



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

MARCELO GONÇALVES BARROSO

**IMPACTOS DO MARCO LEGAL E DA REN 1.059/2023 NA MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO BRASIL: ESTUDO DE CASO DE UM CLIENTE RESIDENCIAL**

FORTALEZA

2023

MARCELO GONÇALVES BARROSO

IMPACTOS DO MARCO LEGAL E DA REN 1.059/2023 NA MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO BRASIL: ESTUDO DE CASO DE UM CLIENTE RESIDENCIAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

FORTALEZA

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

B285i Barroso, Marcelo Gonçalves.

Impactos do marco legal e da ren 1.059/2023 na microgeração distribuída no Brasil: estudo de caso de um cliente residencial / Marcelo Gonçalves Barroso. – 2023.
56 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes.

1. Energia solar. 2. Marco legal. 3. Microgeração. I. Título.

CDD 621.3

MARCELO GONÇALVES BARROSO

IMPACTOS DO MARCO LEGAL E DA REN 1.059/2023 NA MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO BRASIL: ESTUDO DE CASO DE UM CLIENTE RESIDENCIAL

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 08/12/2023

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Me. Antônio José Sousa Dias Júnior

Eng(a). Cinthya Martins Felix

À Deus.

À minha amada.

Aos meus familiares.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por me conceder o dom da vida e me dar forças para seguir nesta caminhada enfrentando todos os desafios que a vida me proporcionou.

Aos meus pais Ana Lúcia e Fernandes, pois, se cheguei até aqui, foi graças aos seus ensinamentos, direcionamentos e afeto.

Ao Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes por me orientar no desenvolvimento deste trabalho e durante minha graduação.

À minha esposa Raquel Gomes Vieira por todo amor, carinho, compreensão e incentivo ao longo desta caminhada.

Aos meus amigos e colegas de graduação por todos os momentos vividos, trabalhos realizados durante as madrugadas, almoços no Restaurante Universitário e conversas descontraídas nos corredores da Universidade.

A todos os professores e servidores da Universidade Federal do Ceará, principalmente do Centro de Tecnologia, que, de alguma forma, me auxiliaram ao longo da graduação.

“O que prevemos raramente ocorre; o que menos esperamos geralmente acontece.”
(Benjamin Disraeli)

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo realizar o estudo de caso dos impactos do marco legal da minigeração e microgeração distribuída no Brasil sancionado pela Lei 14.300/2022 e regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.059, de 7 de fevereiro de 2023, da ANEEL perante a realidade de um consumidor residencial de pequeno porte. Para tal foi realizado o projeto de um sistema fotovoltaico para uma unidade residencial real situada em Fortaleza/CE, atendida por um padrão de entrada trifásico e enquadrada na modalidade tarifária B1 Convencional. A metodologia utilizada para a análise da viabilidade econômica levou em consideração três índices: Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e payback. Com a finalidade de avaliar os impactos da nova legislação, foram elencados quatro cenários de estudo. Das análises realizadas percebe-se que o payback dos investimentos não variou muito após o marco legal, contudo os valores de VPL e TIR apresentaram uma diminuição expressiva na medida que o fator de simultaneidade se aproximava de zero, demonstrando assim a grande influência do fator de simultaneidade na análise do investimento para os consumidores que adentrarem o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Em especial, os menores valores calculados de VPL e TIR foram para o cenário de autoconsumo remoto, isto é, para a unidade consumidora com fator de simultaneidade de 0%.

Palavras-chave: Energia Solar. Marco legal. Microgeração.

ABSTRACT

This work aims to carry out a case study of the impacts of the legal framework for distributed minigeneration and microgeneration in Brazil, sanctioned by Law 14,300/2022 and regulated by Normative Resolution No. 1,059, of February 7, 2023, of ANEEL in the face of the reality of a small residential consumer. To this end, a photovoltaic system was designed for a real residential unit located in Fortaleza/CE, served by a three-phase input standard and falling within the B1 Conventional tariff modality. The methodology used to analyze economic viability considered three indices: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and payback. With the purpose of evaluating the impacts of the new legislation, four study scenarios were listed. From the analyzes carried out, the payback of investments did not vary much after the legal framework, however the NPV and IRR values showed a significant decrease as the simultaneity factor approached zero, thus demonstrating the great influence of the simultaneity in the analysis of investment for consumers who enter the Electric Energy Compensation System (SCEE). In particular, the lowest calculated values for NPV and IRR were for the remote self-consumption scenario, that is, for the consumer unit with a simultaneity factor of 0%.

Keywords: Solar Energy. Legal Framework. Microgeneration.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil	14
Figura 2 – Crescimento da geração solar no Brasil	15
Figura 3 – Geração centralizada	18
Figura 4 – Geração distribuída	19
Figura 5 – Principais componentes da Célula fotovoltaica	21
Figura 6 – Estrutura de um painel solar.....	21
Figura 7 – Célula de silício mono cristalino.....	22
Figura 8 – Célula de silício policristalino.....	22
Figura 9 – Célula de silício policristalino.....	23
Figura 10 – Sistema de geração fotovoltaico <i>Off Grid</i> com baterias.....	24
Figura 11 – Sistema de geração fotovoltaico <i>Off Grid</i> com reservatórios	24
Figura 12 – Sistema de geração fotovoltaico <i>On Grid</i>	25
Figura 13 – Sistema de geração fotovoltaico híbrido	26
Figura 14 – Inversor e microinversor <i>On Grid</i>	27
Figura 15 – Medidor Bidirecional	28
Figura 16 – Linha do tempo das normas brasileiras referente à geração distribuída	30
Figura 17 – Curva de carga típica de uma unidade residencial	35
Figura 18 – Curva de geração típica de sistema de geração fotovoltaico.....	36
Figura 19 – Sobreposição da curva de carga e de geração	36
Figura 20 – Comparativo do fluxo de caixa acumulado para os cenários 1, 2 e 3	49
Figura 21 – Comparativo do VPL para os cenários 1, 2 e 3	50
Figura 22 – Comparativo do payback e TIR para os cenários 1, 2 e 3.....	51
Figura 23 – Variação do fluxo de carga acumulado com o fator de simultaneidade	52
Figura 24 – Variação do VPL com o fator de simultaneidade	52
Figura 25 – Variação do payback e do TIR com o fator de simultaneidade.....	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Transição para GD 2	32
Tabela 2 – Transição para GD 3	32
Tabela 3 – Histórico de consumo	38
Tabela 4 – Resumo dos dados do sistema fotovoltaico	39
Tabela 5 – Geração estimada do sistema fotovoltaico ao longo de 25 anos.....	40
Tabela 5 – Geração estimada do sistema fotovoltaico ao longo de 25 anos (Continuação).....	41
Tabela 6 – Tarifas.....	41
Tabela 7 – Contribuição de Iluminação Pública.....	41
Tabela 7 – Contribuição de Iluminação Pública (Continuação).....	42
Tabela 8 – Fluxo de caixa para o cenário 1	46
Tabela 9 – Fluxo de caixa para o cenário 2	47
Tabela 9 – Fluxo de caixa para o cenário 2	48
Tabela 10 – Fluxo de caixa para o cenário 3	48
Tabela 10 – Fluxo de caixa para o cenário 3	49

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
GD	Geração Distribuída
FV	Fotovoltaica
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
REN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO GERAL	14
1.1	Justificativa e motivação	14
1.2	Objetivos geral e específicos	16
1.3	Estrutura do trabalho	16
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1	Geração distribuída no Brasil	18
2.1.1	<i>Geração centralizada versus Geração distribuída</i>	<i>18</i>
2.1.2	<i>Vantagens e desvantagens da geração distribuída.....</i>	<i>19</i>
2.2	Energia solar fotovoltaica	20
2.2.1	<i>Breve histórico</i>	<i>20</i>
2.2.2	<i>Sistemas de geração fotovoltaica.....</i>	<i>20</i>
2.2.3	<i>Classificação dos sistemas de geração fotovoltaica.....</i>	<i>23</i>
2.2.4	<i>Inversores On Grid</i>	<i>26</i>
2.2.5	<i>Medidor bidirecional.....</i>	<i>27</i>
3	MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	29
3.1	Breve histórico	29
3.2	Lei nº 14.300/2022 e Resolução nº 1.059/2023 da ANEEL	31
3.2.1	<i>Limites de microgeração e minigeração no Brasil</i>	<i>31</i>
3.2.2	<i>Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e Período de Transição.....</i>	<i>31</i>
3.2.3	<i>Faturamento no grupo B.....</i>	<i>33</i>
3.2.4	<i>Faturamento no grupo A</i>	<i>34</i>
3.3	Fator de simultaneidade.....	35
4	METODOLOGIA.....	38
4.1	Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial.....	38
4.2	Geração estimada	40
4.3	Tarifas e tributos.....	41

4.4	Contribuição da Iluminação Pública	41
4.5	Definição de cenários.....	42
4.6	Análise econômica.....	43
4.6.1	<i>Valor Presente Líquido - VPL</i>.....	43
4.6.2	<i>Taxa Interna de Retorno - TIR</i>.....	43
4.6.3	<i>Payback</i>	44
4.7	Premissas	44
5	ESTUDO DE CASO	46
5.1	Cenário 1 - Unidade consumidora enquadrada como GD I.....	46
5.2	Cenário 2 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e fator de simultaneidade de 39%	47
5.3	Cenário 3 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com autoconsumo remoto e fator de simultaneidade de 0%	48
5.4	Comparação dos cenários 1, 2 e 3	49
5.5	Cenário 4 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e variação do fator de simultaneidade de 10% a 90% com passos de 10%.	51
	CONCLUSÃO.....	54
	REFERÊNCIAS.....	55

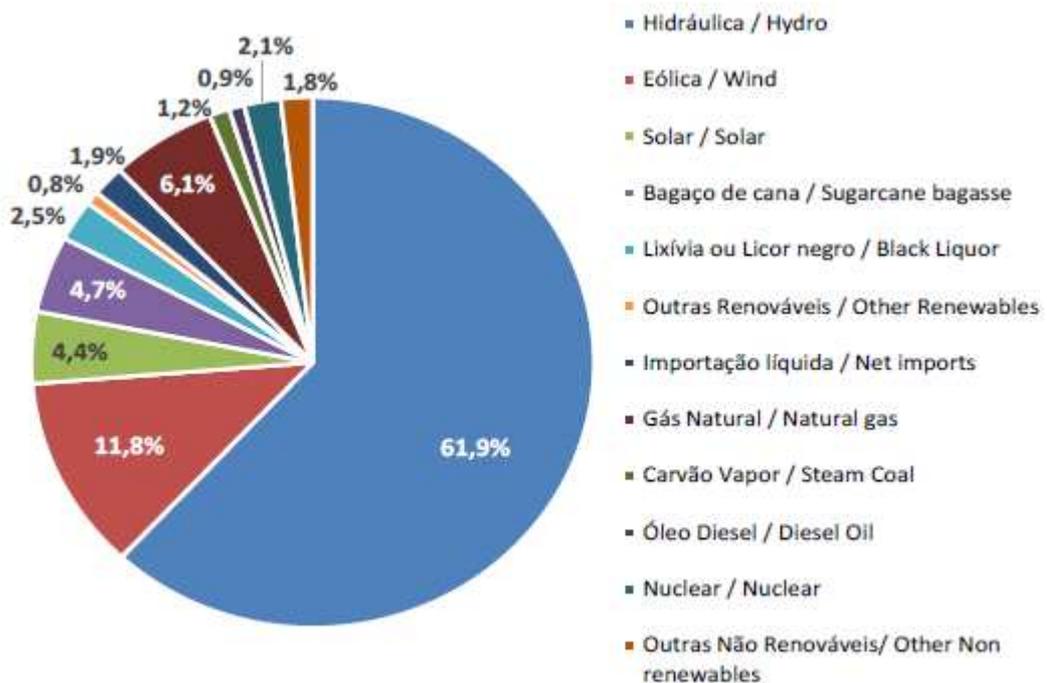
1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Justificativa e motivação

A geração de energia elétrica mundial é de aproximadamente 25.721 TWh, de todo este montante, 38% provêm do carvão, através de usinas termoeletricas, e 23% do gás natural, totalizando assim 61% da geração de energia elétrica de fontes não renováveis (PICKLER, 2023, p. 12). Neste cenário, existe um esforço mundial em buscar alternativas para a produção de energia elétrica capazes tanto de atender a demanda energética crescente da sociedade, como de ser sustentável e economicamente viável, a fim de alterar a matriz elétrica mundial que é majoritariamente proveniente de fontes não renováveis de energia (ASSUNÇÃO e ROCHA, 2020, p. 17)

Ao contrário da tendência mundial, de acordo com os dados apresentados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2023, p. 13), a matriz elétrica brasileira é predominantemente de origem renovável, tendo em vista que tais fontes de energia representam 88% da oferta interna de energia elétrica. Dentre tais fontes destaca-se a hídrica que participou de 61,9% da oferta interna, conforme gráfico da figura 1.

Figura 1 – Oferta interna de Energia Elétrica no Brasil

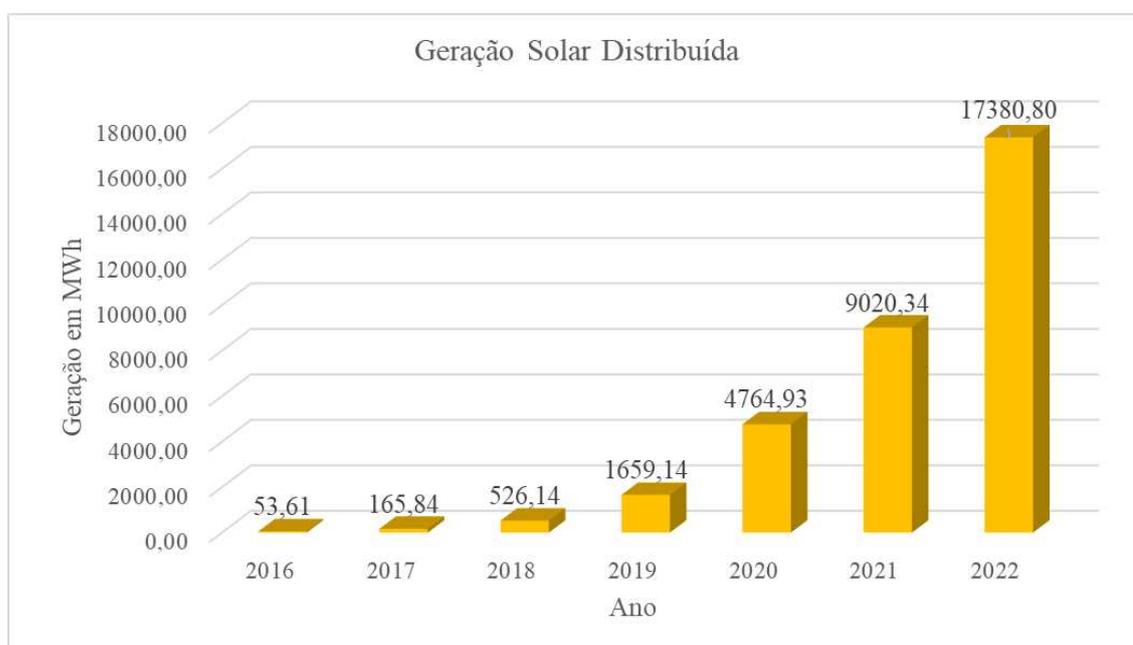


Fonte: EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2023.

Analisando os dados da figura 1, tem-se que a fonte de energia solar é a terceira maior fonte renovável da matriz elétrica brasileira, sendo responsável por 4,4% da oferta interna de energia elétrica total no ano de 2022, ficando atrás somente da fonte hídrica, com seus expressivos 61,9%, e da eólica que contribuiu com 11,8%.

Ainda de acordo com a EPE (2023, p. 15-16, 112) a micro e minigeração distribuída de energia elétrica cresceu bastante, uma vez que foram incentivadas por ações regulatórias que possibilitaram aos sistemas de pequeno porte utilizar o sistema de compensação de energia excedente produzida. Na figura 2 é apresentando o crescimento da microgeração e minigeração solar distribuída de 2016 até 2022.

Figura 2 – Crescimento da geração solar no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor.

Da figura 2 percebe-se que, nos últimos seis anos, a microgeração e minigeração solar distribuída cresceu de 53,61 MWh para 17.380,80 MWh o que representa um expressivo aumento de 324.208,17%.

Devido a este rápido crescimento da geração distribuída no Brasil, a resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012 tornou-se atrasada e obsoleta, uma vez que não refletia mais a realidade do mercado de energia elétrica (SCHRIEFER, 2022, p.12). Logo, em 06 de janeiro de 2022, foi promulgada a Lei nº 14.300/2022 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Portanto, a justificativa deste trabalho é analisar os impactos da Lei nº 14.300/2022 para os consumidores de pequeno porte enquadrados na microgeração que aderirem ao SCEE.

1.2 Objetivos geral e específicos

O objetivo geral deste trabalho é apresentar, analisar e estudar os impactos da Lei nº 14.300/2022 no mercado de microgeração solar distribuída.

Como objetivos específicos deste trabalho, têm-se:

- a) Realizar uma revisão bibliográfica sobre geração distribuída;
- b) Apresentar os fundamentos da energia solar e do efeito fotovoltaico;
- c) Analisar o marco legal da geração distribuída;
- d) Apresentar uma metodologia de projetos para microgeração solar distribuída;
- e) Simular os impactos econômicos do marco legal para diversos cenários de um cliente residencial enquadrado nos limites da microgeração.

1.3 Estrutura do trabalho

No capítulo 1 é realizada uma introdução deste trabalho de conclusão de curso, no qual é apresentada a motivação, o objetivo geral e os objetivos específicos, como também a estrutura do trabalho e sua divisão por capítulos.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica do que é geração distribuída, com suas vantagens e desvantagens, bem como os limites que definem a diferença entre minigeração e microgeração. Também é neste capítulo que é apresentada a fundamentação teórica da energia solar, seu princípio de funcionamento e principais componentes de um sistema de microgeração solar distribuída.

No capítulo 3 é analisado os principais aspectos do marco legal da geração distribuída, bem como o funcionamento do SCEE e as regras de transições para cada cliente

No capítulo 4 é apresentado a metodologia que será utilizada no trabalho, sendo definida realizado o dimensionamento de um projeto fotovoltaico residencial, além de estabelecer as premissas, os cenários de estudo e as técnicas de análise que serão utilizadas.

No capítulo 5 é realizado o estudo de caso dos cenários estabelecidos no capítulo anterior, sendo realizada a análise da viabilidade econômica e dos impactos do marco legal para uma unidade consumidora residencial.

Por fim, tem-se a conclusão deste trabalho, sendo abordados os principais impactos do marco regulatório nos cenários analisados, bem como são dadas sugestões para futuros trabalhos em temas correlatos.

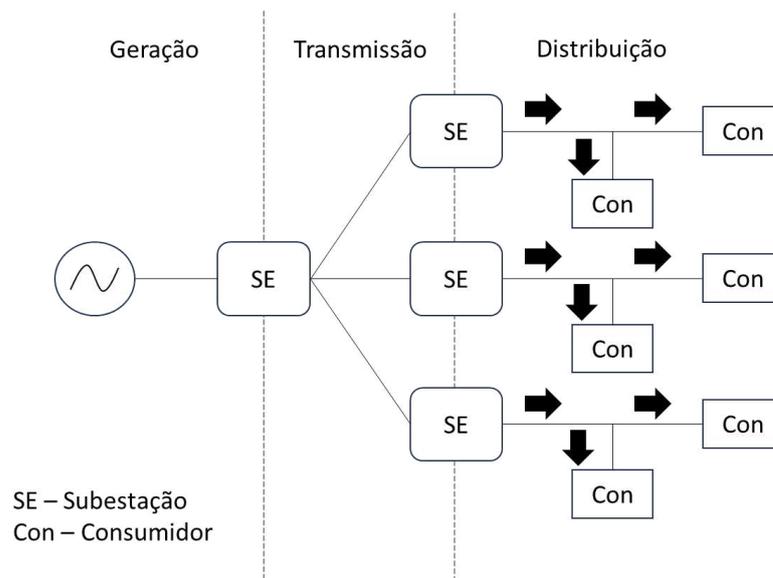
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Geração distribuída no Brasil

2.1.1 Geração centralizada versus Geração distribuída

A geração centralizada é a forma tradicional dos sistemas de energia elétrica, sendo bem divididos em três setores: geração, transmissão e distribuição (BORÉM e VASCONCELOS, 2016, p. 17). O setor de geração é composto por grandes fontes geradoras centralizadas responsáveis pela geração de energia elétrica, o setor de transmissão tem a função conectar as centrais produtoras com as empresas de distribuição e, por fim, o setor de distribuição, formado pelas empresas de distribuição, é responsável por distribuir a energia elétrica para os consumidores (BORÉM e VASCONCELOS, 2016, p. 17). Na figura 3 tem-se um típico sistema de geração centralizado.

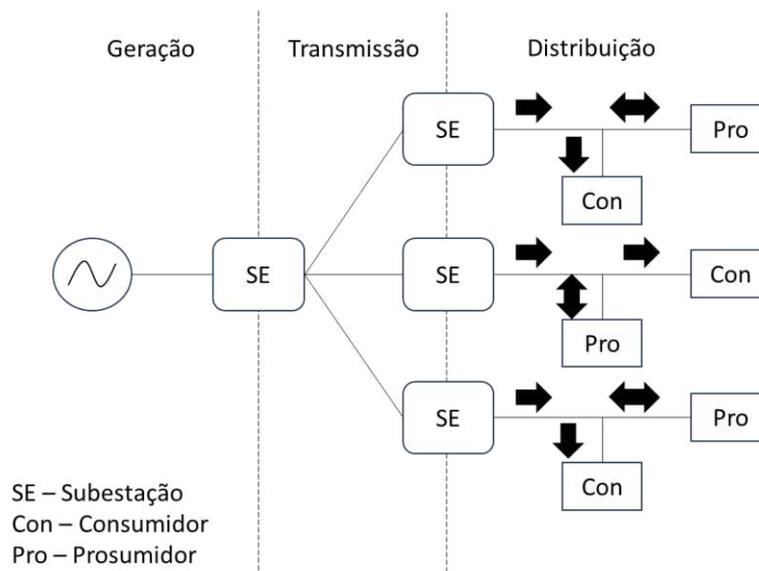
Figura 3 – Geração centralizada



Fonte: Elaborado pelo autor.

A geração distribuída por sua vez pode ser definida como sendo a geração de energia elétrica próxima ou junto as unidades consumidoras, isto é, a inserção de geradores descentralizados no setor de distribuição próximos aos centros de consumo (prosumidor). Na figura 4 tem-se um típico sistema geração distribuído (DESLMASQUIO, 2022, p. 16).

Figura 4 – Geração distribuída



Fonte: Elaborado pelo autor.

A partir da comparação das figuras 3 e 4 tem-se que o fluxo de potência tradicionalmente unidirecional (da geração para a distribuição) característico da geração centralizada é alterado, tornando-se bidirecional, isto é, os centros de consumo tornam-se elementos ativos no sistema elétrico que, através dos prosumidores, tem a possibilidade de injetar energia na rede elétrica (DESLMASQUIO, 2022, p. 16).

2.1.2 Vantagens e desvantagens da geração distribuída

Segundo BORÉM e VASCONCELOS (2016, p. 21 - 22) a geração distribuída possui as seguintes vantagens:

- a) Maior confiabilidade e qualidade em decorrência das tecnologias utilizadas na geração distribuída;
- b) Aumento no uso de fontes renováveis de energia, tais como solar e eólica;
- c) Redução nas perdas na transmissão e distribuição, além de adiar investimentos em subestações e ampliação do sistema de transmissão;
- d) Diminuição da dependência das centrais geradoras, uma vez que mantem reservas próximas aos centros de consumo;
- e) Facilitação na escalabilidade da geração, tornando mais ágil o aumento de oferta de energia frente ao crescimento da demanda.

Ainda de acordo com BORÉM e VASCONCELOS (2016, p. 22 - 23), a geração distribuída apresenta as seguintes desvantagens:

- a) O investimento para instalação e operação do sistema de geração distribuída fica ao encargo do consumidor;
- b) Aumento na complexidade do planejamento, da operação e dos procedimentos de manutenção do sistema elétrico;
- c) Mudança nos níveis de curto-circuito, de tensão, do fluxo de potência, ilhamento, taxa de distorção harmônica, flutuação de tensão, dentre outros impactos na rede de distribuição;
- d) Maior variação na produção de energia do sistema que pode depender das condições climáticas e do horário do dia, conforme a fonte energética utilizada;
- e) Elevado tempo de retorno financeiro devido ao custo do sistema.

2.2 Energia solar fotovoltaica

2.2.1 Breve histórico

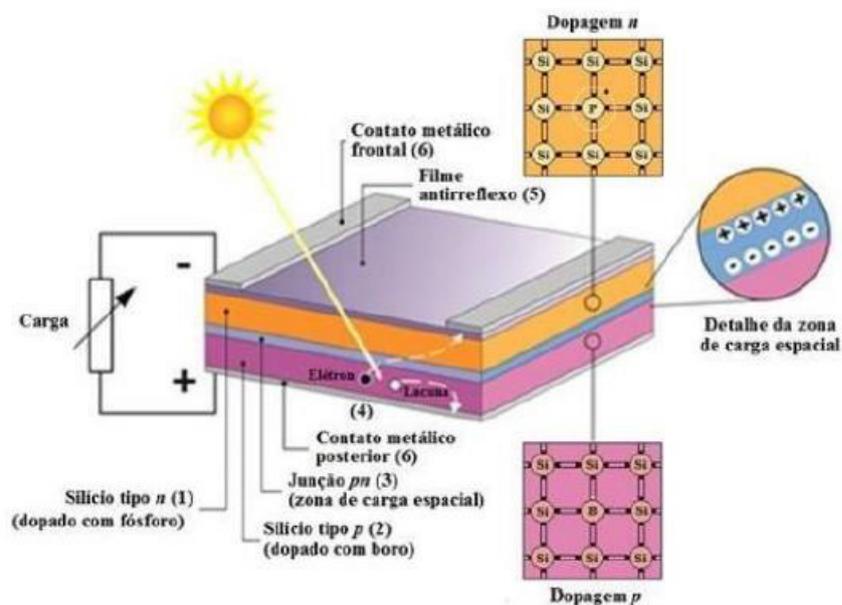
No ano de 1839, o efeito fotovoltaico foi descoberto pelo físico francês Alexandre Edmond Becquerel ao observar o aparecimento de tensão e corrente nos eletrodos de uma solução de selênio exposta à luz solar (RIBEIRO, 2016, p. 16). A partir desta descoberta, novas pesquisas foram desenvolvidas e, no ano de 1954, surgiu a primeira célula solar moderna utilizando células de silício. Apesar do rápido desenvolvimento desta tecnologia e do seu uso durante a corrida espacial do século XX, somente com a crise energética e o aumento do preço do barril de petróleo dos anos 70 é que foi observado um crescimento significativo do uso da tecnologia solar (LOPES e ANDRADE, 2023, p. 3).

2.2.2 Sistemas de geração fotovoltaica

A unidade básica dos sistemas fotovoltaicos são as células fotovoltaicas. Tais células são produzidas com material semicondutor, isto é, um material com condutividade elétrica intermediária entre isolantes e condutores (RIBEIRO, 2016, p. 16). Dentre os diversos materiais que podem ser utilizados, o silício é o mais comum (SCHRIEFER, 2022, p.14), tendo em vista a sua abundância no planeta Terra (NUNES, 2020, p. 22).

Na figura 5 tem-se a representação gráfica dos principais componentes de uma célula fotovoltaica.

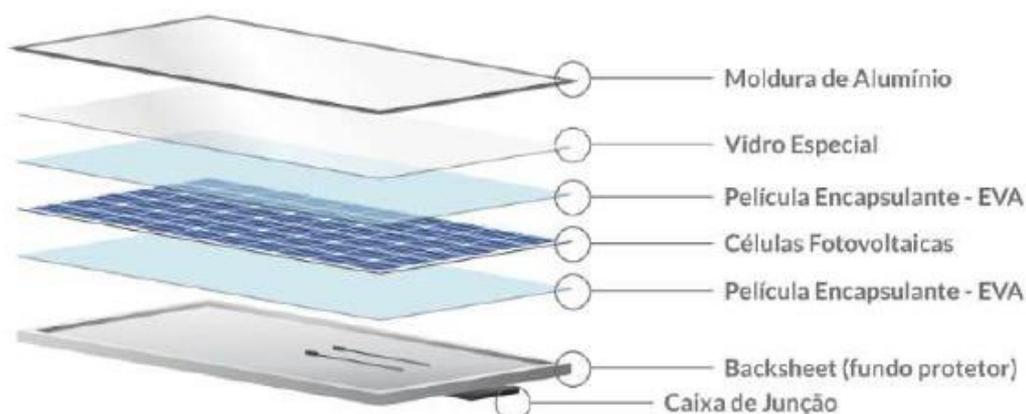
Figura 5 – Principais componentes da Célula fotovoltaica



Fonte: NUNES, 2020, p. 22.

As células fotovoltaicas podem ser conectadas em série-paralelo formando estruturas maiores denominadas de módulos fotovoltaicos ou painéis solares. A estrutura de um painel solar é apresentada na figura 6. Tais módulos podem ser classificadas de acordo com a estrutura molecular das células que o compõem que são: silício mono cristalino, silício policristalino e silício amorfo (RIBEIRO, 2016, p. 17).

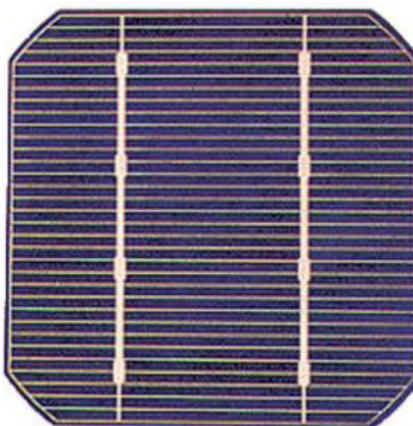
Figura 6 – Estrutura de um painel solar



Fonte: WEBER, 2019, p.33.

Os módulos com células de silício mono cristalino (mono-Si) é um dos mais eficientes e mais antigos, possuindo eficiência média de 15% a 22%. Facilmente identificáveis por causa da sua cor uniforme, indicando alta pureza do material, e cantos arredondados. Possuem vida útil maior do que 30 anos e alto custo oriundo do seu complexo processo de fabricação (WEBER, 2019, p. 33). Na figura 7 tem-se uma típica célula mono-Si.

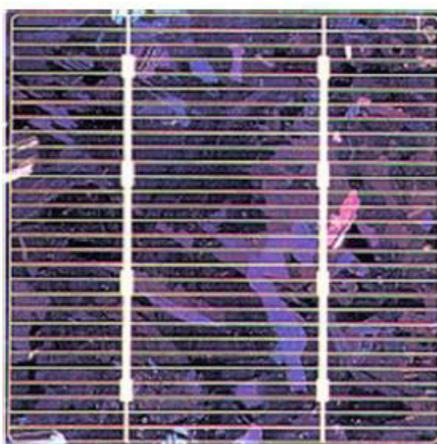
Figura 7 – Célula de silício mono cristalino



Fonte: NUNES, 2020, p. 23.

Os módulos com células de silício policristalino (p-Si) possuem processo de fabricação mais simples quando comparados com os módulos mono-Si, garantindo assim um menor custo para o consumidor final. Possuem eficiência média de 14% a 20%, uma coloração tipicamente não uniforme e formatos retangulares (WEBER, 2019, p. 34). Na figura 8 tem-se uma típica célula p-Si.

Figura 8 – Célula de silício policristalino



Fonte: NUNES, 2020, p. 23.

Os módulos com células de silício amorfo originalmente eram utilizados em aplicações de pequena escala, tais como relógios e calculadoras devido a sua baixa eficiência de 6% a 9% (WEBER, 2019, p. 34). Com o desenvolvimento desta tecnologia e tendo em vista a sua vantagem de não necessitar de ângulo direcionado ao sol para gerar energia elétrica, tem sido utilizado em localidades específicas onde painéis mono cristalinos e policristalinos não são eficientes (NUNES, 2020, p. 24). Na figura 9 tem-se uma típica célula de silício amorfo.

Figura 9 – Célula de silício policristalino



Fonte: NUNES, 2020, p. 24.

Além dos módulos fotovoltaicos, segundo NUNES (2020, p. 25), existem outros elementos auxiliares que compõem os sistemas fotovoltaicos, como por exemplo: dispositivos de segurança, controladores de carga, inversores e baterias. A presença ou não destes componentes depende da classificação do sistema de geração fotovoltaico.

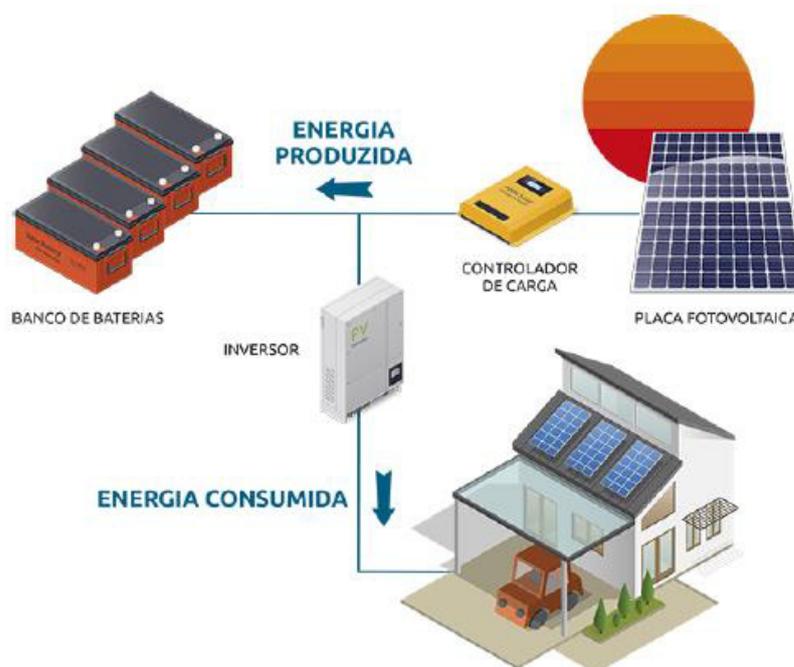
2.2.3 Classificação dos sistemas de geração fotovoltaica

Os sistemas de geração fotovoltaica podem ser classificados quanto a injeção ou não de potência ativa na rede elétrica da distribuidora local, podendo ser classificados em três tipos: sistemas conectados à rede ou On Grid, sistemas isolados, autônomos ou *Off Grid* e sistemas híbridos (SANTOS, 2019, p. 40).

Nas figuras 10 e 11 tem-se a representação de típicos sistemas *Off Grid*. Estes sistemas são comumente utilizados em locais não atendidos por uma rede de distribuição de energia elétrica, tais como praias, ilhas, e zonas rurais. Como principais vantagens tem-se a autonomia e independência energética, ausência de pagamentos para a distribuidora de

energia e disponibilidade até nos locais mais remotos, desde que exista a incidência de irradiação solar. Como desvantagens tem-se a necessidade de utilizar mecanismos para armazenamento de energia, como baterias ou grandes reservatórios de água, o que eleva os custos de implantação e manutenção, além da necessidade de mais componentes no sistema, como controladores de carga e bombas (SANTOS, 2019, p. 42-44).

Figura 10 – Sistema de geração fotovoltaico *Off Grid* com baterias



Fonte: SCHRIEFER, 2022, p. 15.

Figura 11 – Sistema de geração fotovoltaico *Off Grid* com reservatórios



Fonte: SANTOS, 2019, p. 43.

Na figura 12 tem-se a representação de um típico sistema *On Grid* residencial. Estes sistemas são compostos basicamente por um ou mais painéis fotovoltaicos que geram energia em corrente contínua, um conversor CC/CA, também denominado de inversor, que é responsável pela conversão da energia de corrente para corrente alternada e pela interface entre o sistema e a rede elétrica local, e pelo medidor de energia bidirecional.

Figura 12 – Sistema de geração fotovoltaico *On Grid*

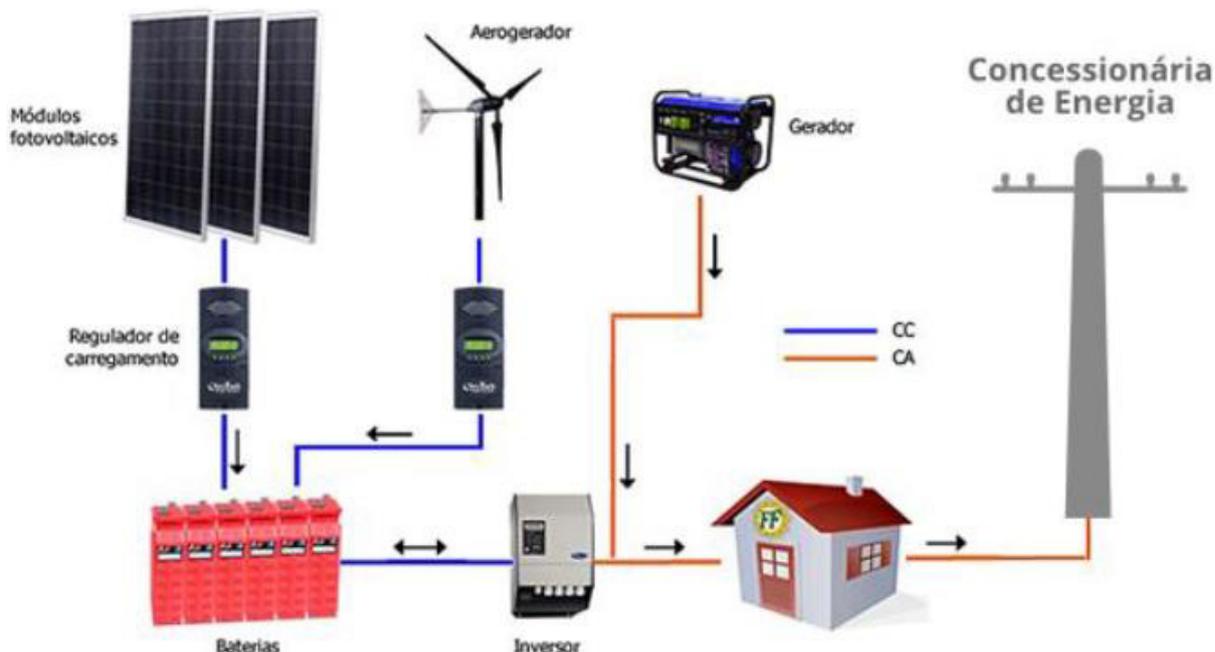


Fonte: SCHRIEFER, 2022, p. 16.

Como principais vantagens do sistema *On Grid* tem-se a menor quantidade de componentes, maior eficiência quando comparado com o sistema *Off Grid*, menor custo de instalação e manutenção, uma vez que não existe a presença de baterias, controladores de carga, reservatórios de água e bombas, e a possibilidade de o consumidor gerar créditos em energia para serem utilizados posteriormente. Como desvantagens tem-se a sua dependência de funcionar em sincronia com a rede local, o não armazenamento de energia que acarreta o seu desligamento em caso de falta na rede e a necessidade de realizar pagamentos para a distribuidora local de acordo com a legislação vigente (SANTOS, 2019, p. 41-42).

Na figura 13 tem-se a representação de um típico sistema híbrido. Estes sistemas utilizam mais de uma fonte de energia tais como: solar, eólico, diesel, dentre outras. Possui como principal característica a capacidade de ser integrado à rede elétrica, tal como o sistema *On Grid*, e de manter o seu funcionamento mesmo quando a rede da concessionária está em falta, tal como o sistema *Off Grid* (SANTOS, 2019, p. 45).

Figura 13 – Sistema de geração fotovoltaico híbrido



Fonte: SANTOS, 2019, p. 45.

Como principais vantagens dos sistemas híbridos tem-se a autonomia e independência energética, bem como a maior estabilidade e confiabilidade do sistema. Como desvantagens tem-se a complexidade da sua instalação, o elevado custo de implantação e manutenção, a baixa vida útil das baterias e a poluição visual e sonora causada pelo uso de geradores a diesel ou eólicos (SANTOS, 2019, p. 47).

Neste trabalho serão estudados os sistemas *On Grid* de microgeração residencial, sendo apresentado nos próximos tópicos os seus principais componentes auxiliares.

2.2.4 Inversores *On Grid*

O inversor *On Grid*, ou inversor fotovoltaico interativo, apresentado na figura 14, é o elemento responsável por (MELO, 2020, p. 35):

- a) Converter a energia em corrente contínua oriunda dos painéis fotovoltaicos para corrente alternada;
- b) Realizar o sincronismo de fase com a rede elétrica local;
- c) Atender aos requisitos de qualidade de energia, baixo conteúdo harmônico e elevado fator de potência no ponto de conexão comum;

- d) Monitorar os níveis de amplitude e frequência da tensão na rede, implementando algoritmos de anti-ilhamento e de proteção contra subtensão, sobretensão, subfrequência e sobrefrequência;
- e) Extrair a máxima potência dos painéis fotovoltaicos.

Figura 14 – Inversor e microinversor *On Grid*



Fonte: MELO, 2020, p. 36.

2.2.5 Medidor bidirecional

O medidor bidirecional é um equipamento eletrônico essencial nos sistemas *On Grid* (SANTOS, 2019, p. 67), uma vez que é o responsável por mensurar o montante líquido de potência ativa injetado na rede ou consumido pela unidade consumidora (MELO, 2020, p.37).

A equação que rege o cálculo da potência ativa realizado pelo medidor bidirecional é apresentada em (1).

$$P_{\text{total}} = P_{\text{injetado}} - P_{\text{consumido}} \quad (1)$$

A partir de (1) tem-se três situações possíveis quanto à análise da potência registrada pelo medidor (MELO, 2020, p. 37):

- a) Potência ativa injetada na rede: ocorre quando a potência gerada é maior do que a potência consumida pela unidade consumidora, o que acarreta créditos para o SCEE que será elucidado no capítulo 3 deste trabalho;
- b) Potência ativa consumida na unidade consumidora: ocorre quando a potência consumida pela unidade consumidora é maior do que a potência gerada na rede, o que acarreta cobranças pela concessionária local;
- c) Autoconsumo: ocorre quando toda a potência gerada é consumida na unidade consumidora.

Os três resultados explicitados anteriormente são demonstrados na equação (2).

$$P_{\text{total}} = \begin{cases} > 0 & \text{Potência ativa injetada na rede} \\ < 0 & \text{Potência ativa consumida na unidade consumidora} \\ = 0 & \text{Potência gerada} = \text{Potência consumida} \end{cases} \quad (2)$$

Na figura 15 tem-se um exemplo de medidor bidirecional.

Figura 15 – Medidor Bidirecional



Fonte: SANTOS, 2019, p. 68.

3 MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Breve histórico

Em 06 de janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300/2022 que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), além de dá outras providências. Antes da publicação desta lei as regras da geração distribuída no Brasil eram regulamentadas pela ANEEL, conforme linha do tempo mostrada a seguir (SCHRIEFER, 2022, p. 23):

- a) Resolução Normativa nº 482 de 17/04/2012: Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências;
- b) Resolução Normativa nº 517 de 11/12/2012: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST;
- c) Resolução Normativa nº 687 de 24/11/2015: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST;
- d) Resolução Normativa nº 786 de 17/10/2017: Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

Em síntese, até o estabelecimento do marco legal, a resolução normativa vigente era a Resolução Normativa nº 482 (REN 482/2012) de 17/04/2012, uma vez que as demais resoluções apenas alteravam a REN 482/2012. Desta forma, fica evidente a necessidade de atualizar a regulamentação, uma vez que a REN 482/2012, por conta principalmente do ano que foi elaborada, estava bastante defasada em relação ao mercado atual de energia solar.

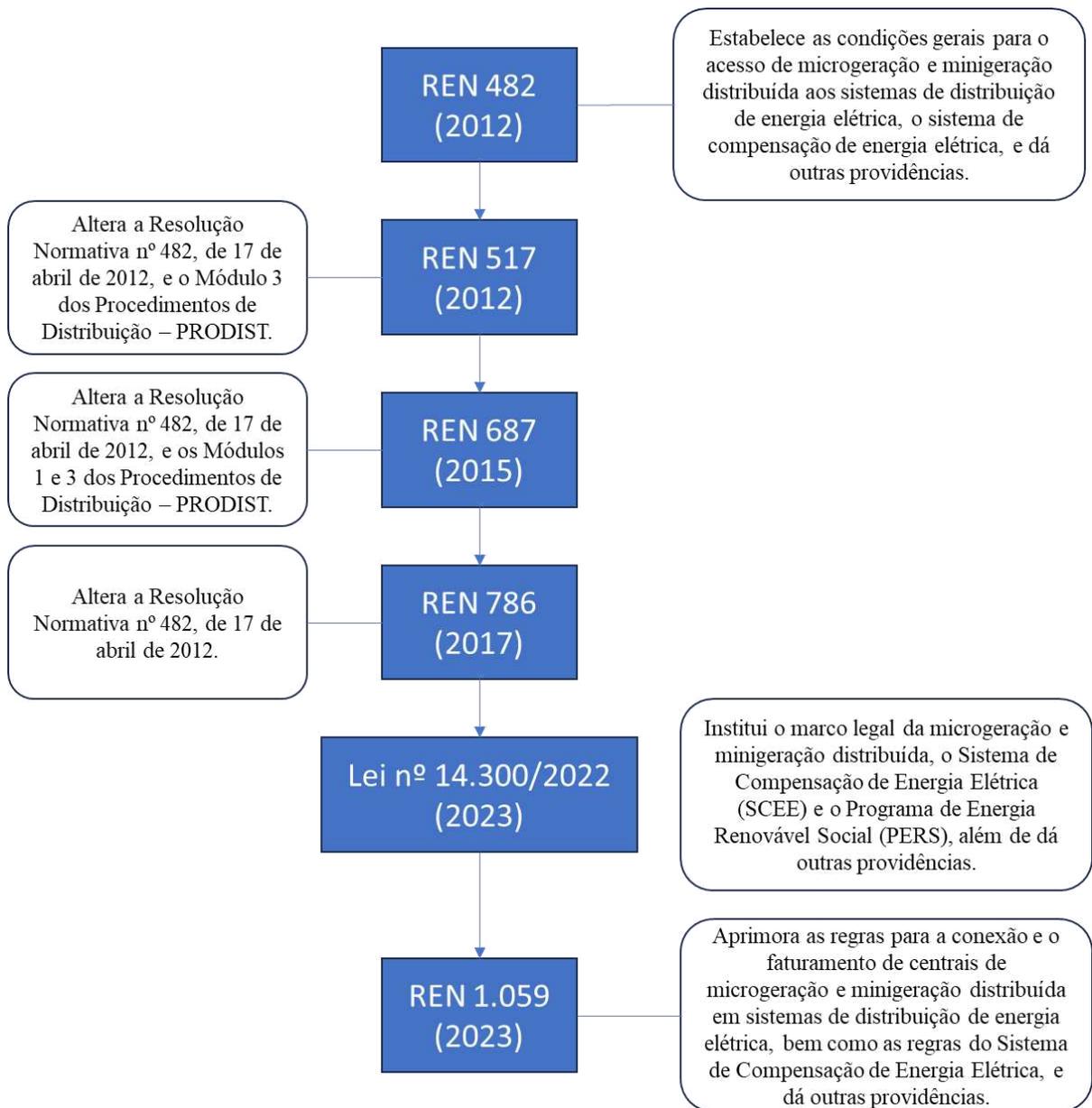
Nos anos de 2018 e 2019, através de debates, pesquisas, seminários e consultas públicas viu-se a necessidade da criação de uma lei federal que se institui o marco legal para o mercado de microgeração e minigeração no Brasil (SCHRIEFER, 2022, p. 31). Desta necessidade se originou o Projeto de Lei nº 5.829/2019 que, posteriormente, transformou-se na Lei nº 14.300/2022.

Apesar do marco legal ser instituído pela Lei nº 14.300/2022, foi a Resolução Normativa nº 1059 (REN 1059/2023), de 7 de fevereiro de 2023, da ANEEL, que estabeleceu

as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, a responsável por revogar a REN 482/2012, além de regulamentar o marco legal.

Na figura 16 tem-se um resumo da evolução histórica das normas brasileiras referente à geração distribuída.

Figura 16 – Linha do tempo das normas brasileiras referente à geração distribuída



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Nos próximos tópicos deste capítulo serão apresentadas as principais mudanças que o marco legal institui na minigeração e microgeração no Brasil, com ênfase nos consumidores do grupo B.

3.2 Lei nº 14.300/2022 e Resolução nº 1.059/2023 da ANEEL

3.2.1 Limites de microgeração e minigeração no Brasil

A REN 1.059/2023 que estabelece as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, define o seguinte:

- a) Microgeração distribuída: central geradora ou de cogeração, conectada à rede de distribuição pelo intermédio de uma unidade consumidora, sendo parte integrante desta, que possui potência instalada de até 75 kW;
- b) Minigeração distribuída: central geradora ou de cogeração, conectada à rede de distribuição pelo intermédio de uma unidade consumidora, sendo parte integrante desta, que possui potência instalada maior que 75 kW e menor do que 5 MW, para fontes despacháveis e unidades conectadas ou com parecer de acesso já protocolado antes de 7 de janeiro de 2022 independentemente do enquadramento como fonte despachável, e 3 MW para as demais fontes.

3.2.2 Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e Período de Transição

Uma das principais mudanças da Lei 14.300/2022 se dá no SCEE, uma vez que, de acordo com SCHRIEFER (2022, p. 33), o modelo adotado na REN 482/2012 é ineficiente a longo prazo dentro da perspectiva de aumento de instalações de minigeração e microgeração. Diante disso, a ANEEL em sua Nota Técnica nº 237/2022 (NT 237/2022) de 22 de dezembro de 2022 define as seguintes regras de transição:

- a) GD 1 (art. 26 da Lei 14.300/2022): unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses após a data de publicação do marco legal, isto é, até 07 de janeiro de 2023, irá manter os benefícios já obtidos até 2045;
- b) GD 2 (caput do art. 27 da Lei 14.300/2022): unidades que solicitarem o parecer de acesso após 12 meses da data de publicação do marco legal, isto é, após 07

de janeiro de 2023, irá incidir um componente parcial da TUSD Fio B sobre toda a energia elétrica ativa compensada, conforme apresentado na tabela 1;

- c) GD 3 (§ 1º do art. 27 da Lei 14.300/2022): unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica que solicitarem o parecer de acesso após 12 meses da data de publicação do marco legal, isto é, após 07 de janeiro de 2023, irá incidir as componentes apresentadas na tabela 2.

Tabela 1 – Transição para GD 2

Ano	TUSD aplicável	TE aplicável
2023	15% do TUSD Fio B	0
2024	30% do TUSD Fio B	0
2025	45% do TUSD Fio B	0
2026	60% do TUSD Fio B	0
2027	75% do TUSD Fio B	0
2028	90% do TUSD Fio B	0
2029	Nova regra	Nova regra

Fonte: Elaborada pelo Autor

Tabela 2 – Transição para GD 3

Ano	TUSD aplicável	TE aplicável
2023	100% do TUSD Fio B + 40% do TUSD	100% do TUSD P&D_EE
a	Fio A + 100% do TUSD P&D_EE +	
2028	100% do TUSD TFSEE	
2029	Nova regra	Nova regra

Fonte: Elaborada pelo Autor

Após o período de transição, isto é, a partir do ano de 2029, as unidades consumidoras participantes do SCEE serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação futura da

ANEEL. Contudo, deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

3.2.3 *Faturamento no grupo B*

O faturamento para os consumidores do grupo B participantes do SCEE, isto é, o quanto o consumidor deverá pagar à distribuidora, segue o expresso no art. 655-I da REN 1.059/2022, sendo a soma de duas parcelas: energia ativa consumida da rede de distribuição ($F_{E_{acrd}}$) e energia ativa injetada na rede de distribuição ($F_{E_{aird}}$), conforme expresso em (3)

$$\text{Faturamento total} = F_{E_{acrd}} + F_{E_{aird}} \quad (3)$$

A energia ativa consumida da rede distribuição é o maior valor entre os obtidos a partir do custo de disponibilidade (CDD) ou do faturamento referente à energia consumida da rede ($F_{E_{cr}}$), conforme expresso em (4).

$$F_{E_{acrd}} = \text{máximo}(CDD, F_{E_{cr}}) \quad (4)$$

O faturamento referente à energia consumida da rede é composto pela soma da diferença positiva entre o montante de energia ativa consumido da rede (E_{cons}) e a energia compensada (E_{comp}), faturada conforme a tarifa de consumo (T_{cons}) aplicada aos demais consumidores, e do faturamento do custo de transporte da energia compensada, conforme enquadramento como GD I, GD II ou GD III apresentados no tópico anterior.

A equação (5) expressa o cálculo do faturamento referente à energia consumida da rede ($F_{E_{cr}}$).

$$F_{E_{cr}} = (E_{cons} - E_{comp}) \times T_{cons} + E_{comp} \times TUSD_{Fio B} \quad (5)$$

Vale ressaltar que a energia compensada (E_{comp}) deve ser considerada até o limite em que o valor monetário relativo ao faturamento da energia consumida da rede ($F_{E_{cr}}$) seja maior ou igual ao custo de disponibilidade (CDD) e é limitada ao montante total de energia elétrica ativa consumido (E_{cons}) pela unidade consumidora no ciclo de faturamento, conforme expresso em (6).

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{\text{comp}} \leq E_{\text{cons}} \\ \text{e} \\ E_{\text{comp}} \text{ é tal que } F_{E_{\text{cr}}} \geq \text{CDD} \end{array} \right. \quad (6)$$

Logo, a eventual parcela da energia compensada (E_{comp}) que estava disponível e não foi utilizada para compensação no ciclo de faturamento em análise estará disponível na forma de créditos para as próximas faturas.

A parcela da equação (3) referente à energia ativa injetada na rede deve ser calculada pela equação (7), sendo D_{inj} a demanda medida de injeção, D_{cons} a demanda medida requerida do sistema e TUSD_g a tarifa de uso do sistema de distribuição aplicável a central geradora.

$$F_{E_{\text{aird}}} = (D_{\text{inj}} - D_{\text{cons}}) \times \text{TUSD}_g \quad (7)$$

Vale ressaltar que a demanda medida requerida (D_{cons}) é limitada pelo valor da demanda medida de injeção (D_{inj}). Também é importante destacar que, segundo o § 4º, incisos I e II, do art. 655-I da REN 1.059/2022, a cobrança da energia ativa injetada na rede de distribuição ($F_{E_{\text{aird}}}$) somente pode ser realizada nas unidades consumidoras em que o sistema de medição seja capaz de apurar as demandas requerida e de injeção e deve ser iniciado após aviso prévio à unidade consumidora, com pelo menos, dois ciclos de faturamento de antecedência.

3.2.4 Faturamento no grupo A

O faturamento para os consumidores do grupo A participantes do SCEE segue o exposto no art. 655-J da REN 1.059/2022 e no art. 26 da Lei 14.300/2022, onde vale destacar a mudança no faturamento da demanda que se dará de acordo com a forma de utilização da energia, isto é, haverá a incidência de tarifas diferentes a depender da forma do uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia (MENEZES, 2022, p. 22).

Uma vez que este trabalho tem por objetivo a análise de clientes residenciais enquadrados na microgeração, não foi aprofundado neste tópico as fórmulas de cálculo do faturamento dos clientes pertencentes ao grupo A.

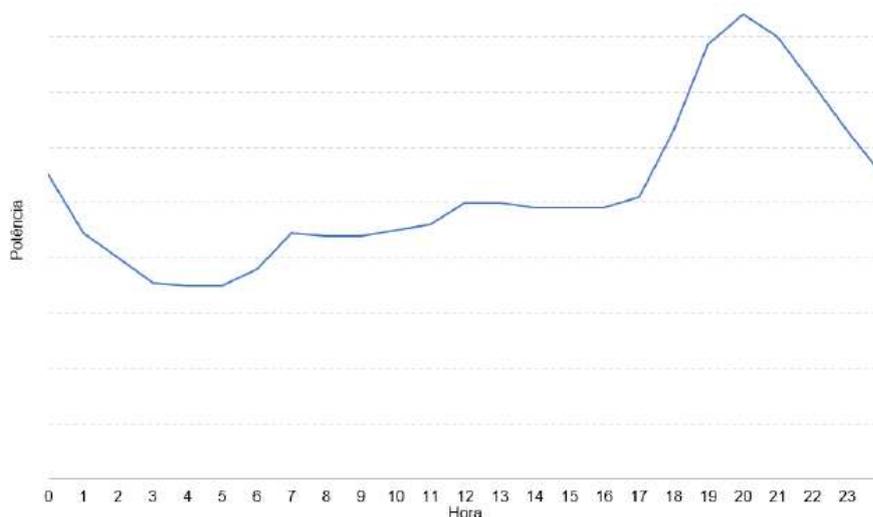
3.3 Fator de simultaneidade

Com a publicação do marco legal da minigeração e microgeração e a consequente cobrança da energia injetada na rede elétrica, o fator de simultaneidade tornou-se crucial para a análise e desenvolvimento de projetos de geração fotovoltaica. Tal fator pode é definido como sendo a relação entre o consumo imediato, ou autoconsumo local, e o total de energia gerado (SOUSA, 2022, p. 37), conforme apresentado em (8).

$$F_{\text{simultaneidade}} = \frac{\text{Autoconsumo}_{\text{local}}}{E_{\text{gerada}}} \times 100\% \quad (8)$$

A fim de compreender fisicamente o significado da expressão (8), tem-se nas figuras 17 e 18 uma curva de carga típica de uma unidade residencial e de um sistema de geração fotovoltaica com inclinação fixa durante o verão (SOUSA, 2022, p. 35-36).

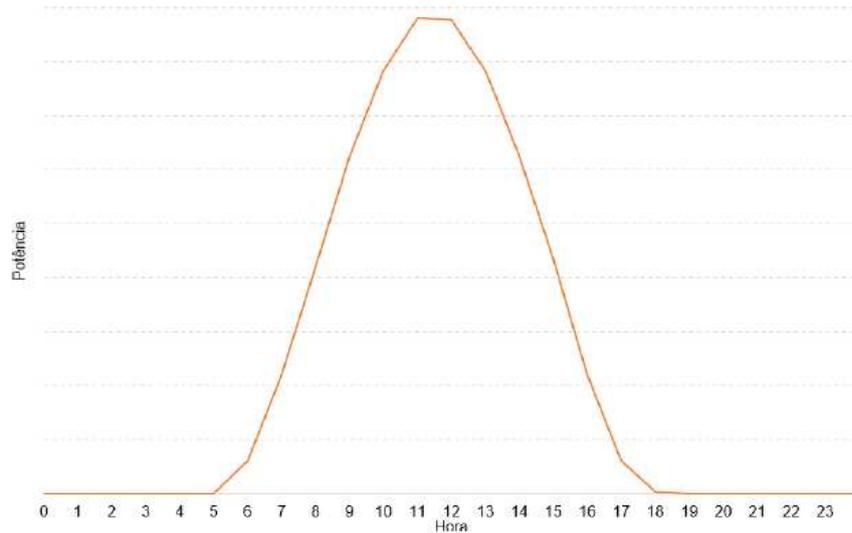
Figura 17 – Curva de carga típica de uma unidade residencial



Fonte: SOUSA, 2022, p. 35.

Percebe-se da figura 17 que o perfil de carga de uma unidade consumidora residencial apresenta pico de consumo durante o período noturno. Já o pico de geração do sistema fotovoltaico ocorre próximo ao meio-dia, conforme apresentando na figura 18.

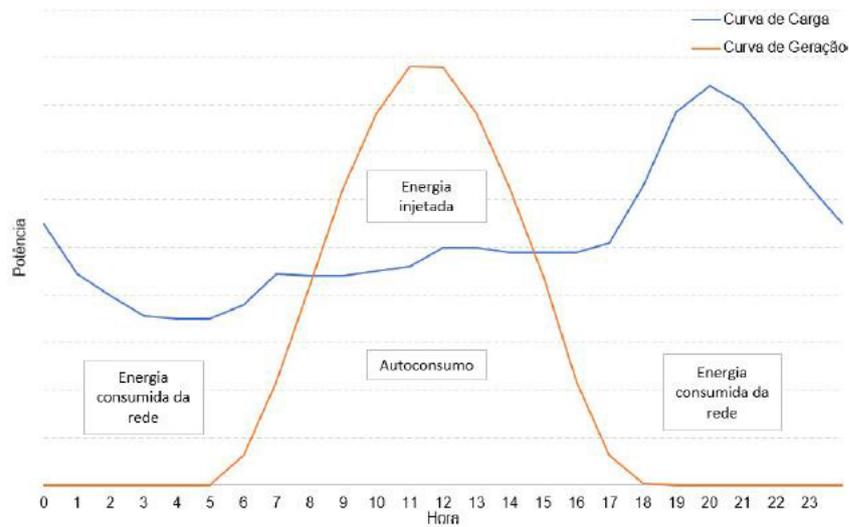
Figura 18 – Curva de geração típica de sistema de geração fotovoltaico



Fonte: SOUSA, 2022, p. 36.

Sobrepondo as curvas de carga e de geração de uma mesma unidade consumidora, tem-se o gráfico apresentando na figura 19.

Figura 19 – Sobreposição da curva de carga e de geração



Fonte: SOUSA, 2022, p. 36.

Da sobreposição dos gráficos da figura 19 pode-se destacar três zonas:

- a) Zona de consumo ativo da rede: consiste no período no qual a unidade consumidora está consumindo energia proveniente da distribuidora local;

- b) Zona de autoconsumo local: consiste no período no qual toda a energia gerada pelo sistema é consumida imediatamente na unidade consumidora, isto é, não há o registro de energia no medidor bidirecional;
- c) Zona de energia ativa injetada na rede: consiste no período no qual a geração de energia é superior ao consumo da unidade consumidora, gerando energia excedente que é injetada no sistema de distribuição.

Logo, o fator de simultaneidade definido na expressão (8) também pode ser expresso em função da energia injetada na zona de energia ativa injetada na rede, conforme apresentado em (9).

$$F_{\text{simultaneidade}} = \frac{E_{\text{gerada}} - E_{\text{injetada}}}{E_{\text{gerada}}} \times 100\% \quad (9)$$

Da expressão obtida em (9) nota-se que o fator de simultaneidade está diretamente relacionado ao faturamento do grupo B, principalmente na incidência da $TUSD_{\text{Fio B}}$ apresentada na expressão (5), uma vez que quanto maior é a energia injetada (E_{gerada}) na rede maior será a cobrança do faturamento referente à energia consumida da rede ($F_{E_{\text{cr}}}$), conforme relação expressa em (10).

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{\text{injetada}} = 0 \Rightarrow F_{\text{simultaneidade}} = 100\% \Rightarrow E_{\text{comp}} \times TUSD_{\text{Fio B}} = 0 \\ E_{\text{injetada}} = E_{\text{gerada}} \Rightarrow F_{\text{simultaneidade}} = 0\% \Rightarrow \text{máximo}(E_{\text{comp}} \times TUSD_{\text{Fio B}}) \end{array} \right. \quad (10)$$

4 METODOLOGIA

4.1 Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial

Para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial, inicialmente considerou-se uma residência real, com padrão de entrada trifásico, situada em Fortaleza/CE, com o histórico de consumo apresentado na tabela 3.

Tabela 3 – Histórico de consumo

Mês	Consumo (kWh)	Mês	Consumo (kWh)
janeiro	1028	julho	925
fevereiro	859	agosto	787
março	674	setembro	1179
abril	959	outubro	908
maio	1145	novembro	1057
junho	1308	dezembro	1000

Fonte: Elaborada pelo Autor

A partir dos dados da tabela 3 tem-se que o consumo anual, médio mensal e médio diário podem ser determinados conforme apresentado em (11), (12) e (13), respectivamente.

$$C_{\text{anual}} = 11.829,00 \text{ kWh/ano} \quad (11)$$

$$C_{\text{mensal}} = \frac{C_{\text{anual}}}{12 \text{ meses}} = 985,75 \text{ kWh/mensal} \quad (12)$$

$$C_{\text{diário}} = \frac{C_{\text{mensal}}}{30,5 \text{ dias}} = 32,32 \text{ kWh/diário} \quad (13)$$

Uma vez de posse do consumo médio diário, pode-se determinar o valor da geração fotovoltaica necessária para suprir a unidade consumidora. Tal valor depende da irradiação solar média mensal e do rendimento do sistema, conforme expresso em (14).

$$G_{\text{FV}_{\text{necessária}}} = C_{\text{diário}} \times I_{\text{sm}} \times \eta = 7,35 \text{ kWp} \quad (13)$$

Para o rendimento médio do sistema adotou-se o valor de 80% e para a irradiação solar média mensal adotou-se o valor de 5,69 kWh/m²·dia (CRESESB, [s.d]).

O módulo fotovoltaico adotado é o modelo DHM-72X10-545W do fabricante DAH que possui potência de 545 Wp e área de 1,99 m². A determinação da quantidade de módulos necessária e da área total ocupada são apresentadas em (14) e (15), respectivamente.

$$N_{\text{módulos}} = \frac{G_{\text{FVnecessária}}}{P_{\text{móduloindividual}}} = 13,47 \approx 14 \quad (14)$$

$$A_{\text{total}} = N_{\text{módulos}} \times A_{\text{unitária}} = 27,86 \text{ m}^2 \quad (15)$$

De posse do número de módulos, é possível determinar a potência do sistema fotovoltaico, conforme apresentando em (16).

$$P_{\text{FV}} = N_{\text{módulos}} \times P_{\text{móduloindividual}} = 7,63 \text{ kWp} \quad (14)$$

O inversor adotado é o modelo SOLIS-1P6K-4G da fabricante SOLIS com potência nominal de saída CA de 6 kW e potência máxima de entrada CC de 9 kW.

Na tabela 4 tem-se o resumo do sistema dimensionado, bem como o seu valor comercial enviado por uma empresa do setor de geração fotovoltaica situada em Fortaleza/CE.

Tabela 4 – Resumo dos dados do sistema fotovoltaico

Descrição	Valor	unidade
Investimento	R\$ 31.915,20	monetária
Potência do sistema	7,63	kWp
Potência unitária do módulo	545	Wp
Número de módulos	14	
Área total dos módulos	27,86	m ²
Potência nominal do inversor	6	kW
Irradiação solar média mensal	5,69	kWh/m ² ·dia
Rendimento do sistema	80%	

Fonte: Elaborada pelo Autor

Vale ressaltar que o valor orçado de R\$ 31.915,20 já inclui aquisição de equipamentos, mão de obra, assessoria e homologação da usina junto à distribuidora local de energia elétrica.

4.2 Geração estimada

Para a determinação da geração estimada ao longo da vida útil dos painéis fotovoltaicos foi considerado um decréscimo anual de 0,83% do sistema de geração fotovoltaico resultando em uma eficiência de 80,1% após 25 anos, conforme apresentando na tabela 5.

Tabela 5 – Geração estimada do sistema fotovoltaico ao longo de 25 anos

Ano	Eficiência	Energia gerada (kWh)
2023	100%	12.253,78
2024	99,2%	12.152,07
2025	98,3%	12.050,37
2026	97,5%	11.948,66
2027	96,7%	11.846,95
2028	95,9%	11.745,25
2029	95,0%	11.643,54
2030	94,2%	11.541,84
2031	93,4%	11.440,13
2032	92,5%	11.338,42
2033	91,7%	11.236,72
2034	90,9%	11.135,01
2035	90,0%	11.033,30
2036	89,2%	10.931,60
2037	88,4%	10.829,89
2038	87,6%	10.728,18
2039	86,7%	10.626,48
2040	85,9%	10.524,77
2041	85,1%	10.423,07
2042	84,2%	10.321,36
2043	83,4%	10.219,65

Tabela 5 – Geração estimada do sistema fotovoltaico ao longo de 25 anos (Continuação)

Ano	Eficiência	Energia gerada (kWh)
2044	82,6%	10.117,95
2045	81,7%	10.016,24
2046	80,9%	9.914,53
2047	80,1%	9.812,83

Fonte: Elaborada pelo Autor

4.3 Tarifas e tributos

As tarifas utilizadas são as homologadas através da Resolução Homologatória nº 3.185, de 18 de abril de 2023 da ANEEL para a ENEL/CE na modalidade Convencional Subgrupo B1 Residencial e subgrupo B Geração, conforme apresentado na tabela 6.

Tabela 6 – Tarifas

Tarifa	Valor	unidade
TUSD	444,91	R\$/MWh
TE	298,82	R\$/MWh
TUSD _{Fio B}	283,15	R\$/MWh
TUSD _g	11,67	R\$/kW

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2023.

4.4 Contribuição da Iluminação Pública

O valor da CIP é calculado sobre o valor da tarifa de iluminação pública definida pela Resolução Homologatória nº 3.185, de 18 de abril de 2023 da ANEEL para a ENEL/CE e com alíquotas que variam pela faixa de consumo da unidade consumidora (PREFEITURA DE FORTALEZA, [s.d]), conforme apresentado na tabela 7.

Tabela 7 – Contribuição de Iluminação Pública

Faixa de consumo de energia	Valor monetário
0 a 70	R\$ 2,95
71 a 100	R\$ 4,38
101 a 150	R\$ 10,31

Tabela 7 – Contribuição de Iluminação Pública (Continuação)

Faixa de consumo de energia	Valor monetário
151 a 200	R\$ 10,96
201 a 250	R\$ 11,62
251 a 350	R\$ 27,37
351 a 400	R\$ 27,45
401 a 500	R\$ 27,90
501 a 800	R\$ 56,74
801 a 1000	R\$ 77,92
1001 a 2000	R\$ 141,78
Acima de 2000	R\$ 146,85

Fonte: Elaborado pelo Autor.

4.5 Definição de cenários

Os cenários que serão escolhidos para estudo são mostrados a seguir.

- a) Cenário 1: Unidade consumidora enquadrada como GD I;
- b) Cenário 2: Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e fator de simultaneidade de 39%;
- c) Cenário 3: Unidade consumidora enquadrada como GD II com autoconsumo remoto e fator de simultaneidade de 0%;
- d) Cenário 4: Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e variação do fator de simultaneidade de 10% a 90% com passos de 10%.

O cenário 1 representa uma unidade consumidora que solicitou o parecer de acesso até 07 de janeiro de 2023 e irá manter os benefícios já obtidos até 2045. Este cenário será utilizado como comparação para os demais.

O cenário 2 representa uma unidade consumidora que solicitou o parecer de acesso após 07 de janeiro de 2023 e que possui geração junto à carga com fator de simultaneidade típico de 39%, conforme SOUSA (2022, p. 37).

O cenário 3 representa uma unidade consumidora que solicitou o parecer de acesso após 07 de janeiro de 2023 com geração remota na qual não existe carga instalada, isto é, 100% da energia gerada será injetada na rede para compensação remota, resultando em um fator de simultaneidade de 0%.

Por fim, no cenário 4 tem-se uma unidade consumidora que solicitou o parecer de acesso após 07 de janeiro de 2023 na qual será realizada uma variação no fator de simultaneidade a fim de avaliar o impacto desse índice na atratividade do investimento no sistema de geração fotovoltaica.

4.6 Análise econômica

Neste trabalho, assim como em SOUSA (2022, p. 51-54), MENEZES (2022, p. 26-29) e DELMASQUIO, L. Z (2022, p. 28-29), serão utilizadas as técnicas de Valor Presente Líquido (VPL), payback e Taxa Interna de Retorno (TIR).

4.6.1 Valor Presente Líquido - VPL

O VPL pode ser definido como sendo o valor atual do retorno financeiro de um dado investimento. Para a sua determinação se faz necessária definir uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) e aplicar esta taxa em todo o fluxo de caixa do investimento, atualizando assim o seu valor monetário para valor presente, conforme demonstrado na expressão (15).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} - V_I \quad (15)$$

Sendo FC_t o fluxo de caixa no instante t , n o número total de períodos analisados e V_I o valor do investimento inicial.

A interpretação do VPL se dá da seguinte forma: caso o valor do VPL seja positivo, então o investimento é lucrativo, e caso o valor seja negativo, então o investimento irá resultar em uma perda líquida do investimento, devendo ser rejeitado pelo investidor (SOUSA, 2022, p. 52).

4.6.2 Taxa Interna de Retorno - TIR

A TIR pode ser definida como sendo a taxa que torna o VPL nulo, para tal ela iguala os fluxos de caixa de entrada e saída, isto é, os lucros e prejuízos de investimento, conforme demonstrado na expressão (16).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - V_I \quad (16)$$

A interpretação da TIR se dá da seguinte forma: caso o valor da TIR seja maior do que o valor da TMA, então o investimento é viável, e caso o valor seja menor, então o investimento é não viável (SOUSA, 2022, p. 53).

4.6.3 Payback

O payback pode ser definido como sendo o tempo necessário para que o investidor recupere o valor inicial do investimento. Pode ser obtido através do fluxo de caixa acumulado, observando-se o instante no qual este atinge o valor do investimento inicial.

A interpretação do payback TIR se dá da seguinte forma: inicialmente se estabelece um tempo de retorno máximo e caso o valor do payback seja inferior ao limite previamente estabelecido, então o investimento é considerado adequado, caso o valor seja maior, então o investimento deve ser descartado (SOUSA, 2022, p. 53).

Neste trabalho será utilizado o payback simples, isto é, não será considerado nenhuma TMA nos fluxos de caixa.

4.7 Premissas

As premissas para as análises que serão realizadas nos cenários definidos no próximo tópico são apresentadas a seguir.

- a) Unidade consumidora residencial trifásica sujeita a aplicação da tarifa B1 Convencional Residencial;
- b) Degradação do sistema fotovoltaico de 0,83%;
- c) Incidência da alíquota de PIS 0,89%, COFINS de 4,04% e ICMS de 20%;
- d) Custo de manutenção de 1% calculado sobre o investimento inicial (MENEZES, 2022, p. 26);
- e) Reajustes tarifários segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado do último ano de 6,86 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023);

- f) Reajustes da CIP segundo o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado do último ano de 6,86 % (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023);
- g) Bandeira tarifária sempre verde, resultando em uma análise conservadora da viabilidade do projeto (SOUSA, 2022, p.62);
- h) Após o ano de 2028, devido à ausência de regra estabelecida pela ANEEL, será considerada uma alíquota de 100% do TUSD Fio B;
- i) Carga instalada da unidade consumidora de 5 kW, com exceção para o caso de autoconsumo remoto, onde a carga instalada da unidade consumidora será igual a zero;
- j) A demanda da unidade consumidora é igual a sua carga instalada;
- k) A unidade consumidora possui um medidor capaz de apurar as demandas requerida e de injeção;
- l) A TMA adotada será igual a taxa Selic de 12,65% consultada no dia 30 de outubro de 2023 (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023).

5 ESTUDO DE CASO

5.1 Cenário 1 - Unidade consumidora enquadrada como GD I

O fluxo de caixa para o cenário 1 é apresentado na tabela 8.

Tabela 8 – Fluxo de caixa para o cenário 1

Ano	Valor anual da conta sem sistema (R\$)	Valor anual da conta com sistema (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
2023	0,00	0,00	0,00	-31.915,20	-31.915,20	-31.915,20
2024	12.523,11	2.123,90	10.399,21	-319,15	10.080,06	-21.835,14
2025	13.382,19	2.269,60	11.112,59	-319,15	10.793,44	-11.041,70
2026	14.300,21	2.425,29	11.874,92	-319,15	11.555,77	514,06
2027	15.281,20	2.591,67	12.689,54	-319,15	12.370,39	12.884,45
2028	16.329,50	2.769,46	13.560,04	-319,15	13.240,89	26.125,34
2029	17.449,70	2.959,44	14.490,26	-319,15	14.171,11	40.296,44
2030	18.646,75	3.162,46	15.484,29	-319,15	15.165,14	55.461,58
2031	19.925,92	3.379,40	16.546,51	-319,15	16.227,36	71.688,94
2032	21.292,83	3.611,23	17.681,60	-319,15	17.362,45	89.051,39
2033	22.753,52	3.858,96	18.894,56	-319,15	18.575,41	107.626,80
2034	24.314,41	4.123,68	20.190,73	-319,15	19.871,58	127.498,38
2035	25.982,38	4.406,57	21.575,81	-319,15	21.256,66	148.755,04
2036	27.764,77	4.708,86	23.055,91	-319,15	22.736,76	171.491,80
2037	29.669,44	5.031,89	24.637,55	-319,15	24.318,40	195.810,20
2038	31.704,76	5.377,08	26.327,68	-319,15	26.008,53	221.818,73
2039	33.879,71	5.745,94	28.133,76	-319,15	27.814,61	249.633,34
2040	36.203,85	6.140,11	30.063,74	-319,15	29.744,59	279.377,93
2041	38.687,44	6.561,33	32.126,11	-319,15	31.806,96	311.184,89
2042	41.341,40	7.011,43	34.329,96	-319,15	34.010,81	345.195,70
2043	44.177,42	7.492,42	36.685,00	-319,15	36.365,85	381.561,55
2044	47.207,99	8.006,40	39.201,59	-319,15	38.882,44	420.443,98
2045	50.446,45	8.555,64	41.890,82	-319,15	41.571,67	462.015,65

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O valor do VPL para este cenário foi de R\$ 89.095,76, com um payback de 2,96 anos e TIR de 38,51%.

5.2 Cenário 2 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e fator de simultaneidade de 39%

O fluxo de caixa para o cenário 2 é apresentado na tabela 9.

Tabela 9 – Fluxo de caixa para o cenário 2

Ano	Valor anual da conta sem sistema (R\$)	Valor anual da conta com sistema (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
2023	0,00	0,00	0,00	-31.915,20	-31.915,20	-31.915,20
2024	12.523,11	2.263,94	10.259,17	-319,15	9.940,02	-21.975,18
2025	13.382,19	2.419,24	10.962,95	-319,15	10.643,80	-11.331,39
2026	14.300,21	2.585,20	11.715,01	-319,15	11.395,85	64,47
2027	15.281,20	3.200,60	12.080,61	-319,15	11.761,46	11.825,92
2028	16.329,50	3.903,26	12.426,23	-319,15	12.107,08	23.933,00
2029	17.449,70	4.678,09	12.771,61	-319,15	12.452,46	36.385,46
2030	18.646,75	5.343,89	13.302,86	-319,15	12.983,71	49.369,17
2031	19.925,92	5.675,54	14.250,37	-319,15	13.931,22	63.300,39
2032	21.292,83	6.027,55	15.265,28	-319,15	14.946,13	78.246,52
2033	22.753,52	6.401,14	16.352,38	-319,15	16.033,23	94.279,75
2034	24.314,41	6.797,63	17.516,79	-319,15	17.197,64	111.477,38
2035	25.982,38	7.218,38	18.764,00	-319,15	18.444,85	129.922,23
2036	27.764,77	7.664,88	20.099,89	-319,15	19.780,74	149.702,97
2037	29.669,44	8.138,67	21.530,77	-319,15	21.211,62	170.914,59
2038	31.704,76	8.641,39	23.063,37	-319,15	22.744,22	193.658,81
2039	33.879,71	9.174,78	24.704,93	-319,15	24.385,77	218.044,58
2040	36.203,85	9.740,69	26.463,16	-319,15	26.144,01	244.188,59
2041	38.687,44	10.341,06	28.346,37	-319,15	28.027,22	272.215,81
2042	41.341,40	10.977,97	30.363,43	-319,15	30.044,27	302.260,09
2043	44.177,42	11.653,60	32.523,82	-319,15	32.204,67	334.464,76
2044	47.207,99	12.370,26	34.837,73	-319,15	34.518,58	368.983,33

Tabela 9 – Fluxo de caixa para o cenário 2

Ano	Valor anual da conta sem sistema (R\$)	Valor anual da conta com sistema (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
2045	50.446,45	13.130,40	37.316,05	-319,15	36.996,90	405.980,23

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O valor do VPL para este cenário foi de R\$ 77.393,49, com um payback de 2,99 anos e TIR de 36,65%.

5.3 Cenário 3 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com autoconsumo remoto e fator de simultaneidade de 0%

O fluxo de caixa para o cenário 3 é apresentado na tabela 10.

Tabela 10 – Fluxo de caixa para o cenário 3

Ano	Valor anual da conta sem sistema (R\$)	Valor anual da conta com sistema (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
2023	0,00	0,00	0,00	-31.915,20	-31.915,20	-31.915,20
2024	12.523,11	2.964,14	9.558,97	-319,15	9.239,82	-22.675,38
2025	13.382,19	3.275,90	10.106,29	-319,15	9.787,14	-12.888,25
2026	14.300,21	4.218,85	10.081,37	-319,15	9.762,21	-3.126,03
2027	15.281,20	5.262,57	10.018,64	-319,15	9.699,49	6.573,45
2028	16.329,50	6.415,55	9.913,95	-319,15	9.594,79	16.168,25
2029	17.449,70	7.686,91	9.762,79	-319,15	9.443,64	25.611,89
2030	18.646,75	8.779,61	9.867,13	-319,15	9.547,98	35.159,87
2031	19.925,92	9.324,62	10.601,30	-319,15	10.282,14	45.442,01
2032	21.292,83	9.903,08	11.389,75	-319,15	11.070,60	56.512,61
2033	22.753,52	10.517,03	12.236,49	-319,15	11.917,34	68.429,95
2034	24.314,41	11.168,60	13.145,81	-319,15	12.826,66	81.256,61
2035	25.982,38	11.860,08	14.122,30	-319,15	13.803,15	95.059,75
2036	27.764,77	12.593,88	15.170,90	-319,15	14.851,74	109.911,50
2037	29.669,44	13.372,53	16.296,91	-319,15	15.977,75	125.889,25

Tabela 10 – Fluxo de caixa para o cenário 3

Ano	Valor anual da conta sem sistema (R\$)	Valor anual da conta com sistema (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo acumulado (R\$)
2038	31.704,76	14.198,75	17.506,01	-319,15	17.186,86	143.076,11
2039	33.879,71	15.075,40	18.804,31	-319,15	18.485,16	161.561,26
2040	36.203,85	16.005,50	20.198,35	-319,15	19.879,20	181.440,46
2041	38.687,44	16.992,27	21.695,17	-319,15	21.376,01	202.816,48
2042	41.341,40	18.039,11	23.302,29	-319,15	22.983,14	225.799,61
2043	44.177,42	19.149,60	25.027,81	-319,15	24.708,66	250.508,28
2044	47.207,99	20.327,56	26.880,42	-319,15	26.561,27	277.069,55
2045	50.446,45	21.577,03	28.869,43	-319,15	28.550,28	305.619,82

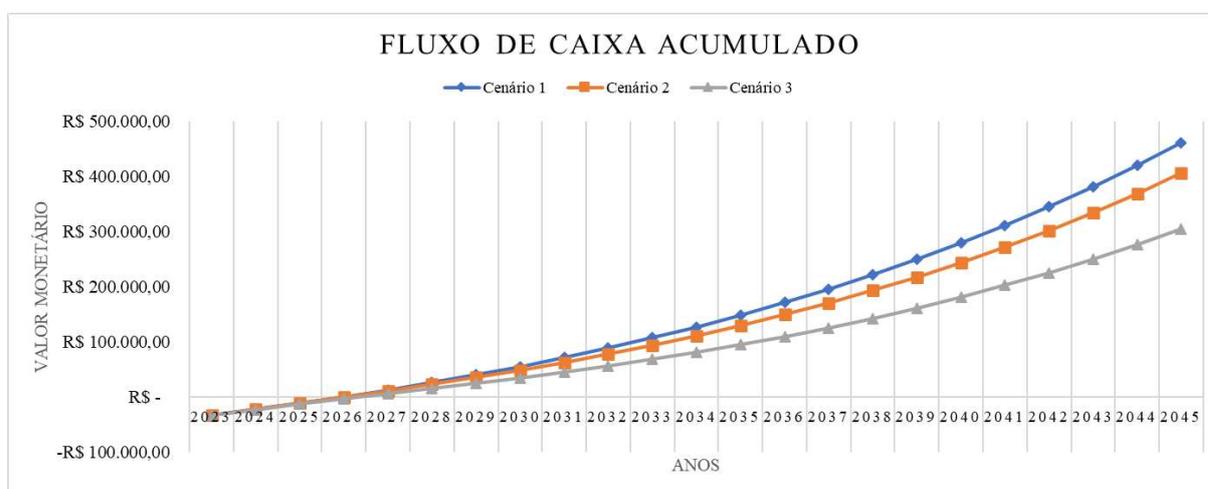
Fonte: Elaborado pelo Autor.

O valor do VPL para este cenário foi de R\$ 54.905,51, com um payback de 3,32 anos e TIR de 31,50%.

5.4 Comparação dos cenários 1, 2 e 3

Na figura 20 tem-se os fluxos de caixa acumulado dos cenários 1, 2 e 3.

Figura 20 – Comparativo do fluxo de caixa acumulado para os cenários 1, 2 e 3

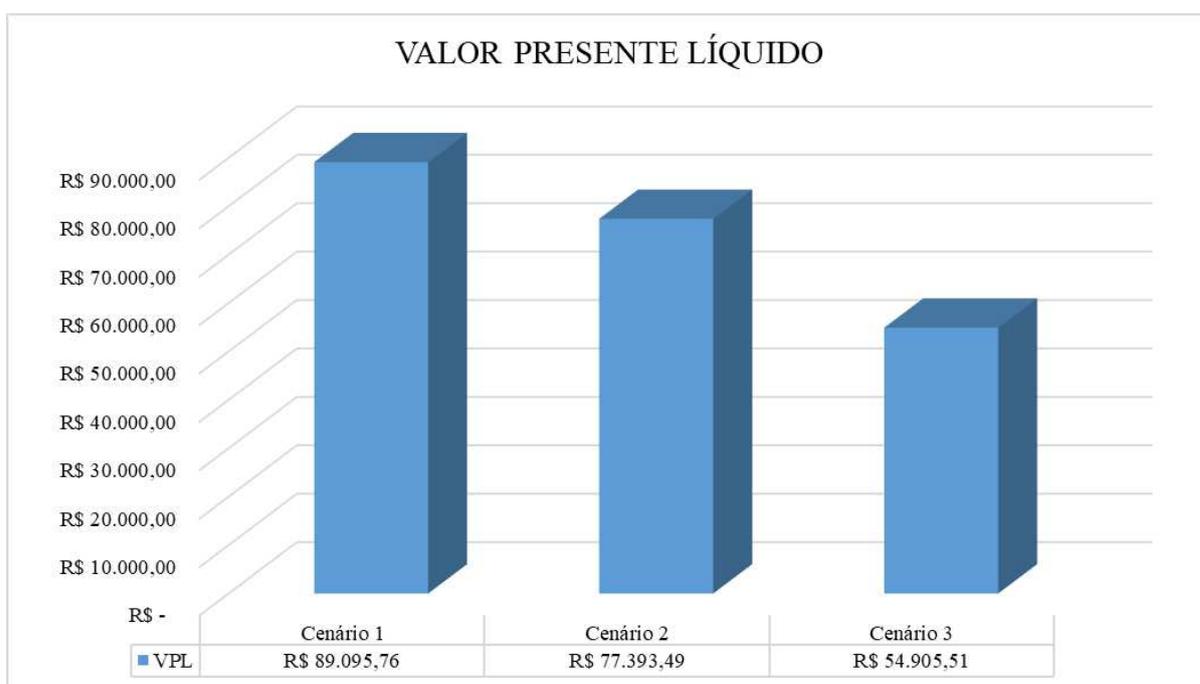


Fonte: Elaborado pelo Autor.

Percebe-se da figura 20 que até o final do período de transição, ano de 2028, os fluxos de caixa são praticamente iguais, contudo, a partir do ano de 2029 o cenário 1 apresenta um fluxo ligeiramente maior do que o cenário 2. Em especial, o cenário 3, referente ao autoconsumo remoto, apresenta uma diferença significativa dos demais cenários, demonstrando o quanto a cobrança da $TUSD_{Fio B}$ e da $TUSD_g$ impactam no saldo líquido do investimento ao longo do tempo.

Nas figuras 21 e 22 tem-se a comparação do VPL e do payback juntamente com TIR para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente.

Figura 21 – Comparativo do VPL para os cenários 1, 2 e 3



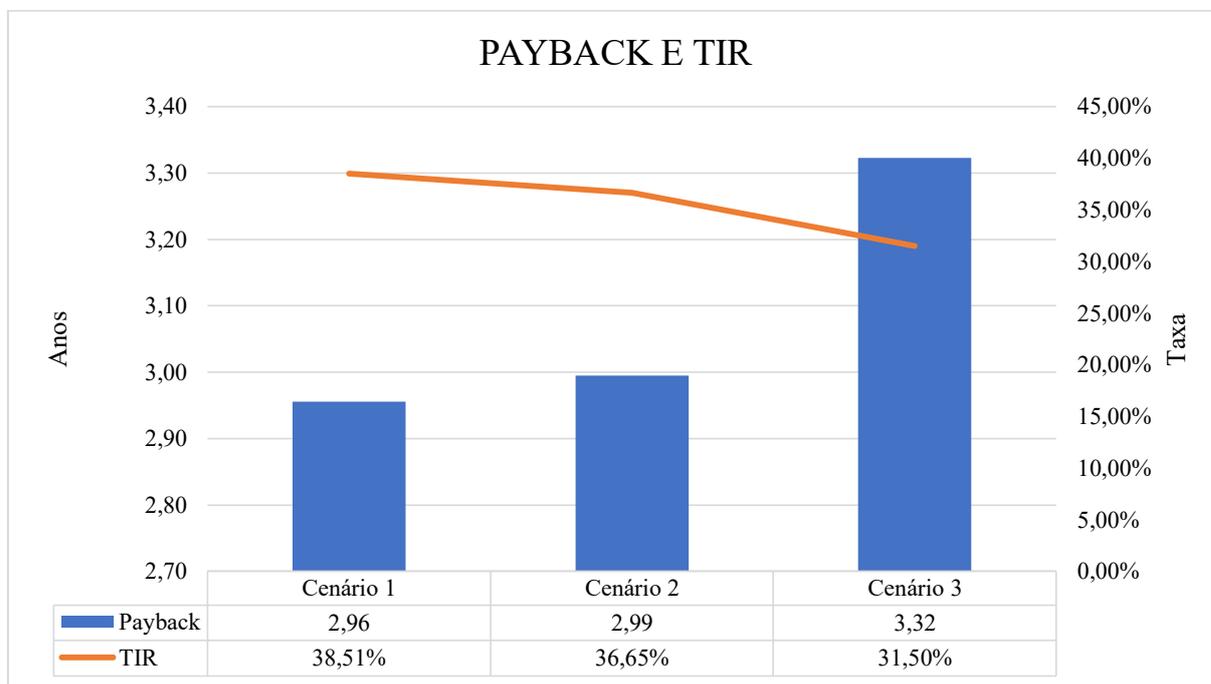
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Da figura 21 tem-se que o valor de VPL do cenário 2 é 13,13% menor do que o VPL do cenário 1. Assim como na análise do fluxo de caixa, o cenário 3 do autoconsumo remoto demonstrou ter sido o mais impactado pelas mudanças estabelecidas pelo marco legal, uma vez que o seu VPL é 38,37% menor do que o VPL do cenário 1.

Da figura 22 tem-se que o valor do payback para os cenários 1 e 2 é praticamente o mesmo. Já o cenário 3 apresenta um aumento de aproximadamente 4,4 meses em comparação com o cenário 1. O TIR, assim como o VPL, apresenta uma diminuição expressiva entre o cenário 3 e os cenários 1 e 2 de 7,02% e 5,15%, respectivamente.

Portanto, em todos os índices econômicos analisados, o cenário 3 é o mais afetado negativamente perante as alterações de faturamento impostas pelo marco legal.

Figura 22 – Comparativo do payback e TIR para os cenários 1, 2 e 3



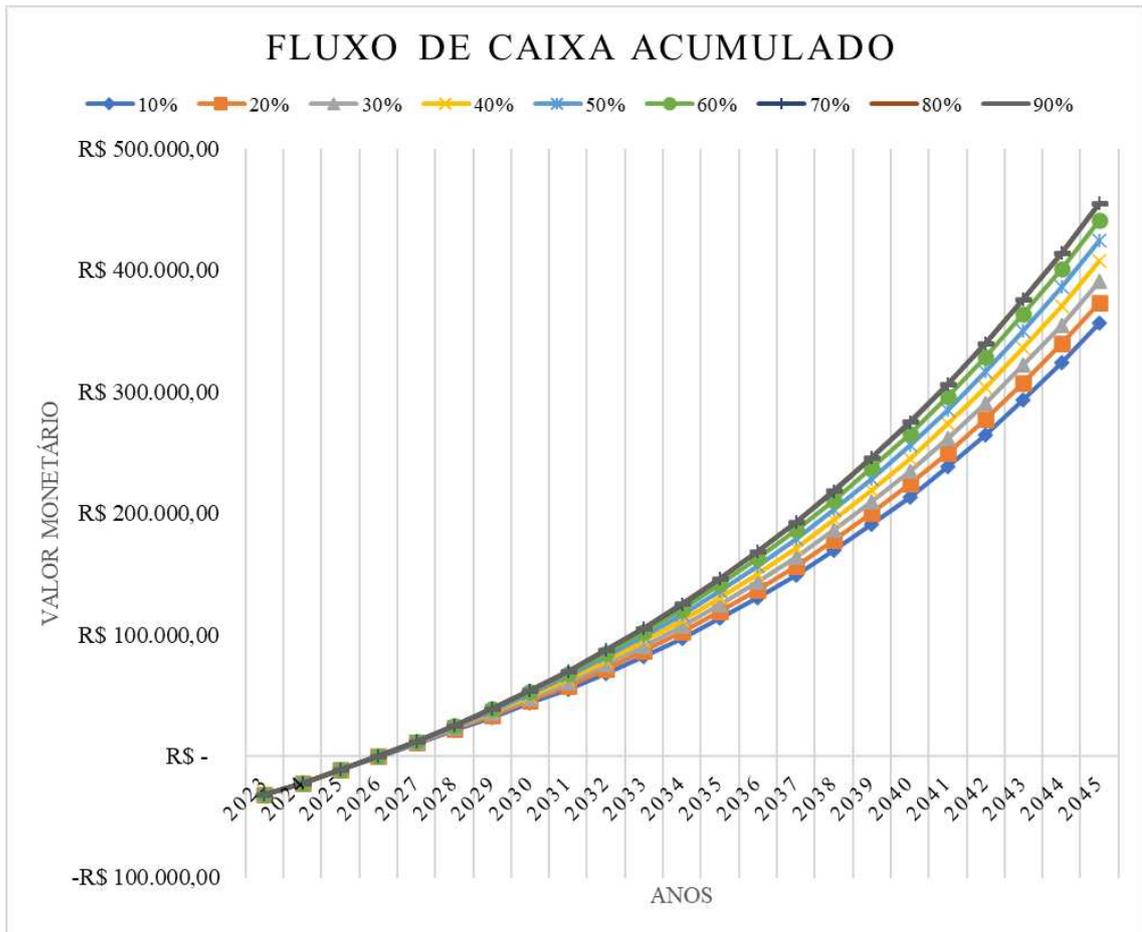
Fonte: Elaborado pelo Autor.

5.5 Cenário 4 - Unidade consumidora enquadrada como GD II com geração local e variação do fator de simultaneidade de 10% a 90% com passos de 10%.

Na figura 23 tem-se o gráfico do fluxo de carga acumulado variando o fator de simultaneidade de 10% a 90% com passos de 10%. Percebe-se desse gráfico que o valor do fluxo de carga aumenta à medida que o fator de simultaneidade cresce. Em especial, para fatores de simultaneidade de 70%, 80% e 90% os valores dos fluxos de caixa acumulado são praticamente iguais, não apresentando ganhos expressivos pelo aumento da simultaneidade.

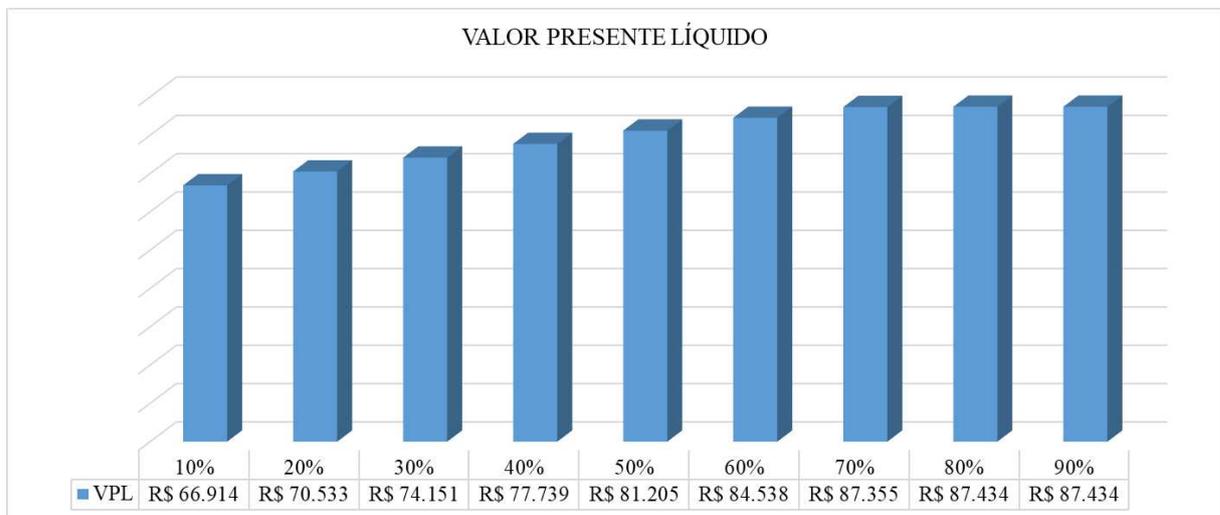
Na figura 24 tem-se a curva do VPL frente a variação do fator de simultaneidade. Percebe-se desse gráfico que, assim como com o fluxo de carga acumulado, o VPL apresenta um expressivo aumento nos incrementos iniciais do fator de simultaneidade, contudo, a partir de 70%, o VPL atinge um platô, permanecendo praticamente constante.

Figura 23 – Variação do fluxo de carga acumulado com o fator de simultaneidade



Fonte: Elaborado pelo Autor.

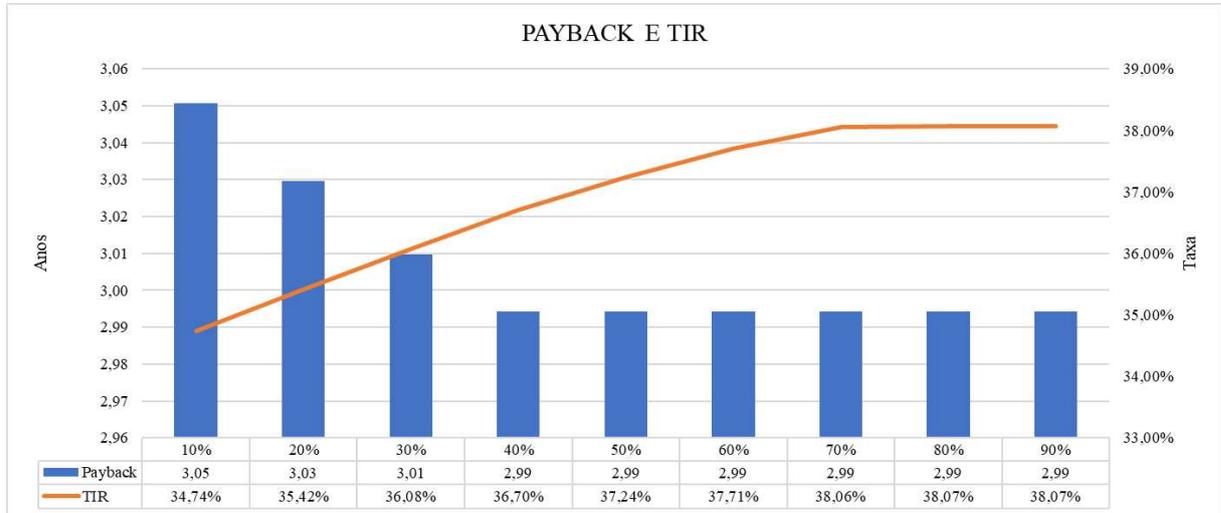
Figura 24 – Variação do VPL com o fator de simultaneidade



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na figura 25 tem-se a variação no valor do payback e do TIR frente ao aumento do fator de simultaneidade.

Figura 25 – Variação do payback e do TIR com o fator de simultaneidade



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Percebe-se da figura 25 que o payback diminui bastante para os primeiros incrementos do fator de simultaneidade, contudo, a partir de 40% permanece praticamente constante até o valor máximo estipulado de 90%. Já o TIR repete o comportamento do VPL, isto é, apresenta um aumento expressivo de 10% até 70% de simultaneidade, atingindo um platô a partir dos 70% até 90%.

CONCLUSÃO

No decorrer deste trabalho foram apresentadas as principais mudanças impostas pelo marco legal da minigeração e microgeração distribuída no Brasil, com ênfase nas alterações que impactam os consumidores do grupo B. Neste contexto foram eleitos quatro cenários de uma unidade consumidora residencial a fim de avaliar os impactos das novas regras de tarifação e faturamento.

Em todos os índices econômicos avaliados (VPL, payback e TIR), o cenário 1 referente a uma unidade consumidora enquadrada como GD1 apresentou mais vantajosidade, demonstrando que as mudanças oriundas da Lei 14.300/2022 diminuíram a atratividade do investimento em sistema de geração fotovoltaica conectados com a rede elétrica.

Ressalta-se que, apesar de menos atrativo, todos os cenários avaliados apresentaram VPL positivo, TIR acima da TMA e payback inferior a 4 anos. Vale salientar que a redução da atratividade econômica atingiu principalmente o cenário 3, referente ao autoconsumo remoto, onde observou-se uma redução do VPL de 38,37 % em comparação ao cenário 1. Tal redução foi mais do que o dobro da observada entre o cenário 2, unidade consumidora com geração local enquadrada como GD2, em relação ao cenário 1.

Além da expressiva redução do VPL, o cenário 3 também apresentou uma redução de 7,02% em relação ao TIR quando comparado com o cenário 1. Em contrapartida, o cenário 2 apresentou uma redução de 5,15% em comparação ao cenário 1, sendo 26,63% menor do que a apresentada pelo cenário 3.

Também foi analisada a influência do fator de simultaneidade na atratividade econômica dos sistemas de geração fotovoltaica. Para valores abaixo de 70%, o fator de simultaneidade aumenta bastante o VPL e a TIR. Contudo, para valores maiores de simultaneidade, os dois índices econômicos atingem um platô, não apresentando ganhos consideráveis.

Em os cenários, o maior payback registrado foi para o autoconsumo remoto, sendo de 3,32 anos, caracterizando ainda mais os impactos negativos do marco legal para este cenário.

Como sugestão para trabalhos futuros tem-se o estudo dos impactos do marco legal para os clientes do grupo A, além de também incluir as unidades consumidoras que possuem sistemas de geração fotovoltaica enquadrados como minigeração.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 482, de 17 de abril de 2012**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 29 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 517, de 11 de dezembro de 2012**, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>. Acesso em: 29 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 687, de 24 de novembro de 2015**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 29 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 786, de 17 de outubro de 2017**, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 29 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 1.059, de 07 de fevereiro de 2023**, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em: 29 out. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Homologatória ANEEL nº 3.185, de 18 de abril de 2023**, 2023. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233185.pdf>. Acesso em: 29 out. 2023

ASSUNÇÃO, L. M.; ROCHA, L. M. **Análise técnica e econômica entre sistemas fotovoltaicos fixos e móveis para microgeração**. 2020. 17 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade do Sul de Santa Catarina, 2020.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Calculadora do Cidadão**. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice>. Acesso em: 30 de out. 2023.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Dados diários do Selic**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estabilidadefinanceira/selicdadosdiarios>. Acesso em: 30 de out. 2023.

BORÉM, L. E.; VASCONCELOS, R. **Análise do Impacto da Geração Distribuída na Estabilidade Transitória**. 2016. 17, 18 f. Monografia. Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, 2016.

BRASIL. Lei no 14.300, de 6 de janeiro de 2022. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm. Acesso em: 29 out. 2023.

CRESEB. Potencial Solar - SunData v 3.0, [s.d]. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em 30 out. 2023.

DELMASQUIO, L. Z. **Implementação do Fluxo de Potência pelo Método de Newton-Raphson Considerando Geração Distribuída e Veículos Elétricos**. 2022. 16, 28-29 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Energia e Sustentabilidade, Universidade Federal de Santa Catarina, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN 2023: Balanço Energético Nacional 2023: Ano base 2022**. Rio de Janeiro, 2023.

LOPES, A. M. N.; ANDRADE, J. T. **O marco legal da geração de energia fotovoltaica no brasil: uma análise da lei nº 14.300/2022 e seus impactos tributários**. 2023. 3 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Direito, Universidade Potiguar, 2023.

MELO, F. C. **Análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto fotovoltaico estudo de caso: Estádio Aderbal Ramos da Silva**. 2020. 36-37 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2020.

MENEZES, M. P. **Impactos da lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: Estudo de caso no Ceará**. 2022. 22, 26-29 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, 2022.

NUNES, C. G. **Análise de viabilidade econômica de implantação de um sistema de geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos em uma edificação residencial.** 2020. 22-25 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Civil, Universidade do Sul de Santa Catarina, 2020.

PICKLER, I. C. **Fontes de Energias Renováveis no Brasil.** 2023. 12 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Civil, Universidade do Sul de Santa Catarina, 2023.

PREFEITURA DE FORTALEZA. Contribuição para o Custeio da Iluminação Pública (CIP), [s.d]. Disponível em: <https://www.sefin.fortaleza.ce.gov.br/Canal/16/Generico/1201/Ler>. Acesso em 30 out. 2023.

RIBEIRO, R.P. **Estudo de caso: Dimensionamento de um sistema fotovoltaico residencial.** 2016. 16, 17 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia de Automação Industrial, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais Unidade Araxá, 2016.

SANTOS, R. A. **Estudos de caso e comparação da viabilidade econômica para a implementação de um sistema fotovoltaico on-grid e off-grid.** 2019. 40-47, 67-68 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade UNIFACVEST, 2019.

SCHRIEFER, D. H. **Estudo da alteração da Resolução Normativa nº 482/2012 e seus impactos no mercado de geração fotovoltaica.** 2022. 12, 14-16, 23, 31 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, 2022.

SOUSA, B. G. O. **Análise econômica das novas regras de compensação de energia estabelecidas na lei 14.300 em sistemas de microgeração.** 2022. 35-37, 51-54, 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Ouro Preto, 2022.

WEBER, L. G. **Energia solar fotovoltaica como fonte alternativa de geração de energia: estudo de caso.** 2019. 33, 34 f. Trabalho de Conclusão de Curso. Engenharia Elétrica, Universidade UNIFACVEST, 2019.