de perdas ôhmicas, 2% de perdas de sujidade e 1,5% de perdas de indisponibilidade; 0,05% de consumo noturno; 2,15% de perdas do inversor; 10% em perdas de temperatura;
- c) Unidades Consumidoras trifásicas;
- d) aplicação da tarifa B1 residencial para as unidades consumidoras e usinas de microgeração, e usinas de minigeração faturadas pelo grupo A4 VERDE;
- e) incidência de alíquota de PIS/COFINS 5,0%, e ICMS de 18,0%;
- f) considera-se que toda a energia gerada será consumida, sem excedentes de energia;
- g) bandeiras tarifárias e taxas de iluminação pública foram considerados no custo da energia de acordo com suas devidas alíquotas;
- h) degradação dos módulos Fotovoltaicos de 2% no primeiro ano, e 0,57% nos demais;
- i) início da operação das Usinas em janeiro de 2023;
- j) análise de fluxo de caixa para um período de 25 anos;
- k) investimento inicial sem alavancagem no ano 0;
- l) custos de Operação e Manutenção (O&M) estimados em 1% do investimento inicial (NAKABAYASHI, 2014);

m) reajuste tarifário conforme as projeções de longo prazo do Itaú BBA.

4.3 Do dimensionamento do sistema fotovoltaico

Realizou-se um dimensionamento com o auxílio do software PVSyst com o objetivo de simular a geração de eletricidade. O primeiro passo no uso do software é selecionar qual a modalidade de geração e, nos casos da presente análise, ambos são on-grid, isto é, conectados a rede e sem a utilização de baterias. Em seguida, é aberta uma outra janela, onde são questionados os dados do projeto. Seleciona-se a região de Recife-PE para se obter os dados meteorológicos da cidade, a partir da base de dados Meteororm 8.0. Tal base de dados, já fornece também os dados referentes a temperatura média, irradiância média e velocidade do vento para a coordenada selecionada

Na tela de entrada dos parâmetros do sistema no PVSyst é possível selecionar o fabricante e potência dos módulos e inversores, dimensionar as strings e inserir a potência pico da usina. Por fim, são inseridos os percentuais de perdas considerados na alínea b. Na sequência executa-se a simulação, obtém-se os resultados de produção de energia, índice de performance e perdas em kWh.

4.4 Considerações tarifárias e macroeconômicas

A análise financeira é feita por meio de uma planilha eletrônica no Excel. A premissa inicial da análise é a tributação segundo as regras antigas, isto é, aplicação somente da REN n°482. Nesse caso, não há cobrança sobre nenhuma componente tarifária sobre a energia compensada. Portanto, a metodologia de cálculo da energia injetada é de acordo com o valor total da tarifa.

Os valores líquidos de cada componente da tarifa de energia da Neoenergia Pernambuco - PE são obtidos em ANEEL (2023). Em seguida, é possível aplicar os impostos de acordo com a seção 4.2, alínea e do presente trabalho. Os valores dos componentes tarifários das parcelas TE e TUSD para a Neoenergia Pernambuco - PE podem ser visualizados nas tabelas 3 e 4.

Tabela 3 - Componentes tarifários da parcela TE

Componente Tarifário	Valor Líquido (R\$/MWh)
Encargo	37,99
FIO A	41,52
Energia	293,43
TE Subsídio	-19,39
TE Perdas RB	8,79
Total	320,82

Fonte: Aneel (2022). https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/

Tabela 4 - Componentes tarifários da TUSD

Componente Tarifário	Valor Líquido (R\$/MWh)
Encargo	65,20
FIO A	41,52
FIO B	227,90
TUSD Subsídio	-25,61
TUSD Perdas	75,82
Total	384,84

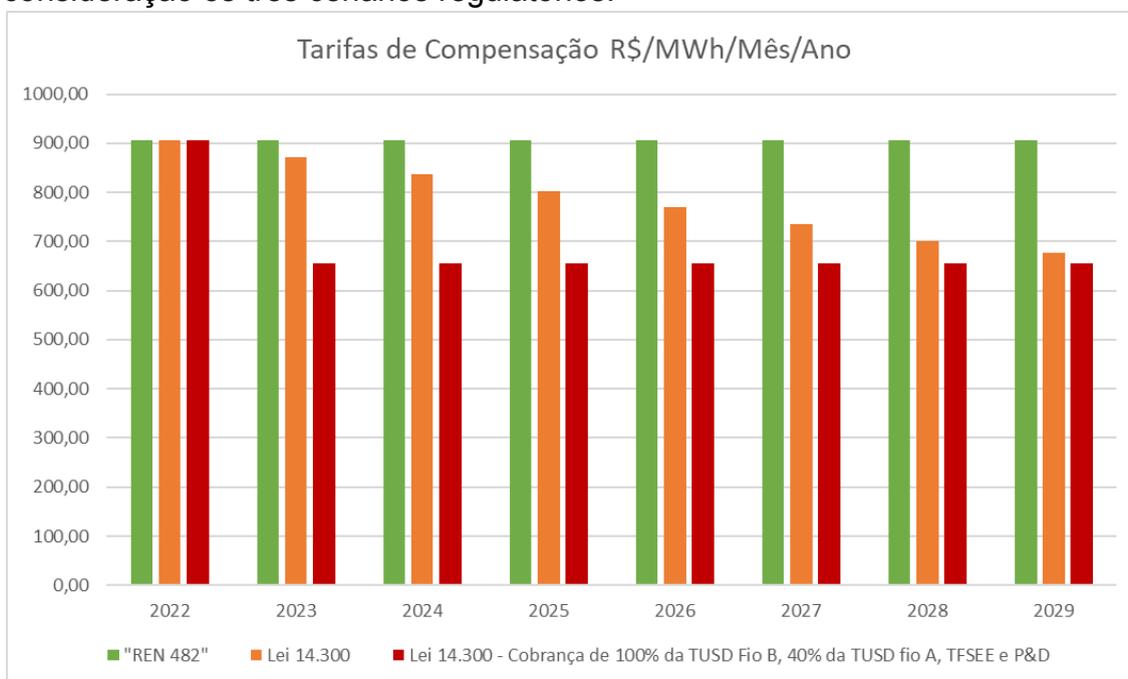
Fonte: Aneel (2022). https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/

Após a segregação das componentes tarifárias, é possível perceber que a TUSD Fio B representa 59,21% da TUSD sem impostos e representa ainda 32,29% do valor total da tarifa sem impostos referente à concessionária Neoenergia - Pernambuco.

Em seguida, na planilha é realizado o fluxo de caixa livre ao longo da vida útil dos projetos. As entradas do fluxo de caixa são representadas pela economia anual obtida com o projeto, calculada a partir do produto da geração de eletricidade anual e a tarifa de compensação do cliente. O fluxo de caixa considera as perdas anuais devido a degradação dos módulos fotovoltaicos que está prevista na alínea *h* da seção 4.2.

Um comparativo das tarifas de compensação é realizado por meio do gráfico 1, envolvendo os cenários da REN nº 482, a Lei 14.300 em sua regra de transição e também a aplicação da Lei 14.300 sem a regra de transição.

Gráfico 5 – Comparativo das tarifas de compensação de energia levando em consideração os três cenários regulatórios.



Fonte: O próprio autor.

As saídas do fluxo de caixa são calculadas pelos custos obtidos com a instalação do sistema. Em projetos FV, os principais custos são o *CAPEX* (Capital Expenditure, ou despesa de capital) e o *O&M* (Operação e Manutenção do empreendimento). Além disso, também devem ser considerados o custo de disponibilidade para usinas do grupo B e o custo da demanda contratada para as usinas conectadas ao grupo A.

O *CAPEX* pode ser melhor definido como sendo os gastos com a aquisição de equipamentos para implantação da usina, diretamente relacionados à atividade fim (geração de energia). Nos estudos de caso em questão, refere-se a aquisição dos equipamentos como módulos, inversores, cabos e custos diretos com instalação. A premissa utilizada para o *CAPEX* de cada caso é obtido a partir dos estudos da Greener (2023) de acordo com a potência nominal de cada projeto, o que é uma prática bastante comum de mercado também.

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção (O&M), estima-se os valores necessários para manter o projeto em funcionamento, com base na premissa da alínea I do item 3.2, e estes valores são reajustados anualmente pela inflação. Já os custos de capital (capex) são considerados como uma saída no ano 0 do fluxo de caixa, enquanto os custos de O&M são considerados nas análises dos anos seguintes. É importante ressaltar que a análise é feita a partir do ponto de vista do projeto, sem considerar possíveis modelos de negócios para a venda ou locação das usinas.

Após a inserção das entradas e saídas na planilha, calcula-se a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o período de payback do projeto. Com esses resultados financeiros em mãos, as regras de compensação da REN 482 são incorporadas e um novo fluxo de caixa é gerado para verificar a viabilidade do investimento, levando em consideração a sanção da Lei 14.300.

Para aferir a viabilidade do projeto, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi fixada em 13,75%, com base no relatório de mercado Focus (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023). Esse processo é repetido para todos os casos a fim de obter uma comparação entre as alternativas avaliadas.

Os custos de O&M são incluídos a partir do início da operação e os necessários para manutenção do projeto, são estimados de acordo com a premissa da alínea I do item 3.2 e reajustados anualmente pela inflação.

O capex é inserido no fluxo de caixa como saída no ano 0, e os custos de O&M nos demais anos de análise. Ressalta-se que a análise é feita do ponto de vista do projeto, sem considerar modelo de negócio de venda ou locação das usinas. Inseridas as entradas e saídas na planilha, calcula-se o valor da TIR e payback do projeto.

Após obtenção dos resultados financeiros das regras de compensação da REN 482, é feito um novo fluxo de caixa com as regras implementadas com a sanção da Lei 14.300. Para verificar a viabilidade do investimento considerou-se a TMA igual à taxa Selic de 13,75%, obtida no relatório de mercado Focus (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023). Esse procedimento é repetido em todos os casos para obtenção de um comparativo.

4.5 Considerações Finais

O dimensionamento e simulação dos sistemas no PVSyst garante uma boa previsibilidade da receita de cada Usina, principalmente utilizando um fator de capacidade que considera P(75) na distribuição de probabilidade.

É sabido que, devido ao horizonte de eventos ser longo, com um intervalo de análise de 25 anos, que é a duração de análise da planta, a projeção de geração assumida irá se configurar como uma aproximação razoável, principalmente levando em conta as características construtivas e equipamentos.

Com isso, a análise do fluxo de caixa livre nos dois cenários apresentados permite uma verificação dos impactos da mudança regulatória. No capítulo 5, por meio da metodologia é apresentado a aplicação dos estudos de caso com seus respectivos resultados.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo é apresentada uma análise financeira comparativa de dois estudos de caso para cenários regulatórios considerando a REN 482 e o novo marco regulatório da GD, Lei 14.300, conforme o procedimento descrito no capítulo anterior.

Caso 1: Microgeração com autoconsumo local com fator de simultaneidade de 38%

O primeiro caso estudado se trata de um sistema de 6,23 kWp de potência instalada, com geração junto à carga. Dessa forma, parte da energia gerada é consumida simultaneamente, de acordo com o fator de simultaneidade de 38% adotado. Como premissa, considerou-se que a unidade consumidora é conectada em baixa tensão.

Na Tabela 5, são expostos os resultados obtidos no PVSyst a partir de simulação, utilizando 14 módulos com potência nominal de 445 Wp e inversor Huawei de 5 kWca.

Tabela 5 - Dados do Sistema para o Caso 1

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
5 kWac	6,23 kWp	9.597,53 kWh/ano

Fonte: O próprio autor.

5.1 Análise do caso 1 para o cenário da REN 482

A economia obtida pela energia injetada é valorada pelo preço da tarifa total do consumidor, assim como a economia proporcionada pela compensação da energia gerada. Os valores de tarifa de energia e geração prevista em cada ano são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 – Tarifas e geração de energia do caso 1 para o cenário da REN 482.

Ano	Tarifa de energia da UC (R\$/kWh)	Tarifa de compensação (R\$/kWh)	Injeção Anual (kWh)
0			
2023	R\$ 0,9059	R\$ 0,9059	9597,5
2024	R\$ 0,9602	R\$ 0,9602	9525,5
2025	R\$ 1,0178	R\$ 1,0178	9454,1
2026	R\$ 1,0789	R\$ 1,0789	9383,2
2027	R\$ 1,1436	R\$ 1,1436	9312,8
2028	R\$ 1,2122	R\$ 1,2122	9242,9
2029	R\$ 1,2850	R\$ 1,2850	9173,6
2030	R\$ 1,3621	R\$ 1,3621	9104,8
2031	R\$ 1,4438	R\$ 1,4438	9036,5
2032	R\$ 1,5304	R\$ 1,5304	8968,7
2033	R\$ 1,6222	R\$ 1,6222	8901,5

2034	R\$ 1,7196	R\$ 1,7196	8834,7
2035	R\$ 1,8228	R\$ 1,8228	8768,5
2036	R\$ 1,9321	R\$ 1,9321	8702,7
2037	R\$ 2,0480	R\$ 2,0480	8637,4
2038	R\$ 2,1709	R\$ 2,1709	8572,6
2039	R\$ 2,3012	R\$ 2,3012	8508,3
2040	R\$ 2,4393	R\$ 2,4393	8444,5
2041	R\$ 2,5856	R\$ 2,5856	8381,2
2042	R\$ 2,7408	R\$ 2,7408	8318,3
2043	R\$ 2,9052	R\$ 2,9052	8256,0
2044	R\$ 3,0795	R\$ 3,0795	8194,0
2045	R\$ 3,2643	R\$ 3,2643	8132,6
2046	R\$ 3,4601	R\$ 3,4601	8071,6
2047	R\$ 3,6677	R\$ 3,6677	8011,0

Fonte: O próprio autor.

Os valores de O&M e custo de disponibilidade são despesas anuais durante a operação da usina. Por se tratar de um consumidor trifásico, ocorre a cobrança do valor mínimo de referência de 100 kWh mensais. As saídas do fluxo de caixa são descritas na Tabela 7.

Tabela 7 - Saídas do fluxo de caixa Caso 1

Capex	O&M (Ano 1)	Custo de disponibilidade e Iluminação Pública (Ano 1)
R\$27.623,20	R\$ 290,11	R\$ 1.586,46

Fonte: O próprio autor.

A composição do fluxo de caixa do caso 1 para o cenário da REN 482 é apresentado na Tabela 8, considerando todas as entradas e saídas financeiras. A partir disso, são calculados os valores da TIR, payback e VPL.

Tabela 8 – Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da REN 482.

Ano	Receita Injeção	Custo de disponibilidade + Ilum. Pública	Capex+O&M	Fluxo de Caixa
0			-R\$ 27.623,20	
2023	R\$ 8.693,96	-R\$ 1.586,46	-R\$ 290,11	-R\$ 27.623,20
2024	R\$ 9.146,48	-R\$ 1.653,53	-R\$ 302,38	-R\$ 21.133,91
2025	R\$ 9.622,55	-R\$ 1.711,41	-R\$ 312,96	-R\$ 14.633,68
2026	R\$ 10.123,41	-R\$ 1.762,75	-R\$ 322,35	-R\$ 8.124,90
2027	R\$ 10.650,33	-R\$ 1.815,63	-R\$ 332,02	-R\$ 1.614,73
2028	R\$ 11.204,68	-R\$ 1.870,10	-R\$ 341,98	R\$ 4.878,34
2029	R\$ 11.787,88	-R\$ 1.926,20	-R\$ 352,24	R\$ 11.333,90
2030	R\$ 12.401,44	-R\$ 1.983,99	-R\$ 362,81	R\$ 17.877,67
2031	R\$ 13.046,94	-R\$ 2.043,51	-R\$ 373,69	R\$ 24.812,29
2032	R\$ 13.726,03	-R\$ 2.104,81	-R\$ 384,90	R\$ 32.159,61
2033	R\$ 14.440,47	-R\$ 2.167,96	-R\$ 396,45	R\$ 39.942,65
2034	R\$ 15.192,10	-R\$ 2.233,00	-R\$ 408,34	R\$ 48.185,69
2035	R\$ 15.982,85	-R\$ 2.299,99	-R\$ 420,59	R\$ 56.914,33
2036	R\$ 16.814,75	-R\$ 2.368,99	-R\$ 433,21	R\$ 66.155,54
2037	R\$ 17.689,96	-R\$ 2.440,06	-R\$ 446,21	R\$ 75.937,74
2038	R\$ 18.610,72	-R\$ 2.513,26	-R\$ 459,59	R\$ 86.290,89
2039	R\$ 19.579,41	-R\$ 2.588,65	-R\$ 473,38	R\$ 97.246,57
2040	R\$ 20.598,52	-R\$ 2.666,31	-R\$ 487,58	R\$ 108.838,04
2041	R\$ 21.670,67	-R\$ 2.746,30	-R\$ 502,21	R\$ 121.100,37

2042	R\$ 22.798,63	-R\$ 2.828,69	-R\$ 517,28	R\$ 134.070,49
2043	R\$ 23.985,30	-R\$ 2.913,55	-R\$ 532,79	R\$ 147.787,34
2044	R\$ 25.233,73	-R\$ 3.000,96	-R\$ 548,78	R\$ 162.291,92
2045	R\$ 26.547,15	-R\$ 3.090,99	-R\$ 565,24	R\$ 177.627,47
2046	R\$ 27.928,93	-R\$ 3.183,72	-R\$ 582,20	R\$ 193.839,50
2047	R\$ 29.382,63	-R\$ 3.279,23	-R\$ 599,66	R\$ 210.975,99

Fonte: O próprio autor.

5.2 Análise do caso 1 para o cenário da Lei 14.300

De acordo com as novas regras impostas pela Lei 14.300, parte da energia que é injetada na rede sofre cobrança gradual do Fio B a partir de 2023. Já a fração da geração da energia simultânea produz uma receita financeira de acordo com a tarifa integral do consumidor. Nesse caso não há cobrança do custo de disponibilidade e os valores de investimento inicial e O&M são os mesmos da Tabela 8. As tarifas e geração de eletricidade são apresentados na Tabela 9 e o fluxo de caixa é apresentado na Tabela 10.

Tabela 9 – Tarifas e geração de eletricidade do caso 1 para o cenário da Lei 14.300

Ano	Tarifa de energia da UC (R\$/kWh)	Tarifa de compensação (R\$/kWh)	Injeção Anual (kWh)
0			
2023	R\$ 0,9059	R\$ 0,8717	9597,53
2024	R\$ 0,9602	R\$ 0,8877	9525,55
2025	R\$ 1,0178	R\$ 0,9026	9454,11
2026	R\$ 1,0789	R\$ 0,9160	9383,20
2027	R\$ 1,1436	R\$ 0,9278	9312,83
2028	R\$ 1,2122	R\$ 0,9378	9242,98
2029	R\$ 1,2850	R\$ 0,9617	9173,66
2030	R\$ 1,3621	R\$ 1,0194	9104,86
2031	R\$ 1,4438	R\$ 1,0806	9036,57

2032	R\$ 1,5304	R\$ 1,1454	8968,80
2033	R\$ 1,6222	R\$ 1,2141	8901,53
2034	R\$ 1,7196	R\$ 1,2870	8834,77
2035	R\$ 1,8228	R\$ 1,3642	8768,51
2036	R\$ 1,9321	R\$ 1,4460	8702,74
2037	R\$ 2,0480	R\$ 1,5328	8637,47
2038	R\$ 2,1709	R\$ 1,6248	8572,69
2039	R\$ 2,3012	R\$ 1,7222	8508,40
2040	R\$ 2,4393	R\$ 1,8256	8444,58
2041	R\$ 2,5856	R\$ 1,9351	8381,25
2042	R\$ 2,7408	R\$ 2,0512	8318,39
2043	R\$ 2,9052	R\$ 2,1743	8256,00
2044	R\$ 3,0795	R\$ 2,3047	8194,08
2045	R\$ 3,2643	R\$ 2,4430	8132,63
2046	R\$ 3,4601	R\$ 2,5896	8071,63
2047	R\$ 3,6677	R\$ 2,7450	8011,09

Fonte: O próprio autor.

Tabela 10 - Fluxo de Caixa do Caso 1 para cenário da Lei 14.300

Ano	Injeção Anual	Custo disponibilidade + Iluminação Pública	Fluxo de Caixa	Capex + O&M
0			-R\$ 27.623,20	-R\$ 27.623,20
2023	R\$ 8.693,96	-R\$ 1.586,46	-R\$ 21.133,91	-R\$ 290,11
2024	R\$ 9.146,48	-R\$ 1.653,53	-R\$ 14.633,68	-R\$ 302,38
2025	R\$ 9.622,55	-R\$ 1.711,41	-R\$ 8.124,90	-R\$ 312,96
2026	R\$ 10.123,41	-R\$ 1.762,75	-R\$ 1.614,73	-R\$ 322,35
2027	R\$ 10.650,33	-R\$ 1.815,63	R\$ 4.878,34	-R\$ 332,02
2028	R\$ 11.204,68	-R\$ 1.870,10	R\$ 11.333,90	-R\$ 341,98

2029	R\$ 11.787,88	-R\$ 1.926,20	R\$ 17.877,67	-R\$ 352,24
2030	R\$ 12.401,44	-R\$ 1.983,99	R\$ 24.812,29	-R\$ 362,81
2031	R\$ 13.046,94	-R\$ 2.043,51	R\$ 32.159,61	-R\$ 373,69
2032	R\$ 13.726,03	-R\$ 2.104,81	R\$ 39.942,65	-R\$ 384,90
2033	R\$ 14.440,47	-R\$ 2.167,96	R\$ 48.185,69	-R\$ 396,45
2034	R\$ 15.192,10	-R\$ 2.233,00	R\$ 56.914,33	-R\$ 408,34
2035	R\$ 15.982,85	-R\$ 2.299,99	R\$ 66.155,54	-R\$ 420,59
2036	R\$ 16.814,75	-R\$ 2.368,99	R\$ 75.937,74	-R\$ 433,21
2037	R\$ 17.689,96	-R\$ 2.440,06	R\$ 86.290,89	-R\$ 446,21
2038	R\$ 18.610,72	-R\$ 2.513,26	R\$ 97.246,57	-R\$ 459,59
2039	R\$ 19.579,41	-R\$ 2.588,65	R\$ 108.838,04	-R\$ 473,38
2040	R\$ 20.598,52	-R\$ 2.666,31	R\$ 121.100,37	-R\$ 487,58
2041	R\$ 21.670,67	-R\$ 2.746,30	R\$ 134.070,49	-R\$ 502,21
2042	R\$ 22.798,63	-R\$ 2.828,69	R\$ 147.787,34	-R\$ 517,28
2043	R\$ 23.985,30	-R\$ 2.913,55	R\$ 162.291,92	-R\$ 532,79
2044	R\$ 25.233,73	-R\$ 3.000,96	R\$ 177.627,47	-R\$ 548,78
2045	R\$ 26.547,15	-R\$ 3.090,99	R\$ 193.839,50	-R\$ 565,24
2046	R\$ 27.928,93	-R\$ 3.183,72	R\$ 210.975,99	-R\$ 582,20
2047	R\$ 29.382,63	-R\$ 3.279,23	R\$ 229.087,46	-R\$ 599,66

Fonte: O próprio autor.

5.3 Análise dos resultados do caso 1

Para o cenário da REN 482 obteve-se uma tarifa de compensação igual à tarifa de consumo e há a cobrança do custo de disponibilidade. No cenário da Lei 14.300, devido à cobrança gradual do fio B, a energia que é injetada produz uma receita menor que a energia consumida instantaneamente.

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 4 anos e 2 meses, a TIR Nominal é de 29,18%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 4 anos e 10 meses e a TIR 23,97%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 5,21% na TIR, implicando em uma piora na atratividade do investimento.

5.4 Caso 2: Minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW

Como uma segunda variação do estudo de caso, foi realizada simulação de um sistema de Minigeração com 3.207 kWp de potência instalada na modalidade autoconsumo remoto. Neste caso, toda energia gerada é injetada na rede para compensação do consumo de outras 50 unidades consumidoras reunidas por meio de consórcio.

O sistema foi dividido em 5 inversores Huawei de 200 kW de potência nominal e um total de 5.088 módulos de 655 Wp do fabricante Trina, modelo TSM-655DEG21C.20. O dimensionamento e resultado da simulação é apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 - Dados do Sistema para o Caso 2

Potência nominal	Potência Pico	Produção do sistema
2,500 MWac	3,207 MWp	7.534 MWh/ano

Fonte: O próprio autor.

O valor de Capex é R\$ 4,10/MWp, de acordo com os estudos da Greener (2023).

5.5 Análise do caso 2 para o cenário da REN 482

No faturamento dessa usina são contabilizados os custos com a demanda, e nas unidades beneficiárias haverá pagamento do custo de disponibilidade. Na Tabela 12 são expostos a tarifa e a geração de eletricidade para o Caso 2.

Tabela 12 – Tarifas e geração de energia do caso 2 para o cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/kWh)	Injeção Anual (kWh)
2023	R\$ 0,9059	7534000
2024	R\$ 0,9602	7477495
2025	R\$ 1,0178	7421413
2026	R\$ 1,0789	7365753
2027	R\$ 1,1436	7310510
2028	R\$ 1,2122	7255681
2029	R\$ 1,2850	7201263
2030	R\$ 1,3621	7147254
2031	R\$ 1,4438	7093649
2032	R\$ 1,5304	7040447
2033	R\$ 1,6222	6987643
2034	R\$ 1,7196	6935236
2035	R\$ 1,8228	6883222
2036	R\$ 1,9321	6831598
2037	R\$ 2,0480	6780361
2038	R\$ 2,1709	6729508

2039	R\$ 2,3012	6679037
2040	R\$ 2,4393	6628944
2041	R\$ 2,5856	6579227
2042	R\$ 2,7408	6529883
2043	R\$ 2,9052	6480909
2044	R\$ 3,0795	6432302
2045	R\$ 3,2643	6384059
2046	R\$ 3,4601	6336179
2047	R\$ 3,6677	6288658

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 13 são descritos todos os custos da usina.

Tabela 13 - Saídas do fluxo de caixa Caso 2 para cenário REN 482

Capex	O&M	Custo anual de demanda	Custo de disponibilidade + Iluminação Pública
R\$ 13.148.700,00	R\$ 131.487,00	R\$ 197.682,88	-R\$ 84.087,22

Fonte: O próprio autor.

Por fim, as entradas e saídas são apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da REN 482.

Ano	Receita Injeção	Capex + O&M	Custo Anual de Demanda	Custo de disponibilidade + Iluminação Pública	Fluxo de Caixa
0		-R\$ 13.280.187,00			-R\$ 13.280.187,00
2023	R\$ 6.824.701,46	-R\$ 139.475,22	-R\$ 197.682,88	-R\$ 84.087,22	-R\$ 8.558.267,97
2024	R\$ 7.179.927,17	-R\$ 145.371,54	-R\$ 209.543,85	-R\$ 87.642,01	-R\$ 3.588.387,73
2025	R\$ 7.553.642,38	-R\$ 150.459,55	-R\$ 136.902,75	-R\$ 90.709,48	R\$ 1.644.147,65
2026	R\$ 7.946.809,47	-R\$ 154.973,33	-R\$ 119.046,39	-R\$ 93.430,76	R\$ 7.154.354,27

2027	R\$ 8.360.440,90	-R\$ 159.622,53	-R\$ 126.189,17	-R\$ 96.233,69	R\$ 12.956.844,46
2028	R\$ 8.795.601,85	-R\$ 164.411,21	-R\$ 133.760,53	-R\$ 99.120,70	R\$ 19.066.995,90
2029	R\$ 9.253.412,93	-R\$ 169.343,54	-R\$ 141.786,16	-R\$ 102.094,32	R\$ 25.500.991,59
2030	R\$ 9.735.053,07	-R\$ 174.423,85	-R\$ 150.293,33	-R\$ 105.157,15	R\$ 32.275.861,97
2031	R\$ 10.241.762,58	-R\$ 179.656,57	-R\$ 159.310,93	-R\$ 108.311,86	R\$ 39.409.529,11
2032	R\$ 10.774.846,33	-R\$ 185.046,26	-R\$ 168.869,58	-R\$ 111.561,22	R\$ 46.920.853,33
2033	R\$ 11.335.677,08	-R\$ 190.597,65	-R\$ 179.001,76	-R\$ 114.908,06	R\$ 54.829.682,16
2034	R\$ 11.925.699,07	-R\$ 196.315,58	-R\$ 189.741,86	-R\$ 118.355,30	R\$ 63.156.901,94
2035	R\$ 12.546.431,71	-R\$ 202.205,05	-R\$ 201.126,37	-R\$ 121.905,96	R\$ 71.924.492,01
2036	R\$ 13.199.473,48	-R\$ 208.271,20	-R\$ 213.193,96	-R\$ 125.563,13	R\$ 81.155.581,78
2037	R\$ 13.886.506,07	-R\$ 214.519,34	-R\$ 225.985,59	-R\$ 129.330,03	R\$ 90.874.510,82
2038	R\$ 14.609.298,71	-R\$ 220.954,92	-R\$ 239.544,73	-R\$ 133.209,93	R\$ 101.106.892,00
2039	R\$ 15.369.712,71	-R\$ 227.583,56	-R\$ 253.917,41	-R\$ 137.206,23	R\$ 111.879.677,95
2040	R\$ 16.169.706,26	-R\$ 234.411,07	-R\$ 269.152,46	-R\$ 141.322,41	R\$ 123.221.231,03
2041	R\$ 17.011.339,47	-R\$ 241.443,40	-R\$ 285.301,60	-R\$ 145.562,09	R\$ 135.161.396,87
2042	R\$ 17.896.779,69	-R\$ 248.686,70	-R\$ 302.419,70	-R\$ 149.928,95	R\$ 147.731.581,81
2043	R\$ 18.828.307,07	-R\$ 256.147,30	-R\$ 320.564,88	-R\$ 154.426,82	R\$ 160.964.834,35
2044	R\$ 19.808.320,45	-R\$ 263.831,72	-R\$ 339.798,78	-R\$ 159.059,62	R\$ 174.895.930,85
2045	R\$ 20.839.343,53	-R\$ 271.746,68	-R\$ 360.186,70	-R\$ 163.831,41	R\$ 189.561.465,67
2046	R\$ 21.924.031,36	-R\$ 279.899,08	-R\$ 381.797,90	-R\$ 168.746,35	R\$ 204.999.946,08
2047	R\$ 23.065.177,19	-R\$ 288.296,05	-R\$ 404.705,78	-R\$ 173.808,74	R\$ 221.251.892,03

Fonte: O próprio autor.

5.6 Análise do caso 2 para o cenário da Lei 14.300

Por se tratar se um projeto de autoconsumo remoto acima de 500 kW, a Lei 14.300 estabelece a cobrança de outras componentes tarifárias na

compensação. A tarifa e geração de eletricidade anual do caso 2 são apresentados na Tabela 15.

Tabela 15 – Tarifa e geração de eletricidade Caso 2 para cenário da REN 482

Ano	Tarifa de compensação (R\$/kWh)	Injeção Anual (kWh)
0		
2023	R\$ 0,66	7.534
2024	R\$ 0,70	7.477
2025	R\$ 0,74	7.421
2026	R\$ 0,78	7.365
2027	R\$ 0,83	7.310
2028	R\$ 0,88	7.255
2029	R\$ 0,93	7.201
2030	R\$ 0,99	7.147
2031	R\$ 1,05	7.093
2032	R\$ 1,11	7.040
2033	R\$ 1,18	6.987
2034	R\$ 1,25	6.935
2035	R\$ 1,32	6.883
2036	R\$ 1,40	6.831
2037	R\$ 1,48	6.780
2038	R\$ 1,57	6.729
2039	R\$ 1,67	6.679
2040	R\$ 1,77	6.628
2041	R\$ 1,87	6.579
2042	R\$ 1,99	6.529
2043	R\$ 2,11	6.480
2044	R\$ 2,23	6.432
2045	R\$ 2,37	6.384
2046	R\$ 2,51	6.336
2047	R\$ 2,66	6.288

Fonte: O próprio autor.

Na Tabela 16 são expostos os custos da usina considerando a aplicação da TUSD geração. Por fim, na Tabela 17 é apresentado o fluxo de caixa.

Tabela 16 - Saídas do fluxo de caixa Caso 2 para cenário Lei 14.300

Capex	O&M	Custo anual de demanda
R\$ 13.148.700,00	R\$ 131.487,00	R\$ 197.682,88

Tabela 17 – Fluxo de Caixa do Caso 2 para cenário da Lei 14.300

Ano	Receita Injeção	Custo de disponibilidade + Ilum. Pública	Custo anual de demanda	CAPEX + O&M	Fluxo de Caixa
0			0,00	-R\$ 13.280.187,00	-R\$ 13.280.187,00
2023	R\$ 4.945.481,47	-R\$ 84.087,22	-R\$ 197.682,88	-R\$ 139.475,22	-R\$ 8.558.267,97
2024	R\$ 5.202.893,79	-R\$ 87.642,01	-R\$ 209.543,85	-R\$ 145.371,54	-R\$ 3.588.387,73
2025	R\$ 5.473.704,41	-R\$ 90.709,48	-R\$ 222.116,48	-R\$ 150.459,55	R\$ 1.644.147,65
2026	R\$ 5.758.610,72	-R\$ 93.430,76	-R\$ 235.443,47	-R\$ 154.973,33	R\$ 7.154.354,27
2027	R\$ 6.058.346,41	-R\$ 96.233,69	-R\$ 249.570,08	-R\$ 159.622,53	R\$ 12.956.844,46
2028	R\$ 6.373.683,34	-R\$ 99.120,70	-R\$ 264.544,28	-R\$ 164.411,21	R\$ 19.066.995,90
2029	R\$ 6.705.433,56	-R\$ 102.094,32	-R\$ 280.416,94	-R\$ 169.343,54	R\$ 25.500.991,59
2030	R\$ 7.054.451,37	-R\$ 105.157,15	-R\$ 297.241,95	-R\$ 174.423,85	R\$ 32.275.861,97
2031	R\$ 7.421.635,57	-R\$ 108.311,86	-R\$ 315.076,47	-R\$ 179.656,57	R\$ 39.409.529,11
2032	R\$ 7.807.931,70	-R\$ 111.561,22	-R\$ 333.981,06	-R\$ 185.046,26	R\$ 46.920.853,33
2033	R\$ 8.214.334,54	-R\$ 114.908,06	-R\$ 354.019,92	-R\$ 190.597,65	R\$ 54.829.682,16
2034	R\$ 8.641.890,66	-R\$ 118.355,30	-R\$ 375.261,12	-R\$ 196.315,58	R\$ 63.156.901,94
2035	R\$ 9.091.701,07	-R\$ 121.905,96	-R\$ 397.776,78	-R\$ 202.205,05	R\$ 71.924.492,01
2036	R\$ 9.564.924,11	-R\$ 125.563,13	-R\$ 421.643,39	-R\$ 208.271,20	R\$ 81.155.581,78
2037	R\$ 10.062.778,41	-R\$ 129.330,03	-R\$ 446.942,00	-R\$ 214.519,34	R\$ 90.874.510,82
2038	R\$ 10.586.546,02	-R\$ 133.209,93	-R\$ 473.758,51	-R\$ 220.954,92	R\$ 101.106.892,00
2039	R\$ 11.137.575,74	-R\$ 137.206,23	-R\$ 502.184,03	-R\$ 227.583,56	R\$ 111.879.677,95
2040	R\$ 11.717.286,56	-R\$ 141.322,41	-R\$ 532.315,07	-R\$ 234.411,07	R\$ 123.221.231,03
2041	R\$ 12.327.171,33	-R\$ 145.562,09	-R\$ 564.253,97	-R\$ 241.443,40	R\$ 135.161.396,87

2042	R\$ 12.968.800,59	-R\$ 149.928,95	-R\$ 598.109,21	-R\$ 248.686,70	R\$ 147.731.581,81
2043	R\$ 13.643.826,66	-R\$ 154.426,82	-R\$ 633.995,76	-R\$ 256.147,30	R\$ 160.964.834,35
2044	R\$ 14.353.987,84	-R\$ 159.059,62	-R\$ 672.035,51	-R\$ 263.831,72	R\$ 174.895.930,85
2045	R\$ 15.101.112,91	-R\$ 163.831,41	-R\$ 712.357,64	-R\$ 271.746,68	R\$ 189.561.465,67
2046	R\$ 15.887.125,84	-R\$ 168.746,35	-R\$ 755.099,10	-R\$ 279.899,08	R\$ 204.999.946,08
2047	R\$ 16.714.050,74	-R\$ 173.808,74	-R\$ 800.405,04	-R\$ 288.296,05	R\$ 221.251.892,03

Fonte: O próprio autor.

5.7 Análise dos resultados do caso 2

Como resultado da análise financeira, no cenário da REN 482 o payback do projeto é de 3 anos e 2 meses e a TIR é 52,92%. Já para a análise da Lei 14.300, o payback calculado é de 4 anos e 1 mês e a TIR 38,02%. A nova regra de compensação para o caso 1 provoca uma redução de 14,90% na TIR.

5.8. Análise comparativa dos casos

Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o comparativo dos valores de TIR e payback em cada caso para os dois cenários.

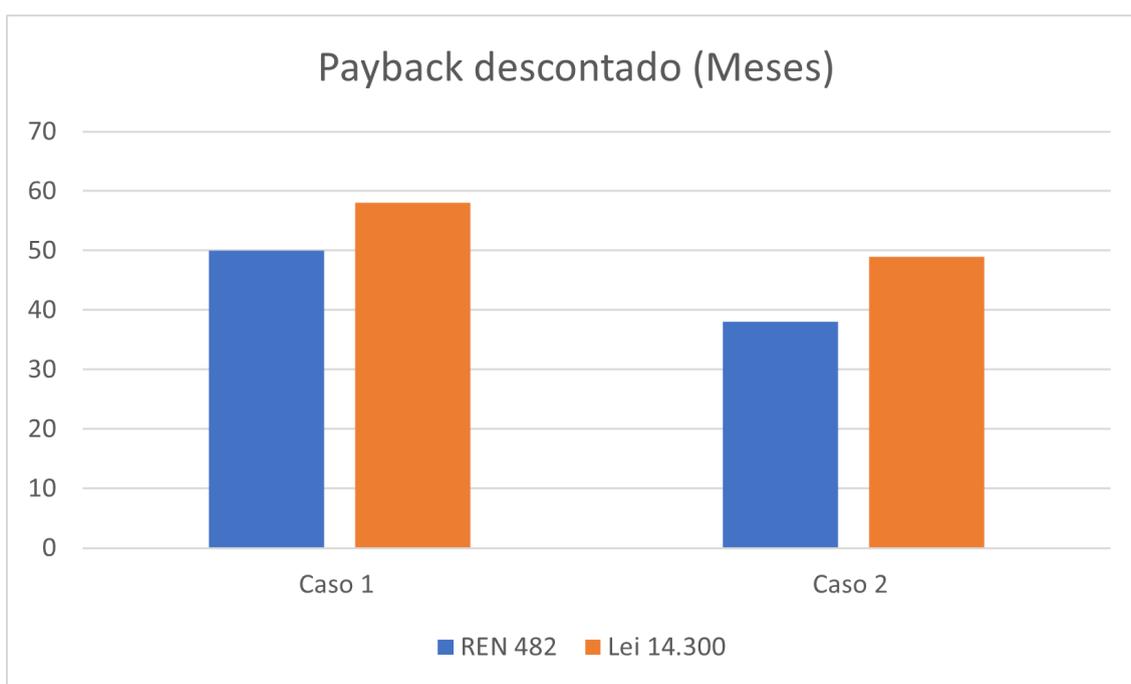


Gráfico 7 – Payback descontado em meses para os dois casos: para o cenário na vigência da REN 482 e após a vigência da Lei 14.300.

Caso 1:

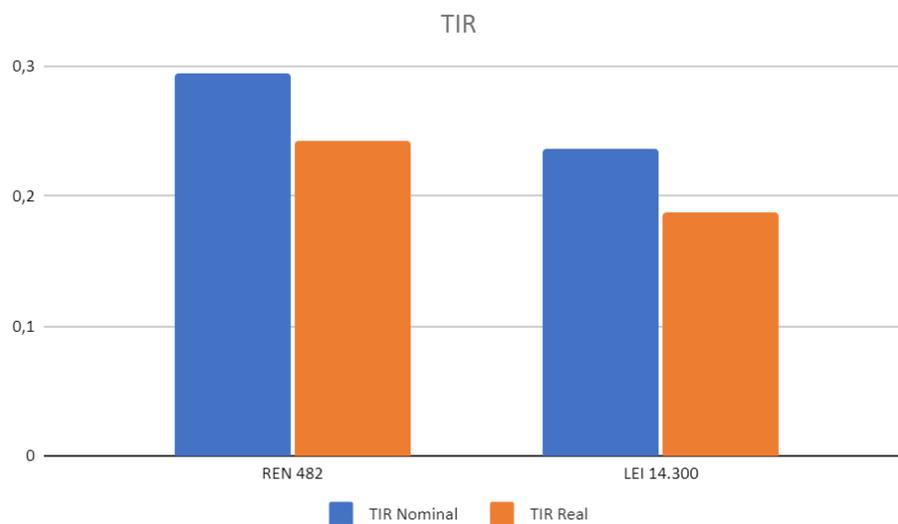


Gráfico 7 – Impacto da Lei 14.300 na TIR dos projetos.

Caso 2 :



Gráfico 8 – Impacto da Lei 14.300 na TIR dos projetos

Observando os resultados dos casos 1 e 2, é notável que o caso 2 possui maior variação na TIR. Sabendo que ambos os projetos apresentam o mesmo valor de potência instalada, verifica-se que usinas com autoconsumo remoto sofrem maiores impactos com a nova legislação. Todavia, devido à cobrança gradual do fio B nesses projetos, o aumento do payback não é significativo.

No caso 3, observa-se que o impacto negativo da cobrança do fio B é maior que o impacto positivo da redução da tarifa de demanda, resultando numa queda na TIR do projeto.

No caso 4, percebe-se uma redução significativa na TIR do projeto, significando maiores impactos em usinas de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW. O payback também apresenta um aumento significativo nos projetos de maior porte.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Considerando os parâmetros de estudo apresentados na seção de metodologia do trabalho, foi possível verificar e mensurar os impactos financeiros da regulação da 14.300 sobre as unidades consumidoras faturadas em B1 no estado de Pernambuco. A partir dos indicadores macroeconômicos e setoriais, foi possível encontrar valores de TIR nominal, TIR real e payback a partir de premissas bem atuais.

Ao longo deste trabalho, foi apresentado o contexto regulatório da geração distribuída no Brasil. A sanção da Lei 14.300 trouxe segurança jurídica para os consumidores e para as distribuidoras. A mesma trouxe alterações relevantes na forma e cobrança sobre a energia injetada. Nesse sentido, a lei, tal como está escrita, confere poder discricionário às distribuidoras de energia. Foram estudados dois casos, microgeração com autoconsumo local e minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW.

A análise do fluxo de caixa para os cenários da REN nº482 e da Lei 14.300 permitiu comparar os valores de TIR e payback em cada caso. A partir dos resultados obtidos, conclui-se que para o cenário da Lei 14.300 apresentam um aumento relevante no payback e bem como uma redução relevante na TIR.

As implicações da Lei 14.300 se apresentam principalmente no caso de investidores de maior porte para autoconsumo remoto, como apresentado no caso 2. Isso se deve, pois o setor de geração distribuída tem recebido investimentos grandes para instalações de maior porte.

Os indicadores de TIR e payback são fundamentais para tais investidores. Uma das limitações do presente trabalho é não analisar a rentabilidade dos consórcios de energia, uma prática relativamente recente no ecossistema energético brasileiro. Na realização de consórcios o *gap* entre a tarifa da concessionária com impostos e a tarifa do consorciado é menor.

Nesses casos, pode-se utilizar a prática do desconto garantido, utilizando um desconto percentual pequeno mas que viabilize a concretização do modelo de negócios. Outra limitação do trabalho é não analisar os casos 1 e 2 nas condições de captação de dívida. Pois, a captação de dívida possui um

impacto relevante na atratividade desses investimentos e não pode ser ignorada.

Nesse sentido, é relevante dizer que a 14.300 é nociva a implantação de grandes projetos de geração distribuída, primeiramente devido a incerteza regulatória que ela traz consigo acerca de como será o futuro da geração distribuída após 2029 e as suas respectivas taxações. Além disso, a cobrança do fio B reduz substancialmente a margem de atratividade de grandes projetos.

Assim, embora a lei 14.300 apresente diversos aspectos coerentes, ela também acarreta um desestímulo financeiro para projetos de grande envergadura e impõe taxas sobre a compensação de energia. Nesse sentido, não auxilia no impulsionamento da matriz energética brasileira no intuito de ser mais limpa e descentralizada. Ademais, o silêncio da ANEEL sobre a regulação após 2028 é prejudicial ao desenvolvimento do setor de infraestrutura brasileiro.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU FILHO, J. C. de. **Finanças corporativas**/ José Carlos Franco de Abreu Filho, Cristóvão Pereira de Souza, Danilo Américo Gonçalves, Marcus Vinícius Quintella Cury. – reimpressão – Rio de Janeiro: Editora FGV, 2007.

ABRACEEL – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. 2022. Disponível em: <https://abraceel.com.br> Acesso em 02 ago. 2022.

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Geração Distribuída Solar Fotovoltaica**. Encontro Nacional dos Agentes do Setor Elétrico – ENASE. Rio de Janeiro, 2019.

AGÊNCIA BRASIL, 2022. Disponível em: <https://www.agenciabrasil.ebc.com.br/radioagencia-nacional/economia/audio/2022-04/aneel-aprova-reajuste-de-preco-na-energia-eletrica-em-4-estados>. Acesso em: 02 ago. 2022.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília: ANEEL, 2022.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 10 fev 2023.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regulamenta Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em: 12 fev 2023.

BASE DE DADOS DO ESTADO - BDE. **Consumo de energia elétrica**. Pernambuco, 2020. Disponível em: http://www.bde.pe.gov.br/visualizacao/Visualizacao_formato2.aspx?CodInformacao=416&Cod=3. Acesso em: 12 set. 2022.

BRASIL, **Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética** – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Brasília: MME/EPE, 2019, p. 222.

BRASIL, **Ministério de Minas e Energia**. Publicado em 10/02/2022 11h00 Atualizado em 22/03/2023 12h50; Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 20 fev 2023.

Brasília, DF: Presidente da República, [2022]. **Lei Nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Disponível em: <https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em 02 fev. 2023

CABELLO, A. F.; POMPERMAYER, F. M. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico.** Brasília: Ipea, 2013. (Texto para Discussão, n. 1812).

CHUCO B. **Otimização de operação em sistema isolado fotovoltaico utilizando técnicas de inteligência artificial.** UFMS, Campo Grande, 2007.

CRESEB – Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. 2022. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?> Acesso em: 25 set. 2022.

_____. **Irradiação Solar em Belo Horizonte.** DANTAS, S. G.; POMPERMAYER, F. M. **Viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos no Brasil e possíveis efeitos no setor elétrico.** Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação e Infraestrutura (Diset) do Ipea. Rio de Janeiro. RJ. 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 15 set. 2022.

DUARTE, N. **A importância da concepção de mundo para a educação escolar: porque a Pedagogia Histórico-Crítica não endossa o silêncio de Wittgenstein.** Germinal: Marxismo e Educação em Debate, Salvador, v. 7, n. 1, p. 8-25, jun, 2015.

EPE. **Consumo Anual de Energia Elétrica por classe (nacional).** Disponível em: [https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-\(nacional\)](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consumo-de-energia-eletrica/consumo-anual-de-energia-eletrica-por-classe-(nacional)) . Acesso em: 15 set. 2022.

_____. **Balço Energético Nacional (BEN) 2018: Ano base 2017, 2018.** Disponível em <https://ben.epe.gov.br>. Acesso em ago/2022.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV Energia. **A inserção dos recursos distribuídos na matriz de energia elétrica brasileira.** – Rio de Janeiro: FGV Energia, mar. 2016.

GALDINO, M.A., LIMA, J.H.G. **PRODEEM- O Programa Nacional de Eletrificação Rural Baseado em Energia Solar Fotovoltaica.** In: Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia-CBE. 2002.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 5.ed. São Paulo: Atlas, 2018.

GOLDEMBERG, J; VILLANUEVA, L. D. **Energia, Meio Ambiente & Desenvolvimento**. Edusp. São Paulo, 2003.

GRANJA, R. P. **Análise de viabilidade econômica de implantação de uma aquaponia no município de Santa Cruz das Palmeiras – SP**. 2018. 77 f. Dissertação. (Mestrado em Ciências). Pós-graduação em Gestão e Inovação na Indústria Animal. Universidade de São Paulo. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/74/74134/tde-25042019-163035/pt-br.php> Acesso em: 04 out. 2022.

GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY. Ficha de dados MAX 75KTL3 LV. 2022.

IEA - International Energy Agency. **Snapshot of global photovoltaic markets**. Mary Brunisholz, IEA PVPS, 2016.

IRENA [International Renewable Energy Agency] **Renewable Power Generation Costs in 2018, 2019**, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-126-3

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. A. **Fundamentos de metodologia científica**. 8. ed. São Paulo: Atlas. 2017.

MACEDO, J. de J. **Análise de projeto e orçamento empresarial** [livro eletrônico]/Joel de Jesus Macedo, Ely Celia Corbari. – Curitiba: InterSaberes, 2014.

MARQUES, Ricardo. **Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300**. Canal Solar. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/>. Acesso em: 15 de março de 2023.

MINISTÉRIO DA INTEGRAÇÃO NACIONAL SUPERINTENDÊNCIA DO DESENVOLVIMENTO DO NORDESTE. **Diretoria de Planejamento e Articulação de Políticas Coordenação-Geral de Promoção do Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente**. NOTA TÉCNICA N° 05/2017/CGDS/DPLAN/SUDENE. Disponível em: <https://www.gov.br/sudene/pt-br/centrais-de-conteudo/nota-tnica-n-05-2017-pd> f. Acesso em: 01 nov. 2022

MUZY, G. L. C. de O. **Subestações Elétricas**. Projeto de Graduação (Curso de Engenharia Elétrica). – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro - RJ. 2012

NEOENERGIA. Mitos e verdades sobre energia solar. Disponível em: <https://www.neoenergia.com/pt-br/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/mitos-e-verdades-sobre-energia-solar-em-resid%C3%A2ncias.aspx>. Acesso em: 30 set. 2022.

NETO, A. A. **Finanças corporativas e valor**. 7 ed. São Paulo: Atlas, 2016.

POSSETI, L. F. **Análise de viabilidade econômica e financeira no ramo de queijos para inserção de novos produtos**. 2019. 93 f. Dissertação. (Mestrado em Administração). Universidade Estadual Paulista – UNESP. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/183510/posseti_lf_me_jabo.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 26 out. 2022.

RABUSKE, R.; [et. al.]. Análise da viabilidade para implantação de energia fotovoltaica com utilização para sombreamento de estacionamento. **Revista do CEPE**. Santa Cruz do Sul, n. 47, p. 36-48, jan./jun. 2018. Disponível em: <https://online.unisc.br/seer/index.php/cepe/issue/view/568> Acesso em: 29 out. 2022.

RIBEIRO, C. H. M. **Implantação de um Sistema de Geração Fotovoltaica**. 75f. Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto. Ouro Preto, MG, 2012.

SEFAZ -PE. Secretaria da Fazenda do Estado de Pernambuco. **Decreto que beneficia indústrias de usinas eólicas e solares**. Disponível em: <https://www.sefaz.pe.gov.br/Noticias/Paginas/Governopublicadecretoquebeneficiaind%C3%BAstriaseusinase%C3%B3licasolares.aspx>. Acesso em: 29 out. 2022.

SENAI - PE. Serviço Nacional da Indústria de Pernambuco. **Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <https://www.pe.senai.br> Acesso em: 13 set.2022.

SOLENERG. **Análise da inserção da Geração Solar na matriz Elétrica brasileira**. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br%2Fanalise-da-insercao-da-geracao-solar-na-matriz-eletrica-brasileira>. Acesso em:01 out. 2022.

USFM – Universidade Federal de Santa Maria. **Estudo comparativo entre semicondutores de silício e nitreto de gálio em circuitos de acionamento de leds.** Disponível em: https://www.ufsm.br/app/uploads/sites/553/2019/10/GaN-UARTE_RENAN.pdf. Acesso em: 01 nov. 2022.