



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

BRENO GIOVANNI OLIVEIRA DE SOUSA

**ANÁLISE ECONÔMICA DAS NOVAS REGRAS DE
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ESTABELECIDAS NA LEI 14.300 EM
SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO**

**FORTALEZA
2022**

BRENO GIOVANNI OLIVEIRA DE SOUSA

**ANÁLISE ECONÔMICA DAS NOVAS REGRAS DE
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ESTABELECIDAS NA LEI 14.300 EM
SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral

**FORTALEZA
2022**

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)

- S696a Sousa, Breno Giovanni Oliveira de.
Análise econômica das novas regras de compensação de energia estabelecidas na lei 14.300 em sistemas de microgeração / Breno Giovanni Oliveira de Sousa. – 2023.
78 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. Raphael Amaral da Câmara.
1. Marco legal. 2. Estudo de viabilidade. 3. Energia solar fotovoltaica. 4. Geração distribuída. I. Título.
CDD 621.3
-

BRENO GIOVANNI OLIVEIRA DE SOUSA

**ANÁLISE ECONÔMICA DAS NOVAS REGRAS DE
COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ESTABELECIDAS NA LEI 14.300 EM
SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovado em 15 / 12 / 2022.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

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

Eng. Esp. Paulo Roberto de Oliveira Braga

A Deus.

Aos meus pais, minha esposa e minha
vó.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por mais uma oportunidade de adquirir novas experiências e aprendizados, e sem ele nada seria possível.

À Jessica, minha esposa e companheira, por todo amor, apoio, motivação e compreensão.

Aos meus pais Lurdeni e Rousemberg, pelo eterno apoio, carinho e confiança.

À Zilá, minha vó, que embora não esteja vendo o final do processo, foi um grande pilar para construção do meu caráter e ajuda na minha caminhada acadêmica.

Ao Prof. Dr. Raphael Amaral pela orientação, apoio e confiança durante a execução deste trabalho e pelas oportunidades oferecidas que contribuíram profissional e pessoalmente.

Aos meus amigos da graduação, pela amizade, momentos de descontração, noites em claro de projetos, de cafés e almoços.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE-UFC) que de algum modo colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho e a minha formação.

“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis”

José de Alencar

“Só se pode alcançar um grande êxito quando nos mantemos fiéis a nós mesmos”

Friedrich Nietzsche

RESUMO

A Resolução Normativa 482/2012, publicada em 2012, tem como objetivo estimular a conexão de pequenas unidades de geração por fontes renováveis no Brasil. Nos anos seguintes, vários fatores favoreceram a expansão da categoria principalmente graças à fonte solar fotovoltaica, o que fez com que a geração distribuída se tornasse um investimento muito lucrativo. No entanto, isso levantou várias inquietações, incluindo o possível desequilíbrio tarifário causado pelo modelo de compensação integral estabelecido. Em janeiro de 2022, a lei nº 14.300 foi publicada, estabelecendo o marco regulatório para microgeração e minigeração distribuída, trazendo inovações importantes, mas também maior complexidade e incertezas para o setor. Este trabalho tem como objetivo avaliar sob a ótica dos consumidores do Grupo B, o impacto dessa mudança nos projetos de microgeração. Assim, foi escolhida uma unidade consumidora residencial localizada no estado do Ceará. A partir do projeto do sistema fotovoltaico, foi desenvolvido um modelo para determinar o retorno financeiro, considerando as regras de compensação. Na análise, as principais variáveis consideradas foram fontes de receitas e custos, regras tarifárias, impostos, inflação da energia, degradação dos módulos fotovoltaicos e o fator de simultaneidade. A viabilidade foi avaliada usando técnicas de payback simples, VPL e TIR. Os resultados mostram que o investimento em projetos de microgeração distribuída permanece economicamente viável sob a nova lei. Após a adoção da nova regra de compensação, o retorno do investimento aumentou em poucos meses nos cenários com produção local, porém, as unidades que utilizam o autoconsumo remoto serão fortemente impactadas.

Palavras-chave: marco legal; estudo de viabilidade; energia solar fotovoltaica; geração distribuída.

ABSTRACT

Normative Resolution 482/2012, published in 2012, aims to encourage the connection of small generation units using renewable sources in Brazil. In the following years, several factors favored the expansion of the category, mainly thanks to the photovoltaic solar source, which made distributed generation a very profitable investment. However, this raised several concerns, including the possible tariff imbalance caused by the established full compensation model. In January 2022, Law No. 14,300 was published, establishing the regulatory framework for microgeneration and distributed minigeneration, bringing important innovations, but also greater complexity and uncertainties to the sector. This work aims to evaluate, from the perspective of Group B consumers, the impact of this change on microgeneration projects. Thus, a residential consumer unit located in the state of Ceará was chosen. From the photovoltaic system design, a model was developed to determine the financial return, considering the compensation rules. In the analysis, the main variables considered were sources of revenue and costs, tariff rules, taxes, energy inflation, degradation of photovoltaic modules and the simultaneity factor. Feasibility was assessed using payback, NPV and MIRR techniques. The results show that investment in distributed microgeneration projects remains economically viable under the new law. After the adoption of the new compensation rule, the return on investment increased in a few months in the scenarios with local production, however, the units that use remote self-consumption will be heavily impacted.

Key words: legal framework; viability study; photovoltaic solar energy; distributed generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Potência instalada por fonte.....	19
Figura 2 - Composição da TUSD	25
Figura 3 – Composição da TE.....	26
Figura 4 – Composição média da tarifa de energia de um consumidor de baixa tensão	27
Figura 5 – Comparativo entre a modalidade convencional e a horária branca.....	28
Figura 6 – Esquema de funcionamento do SCEE	33
Figura 7 – Curva de carga típica para uma unidade consumidora residencial num dia útil	35
Figura 8 – Curva de geração típica para uma unidade geradora fotovoltaica com inclinação fixa.....	36
Figura 9 – Curvas de carga e geração para uma unidade consumidora residencial típica.....	36
Figura 10 – Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021	38
Figura 11 – Quantidade de novas conexões de geração distribuída no Brasil por ano	38
Figura 12 – Quantidade de unidades de geração distribuída por tipo	40
Figura 13 – Células do estado do Ceará.....	57
Figura 14 – Região próxima às células de interesse.....	58
Figura 15 – Irradiação média no plano inclinado para a célula de interesse.....	58
Figura 16 – Consumo da rede e energia injetada para o cenário 1.....	64
Figura 17 – Fluxo de caixa acumulado no cenário 1	67
Figura 18 – VPL e TIR para o cenário 1.....	67
Figura 19 – Consumo da rede e energia injetada para o cenário 2.....	68
Figura 20 – Fluxo de caixa acumulado no cenário 2	70
Figura 21 – VPL e TIR para o cenário 1.....	71

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Subgrupos e critérios para classificação de consumidores do grupo A..	21
Quadro 2 – Subgrupos e critérios para classificação de consumidores do grupo B..	22
Quadro 3 – Composição das Parcelas A e B	23
Quadro 4 – Descrição das alternativas para o SCEE.....	44
Quadro 5 – Informações do orçamento.....	56
Quadro 6 – Descrição dos cenários.	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração distribuída por modalidade.....	39
Tabela 2 – Geração distribuída por subgrupo tarifário	39
Tabela 3 – Histórico de consumo de energia elétrica para a residência	55
Tabela 4 – Valores da Contribuição de Iluminação Pública para consumidores do subgrupo B1 em Fortaleza.	61
Tabela 5 – Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação integral.	65
Tabela 6 – Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação na nova regra.	65
Tabela 7 – Fluxo de caixa para o cenário 2 com compensação integral.	68
Tabela 8 – Fluxo de caixa para o cenário 2 com compensação na nova regra.	69
Tabela 9 – Resumo dos resultados.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL – Ambiente de Contratação Livre
ACR – Ambiente de Contratação Regulada
AIR – Análise de Impacto Regulatório
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
CCC – Conta de Consumo de Combustíveis
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ – Conselho Nacional de Política Fazendária
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
CPQD – Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MME – Ministério de Minas e Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia
PERS – Programa de Energia Renovável Social
PIS – Programa de Integração Social
PNE – Plano Nacional de Energia
PRODIST – Procedimentos de Distribuição
PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária
REN – Resolução Normativa
R\$ – Unidade monetária do Brasil
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN – Sistema Interligado Nacional
TE – Tarifa de Energia
TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UNICAMP – Universidade Estadual de Campinas

VP – Valor Presente

VPL – Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos.....	18
1.1.1	<i>Objetivo Geral</i>	<i>18</i>
1.1.2	<i>Objetivos Específicos</i>	<i>18</i>
2	REFERENCIAL TEÓRICO	19
2.1	<i>Sistema Elétrico Brasileiro</i>	<i>19</i>
2.2	<i>Classificação dos Consumidores</i>	<i>20</i>
2.2.1	<i>Consumidor livre, cativo e especial.....</i>	<i>22</i>
2.3	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
2.3.1	<i>Receita requerida.....</i>	<i>23</i>
2.3.2	<i>Composição da tarifa.....</i>	<i>23</i>
2.3.3	<i>Tarifa aplicada aos consumidores do grupo B.....</i>	<i>27</i>
2.3.4	<i>Bandeiras tarifárias</i>	<i>28</i>
2.3.5	<i>Revisão e reajuste tarifário.....</i>	<i>29</i>
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	30
2.4.1	<i>Modalidades de geração</i>	<i>31</i>
2.4.2	<i>Acesso ao sistema de distribuição</i>	<i>32</i>
2.4.3	<i>Sistema de compensação de energia elétrica</i>	<i>33</i>
2.5	CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO	34
2.6	CENÁRIO ATUAL E PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA ..	37
2.6.1	<i>Cenário da geração distribuída no Brasil.....</i>	<i>37</i>
2.6.2	<i>Vantagens e impactos da expansão da geração distribuída fotovoltaica</i>	<i>41</i>
2.6.3	<i>Processo de revisão da REN 482/2012.....</i>	<i>43</i>
2.7	MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	47
2.7.1	<i>Período de transição</i>	<i>47</i>
2.7.2	<i>Tarifa mínima</i>	<i>49</i>
2.7.3	<i>Mudanças adicionais.....</i>	<i>50</i>
2.8	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS	51
2.8.1	<i>Valor Presente Líquido.....</i>	<i>51</i>
2.8.2	<i>Payback</i>	<i>52</i>
2.8.3	<i>Taxa Interna de Retorno</i>	<i>53</i>

3	METODOLOGIA.....	55
3.1	CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS.....	55
3.2	GERAÇÃO ESTIMADA	56
3.3	PREMISSAS	58
3.3.1	<i>Custos e receitas considerados</i>	<i>58</i>
3.3.2	<i>Manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....</i>	<i>59</i>
3.3.3	<i>Tarifa e tributos</i>	<i>60</i>
3.4	CENÁRIOS	62
4	RESULTADOS	64
4.1	Cenário 1 –geração local	64
4.2	Cenário 2 –autoconsumo remoto.....	68
4.3	RESUMO DOS RESULTADOS	71
5	CONCLUSÃO.....	72
	REFERÊNCIAS.....	74

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica é definida como a conversão de outras formas de energia em eletricidade. Pode ser obtido de várias fontes, como combustíveis fósseis, usinas nucleares, usinas hidrelétricas, fontes geotérmicas, painéis solares, biocombustíveis, energia eólica, etc. Geralmente se produz longe dos centros de consumo. Portanto, o transporte de longa distância via linhas de transmissão é necessário.

Em seguida, a energia produzida deve ser fornecida aos consumidores. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022i), a distribuição “[...] se caracteriza como o segmento do setor elétrico dedicado ao rebaixamento da tensão proveniente do sistema de transmissão, à conexão de centrais geradoras e ao fornecimento de energia elétrica ao consumidor”. Opera, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, e inclui os sistemas de baixa tensão. O serviço de distribuição de energia elétrica é realizado por concessionárias, permissionárias e designadas, totalizando, em 2022, 105 agentes, sendo 52 Concessionárias, 52 Permissionárias e 1 Designada, entre públicos, privados e de economia mista (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022i).

Esses agentes são regulados pela ANEEL, criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997, e vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Suas funções incluem regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica; fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica; implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à energia elétrica; estabelecer tarifas; dirimir as divergências entre esses agentes e consumidores, e promover as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica, por delegação do Governo Federal (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022a).

Para pagar adequadamente por esses serviços, manter a estrutura do setor elétrico e possibilitar um serviço de alta qualidade e promover a eficiência, é necessário aplicar tarifas aos usuários. O objetivo da tarifa é garantir renda suficiente para os prestadores de serviço cobrirem os custos operacionais e os investimentos necessários para aumentar a capacidade e garantir o atendimento a todos os consumidores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022b, [s.d.]).

A ANEEL é responsável pelo desenvolvimento de métodos de cálculo de tarifas estabelecidos por resoluções, levando em consideração fatores como infraestrutura de geração, transmissão e distribuição e fatores econômicos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA

ELÉTRICA, [s.d.]).

Em relação à produção de energia no Brasil, as grandes usinas hidrelétricas e termelétricas tradicionalmente representam a maior parte da capacidade instalada. Nas últimas décadas, no entanto, a escassez frequente de água e as crescentes preocupações com os problemas ambientais levaram à necessidade de buscar fontes alternativas de energia.

A ANEEL publicou em 2012 a Resolução Normativa (REN) 482/2012, que visa incentivar a vinculação de pequenas unidades produtivas com o uso de energias renováveis. Com isso, os consumidores passaram a ter o direito de produzir sua própria energia e permanecer conectados à rede de distribuição. Nos anos seguintes, vários fatores favoreceram a expansão do modelo, e a produção descentralizada tornou-se um investimento muito rentável.

Das fontes disponíveis, a energia solar foi a que mais se destacou. Essa fonte utiliza o fenômeno fotovoltaico, que consiste na conversão direta da luz solar em corrente elétrica gerada em uma célula de material semicondutor. Um agrupamento de células conectadas em série e em paralelo formam um módulo fotovoltaico. A corrente gerada é coletada e processada por dispositivos de controle e conversores, podendo ser utilizada imediatamente para alimentar a carga, armazenada em baterias ou enviada para a rede elétrica por meio de um inversor (VILLALVA, 2015).

No entanto, a expansão acelerada da geração distribuída trouxe consigo uma série de preocupações e desafios. Uma delas é que o novo modelo do setor prejudica o equilíbrio das tarifas estabelecidas e traz incertezas aos investimentos na ampliação da oferta de energia, que dependem cada vez mais da iniciativa dos consumidores (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

Nesse sentido, iniciou-se um debate sobre qual é a forma ideal de regular a geração distribuída de energia. Em 2018, a ANEEL iniciou uma revisão de todo o modelo de compensação integral por meio de pesquisas, audiências, estudos e discussões públicas. Houve várias respostas e sugestões, mas a falta de consenso interrompeu o processo de revisão. Em 2021, o legislativo foi responsável por criar novas regras para o setor (BRASILIO, 2021b).

Em janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, que estabelece o marco legal da microgeração e da minigeração distribuída. A lei trouxe inovações importantes do ponto de vista do desenvolvimento do setor, mas tornou o modelo de recompensa mais complicado e provavelmente menos atraente a partir de 2023. O objetivo deste trabalho é avaliar o impacto do marco legal da microgeração e da minigeração distribuída sob a ótica do consumidor, utilizando técnicas de análise de investimentos.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar as consequências econômicas das mudanças legislativas aplicadas as microgeração e minigeração, com foco nos consumidores do grupo B.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Descrever a estrutura do sistema elétrico brasileiro, a composição dos preços da eletricidade e os detalhes da tarifa da eletricidade aplicáveis aos consumidores do grupo B;
- Apresentar a situação atual da geração distribuída no Brasil, os motivos da revisão das regras de compensação e a nova legislação;
- Definir um modelo de análise econômica, considerando projetos de microgeração em unidade consumidora residencial;
- Analisar fluxo de caixa esperado, retorno descontado, valores de VPL e TIR e avaliar a viabilidade financeira do projeto.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo será descrito as referências utilizadas como fundamento do trabalho, apresentando sistema elétrico brasileiro, o histórico regulatório do setor de GD. Além disso aponta as principais mudanças implementadas pela Lei 14.300, as quais podem afetar a viabilidade financeira dos projetos de geração FV.

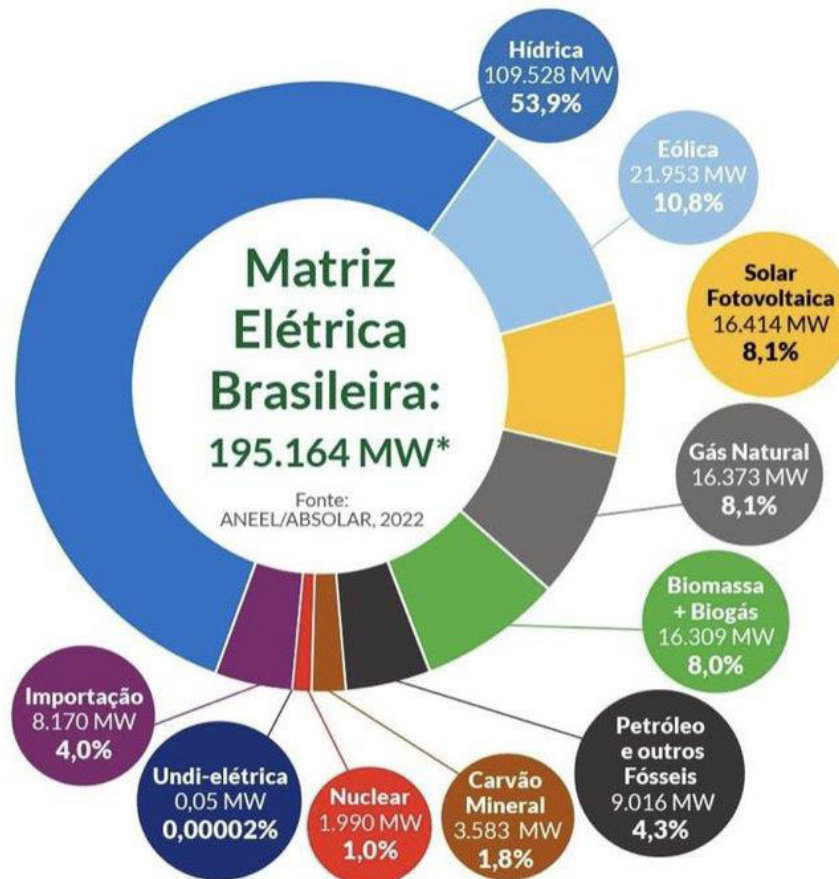
2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema de geração e transmissão de energia do Brasil consiste principalmente de uma grande rede interconectada chamada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa configuração possibilita a transferência de energia entre subsistemas e explora a diversidade de sistemas de energia e regimes hidrológicos, atendendo serviços ao mercado seguros e econômicos. A capacidade instalada de geração de energia do SIN é composta principalmente por usinas hidrelétricas (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, [s.d.]).

Uma pequena porcentagem de consumidores é atendida pelos sistemas isolados do SIN, localizados principalmente na região norte, principalmente para geração térmica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

A Figura 1 mostra a potência instalada, em MW, de geração de energia elétrica por fonte no Brasil em julho de 2022.

Figura 1 – Potência instalada por fonte



Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2022)

Conforme mostra a figura, a matriz elétrica no Brasil é oriunda principalmente de fontes renováveis de energia, que representam cerca de 80% da capacidade instalada. A maior parte da energia gerada é hidrelétrica, mas o crescimento é limitado, apenas 2,3% entre 2018 e 2019. A geração solar, que é um pouco mais de 8%, teve um aumento significativo de 92,1% nesse período. Outro destaque é a energia eólica, que cresceu 15,5% (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020a).

As usinas termelétricas, muitas vezes localizadas próximas aos centros de carga, desempenham um papel estratégico na melhoria da segurança do SIN. As usinas podem ser ativadas quando necessário, dependendo da carga, condições hidrológicas atuais, recursos solares e eólicos. Em sistemas isolados, muitas vezes é a única alternativa viável (Operador Nacional do Sistema Elétrico, [n.d.]).

2.2 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES

A REN 1000/2021 da ANEEL, que substituiu a REN 414/2010, define consumidor como pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, legalmente representado, que

solicite o fornecimento de energia ou o uso do sistema elétrico à distribuidora. Cada unidade consumidora deve ser classificada pela distribuidora com base na atividade desenvolvida e no destino em que a energia elétrica é utilizada. As classes tarifárias são classificadas como: residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio da distribuidora.

Em termos de níveis de tensão de serviço, os consumidores são divididos em dois grupos. O grupo A é constituído por unidades consumidoras com tensão de alimentação igual ou superior a 2,3 kV ou alimentadas por rede subterrânea de distribuição de tensão secundária. Caracteriza-se pela utilização de tarifas elétricas binomiais, ou seja, onde há cobranças pelo consumo de energia elétrica e pela demanda de potência da unidade (Brasil, 2021d).

O grupo A é dividido em subgrupos, de acordo com o nível de tensão. O Quadro 1 apresenta os subgrupos e o critério para classificação em cada um (BRASIL, 2021d).

Quadro 1 – Subgrupos e critérios para classificação de consumidores do grupo A

Subgrupo	Critério para classificação
A1	Tensão de conexão maior ou igual a 230 kV
A2	Tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV
A3	Tensão de conexão igual a 69 kV
A3a	Tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV
A4	Tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV
AS	Tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2021d)

O grupo B é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia, no qual é tarifado apenas o consumo de energia elétrica. É dividido em subgrupos, conforme a finalidade de uso da energia, conforme mostra o Quadro 2 (BRASIL, 2021d).

Quadro 2 – Subgrupos e critérios para classificação de consumidores do grupo B

Subgrupo	Critério para classificação
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Industrial, comercial, poder público e consumo próprio da distribuidora
B4	Iluminação pública

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (BRASIL, 2021d)

2.2.1 Consumidor livre, cativo e especial

Os consumidores livres compram energia diretamente da empresa geradora ou comercializadora por meio de contratos bilaterais no ambiente de contratação livre (ACL) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), independentemente da concessionária local e em condições livremente negociadas. O consumidor livre é responsável pelo gerenciamento de suas compras de energia e dos riscos a elas associados (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, [s.d.]).

Os consumidores livres pagam as mesmas taxas para acessar e usar a rede das distribuidoras, que os consumidores cativos. A decisão de migrar para o mercado livre é pessoal, desde que a carga de instalação da unidade seja superior à exigida por lei. Nos últimos anos, o acesso ao mercado livre de energia foi se abrindo gradativamente. A partir de 1º de janeiro de 2022, consumidores com cargas iguais ou superiores a 1.000 Kw operando em qualquer classe de tensão podem optar por adquirir eletricidade dessa forma. Em 2023, o limite será reduzido para 500 kW, e possivelmente nos anos subsequentes (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, [s.d.]; Brasil, 1995, 2019).

Os consumidores cativos ou regulados devem comprar energia com tarifas especificadas pela concessionária ou licenciados no local da instalação. Essa energia é comercializada em um ambiente de contratação regulada (ACR) por geradoras, distribuidoras e comercializadoras por meio de leilões produzidos pela CCEE. O contrato é organizado pela ANEEL e o preço é determinado por leilão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA, [s.d.]; CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

Consumidor especial é uma categoria de transição em que uma unidade

consumidora ou um conjunto de unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses cuja carga seja maior ou igual a 500 kW participam do ACL, porém devem contratar energia de fonte solar, eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) ou centrais geradoras hidrelétricas (CGH) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

2.3 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a REN 1000/2021, as tarifas devem ser baseadas nos tipos de usuários, grupos, subgrupos, classes, subclasses e padrões tarifários que compõem as unidades de consumo (BRASIL, 2021d).

2.3.1 *Receita requerida*

Segundo o Procedimento de Regulação Tarifária (PRORET) submódulo 7.1, Receita requerida é definido como “[...] receita compatível com a cobertura dos custos de compra de energia, transmissão, encargos setoriais, custos operacionais eficientes e de capital”. Está estabelecido em contratos de concessão e pode ser dividido em duas parcelas. A Parcela A inclui os custos não gerenciáveis pela distribuidora, relacionados à transmissão e geração de energia elétrica, além dos encargos setoriais, enquanto a Parcela B é formada pelos custos gerenciáveis, ou seja, custos operacionais e de capital da distribuidora (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022h).

A composição de cada parcela está listada no quadro 3.

Quadro 3 – Composição das Parcelas A e B

Parcela A	Parcela B
Compra de energia elétrica	Custos de operação e manutenção
Perdas	Remuneração do capital
Uso das redes de transmissão e distribuição	P&D e eficiência energética
Encargos setoriais	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022h)

2.3.2 *Composição da tarifa*

A tarifa de energia elétrica, para os consumidores cativos, é constituída por

(ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]):

- Custos com a aquisição de energia elétrica;
- Custos relativos ao uso do sistema de distribuição;
- Custos relativos ao uso do sistema de transmissão;
- Perdas técnicas e não técnicas;
- Encargos setoriais;
- Tributos.

Os custos de aquisição de energia decorrem do contrato da distribuidora para quantidades de energia por meio de leilões regulados. Esses custos são repassados integralmente aos consumidores sem margem de lucro por meio de uma tarifa de energia (TE) fixada pela ANEEL em R\$/MWh (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) inclui custos relacionados ao uso do sistema de distribuição, como investimentos em ativos fixos e custos de operação e manutenção da rede de distribuição. Neste, os custos operacionais dos sistemas de transmissão também são repassados para os consumidores. A tributação da TUSD é baseada no consumo de energia (R\$/MWh) e, para certos tipos de tarifas, também na demanda de potência (R\$/kW) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

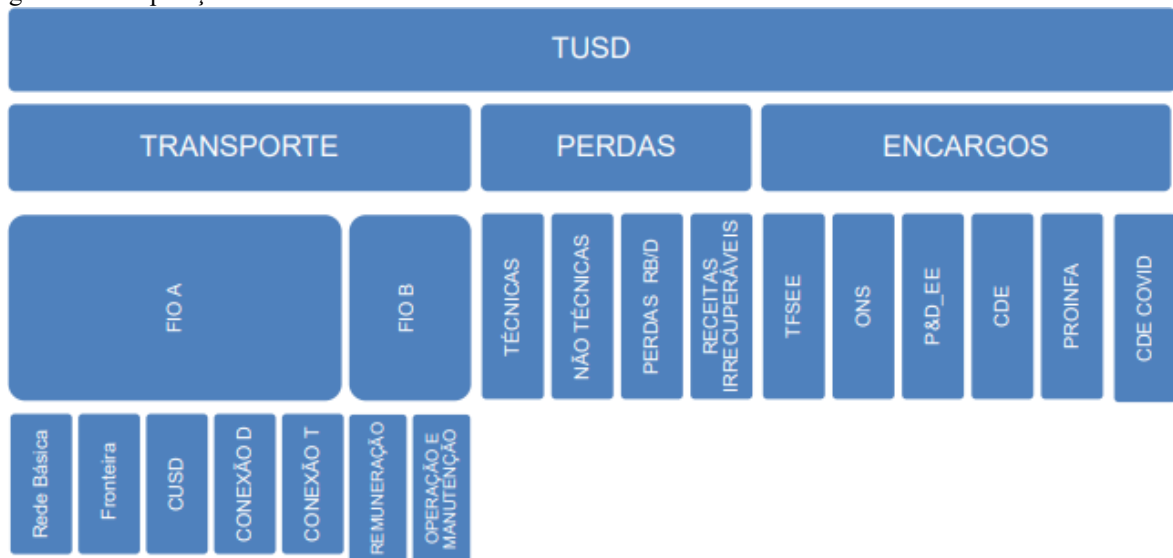
Os custos relacionados às perdas elétricas são divididos em perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas correspondem à energia dissipada durante a transmissão e conversão de energia e são características de todos os circuitos elétricos. Todos os consumidores pagam pelas perdas técnicas de energia causadas pelo seu consumo. As perdas não técnicas são causadas por roubo de energia e problemas de medição. A distribuidora repassa parte do valor aos consumidores regulares (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a, c; ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

As alíquotas são contribuições que são feitas por lei, cujo valor é determinado por decisão da ANEEL e está incluído na TUSD e TE, com o objetivo de prover recursos para atender às necessidades específicas do setor elétrico. Há incidência de dois tributos federais na fatura de energia, sendo eles: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Os estados cobram o Imposto sobre Circulação

de Mercadorias e Serviços (ICMS). Por fim, o município cobra a Contribuição de Iluminação Pública (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]; INSTITUTO BRASILEIRO DE DEFESA DO CONSUMIDOR, [s.d.]).

A Figura 2 apresenta os componentes tarifários da TUSD, conforme o Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) que define as parcelas que compõe a TUSD e a TE.

Figura 2 - Composição da TUSD



Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f)

A TUSD Transporte é a parcela da TUSD que remunera a distribuidora pelos custos com transporte de energia. Compreende a TUSD Fio A e a TUSD Fio B (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f).

Por meio da TUSD Fio A o consumidor remunera a distribuidora pelos custos do uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica¹, Rede Básica de Fronteira² e Instalações de Conexão³. Esses custos são definidos com base no ponto de conexão com a rede de transmissão, na demanda de energia contratada pela distribuidora e por contrato entre as partes. Há também remuneração pelo uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras, caso esse recurso

¹ Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, exceto quando destinados a interligações internacionais, pertencentes às centrais geradoras ou consumidores livres, ou de uso exclusivo para importação e exportação de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

² Transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e equipamentos ligados ao terciário (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2004).

³ Equipamentos para o atendimento de usuários com a finalidade de interligar seus ativos à Rede Básica (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, [s.d.]).

seja utilizado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f)

A TUSD Fio B são os custos gerenciáveis da distribuidora. Inclui a remuneração de seus ativos e investimentos, bem como os custos de operação e manutenção da rede de distribuição de energia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f).

A segunda parcela da TUSD inclui as perdas técnicas e não técnicas da rede de distribuição, perdas da Rede Básica e perda de receita devido ao não pagamento dos consumidores. Quanto a terceira parcela, são encargos com destaque a contribuição na conta de desenvolvimento energético (CDE) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f).

A CDE é um imposto destinado a recompensar as políticas públicas do setor elétrico, como universalização dos serviços de energia elétrica, descontos tarifários para consumidores de baixa renda, subgrupos rurais, irrigação, serviços públicos, geração por fontes incentivadas, consumo de combustíveis em sistemas isolados, etc. A CCEE é responsável pela gestão financeira e a ANEEL é responsável pela aprovação do orçamento anual da CDE (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

A Figura 3 mostra os componentes tarifários da TE. Além do custo de compra de energia, estão incluídos o custo de transmissão da energia produzida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu, perdas na rede básica e impostos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f).

Figura 3 – Composição da TE

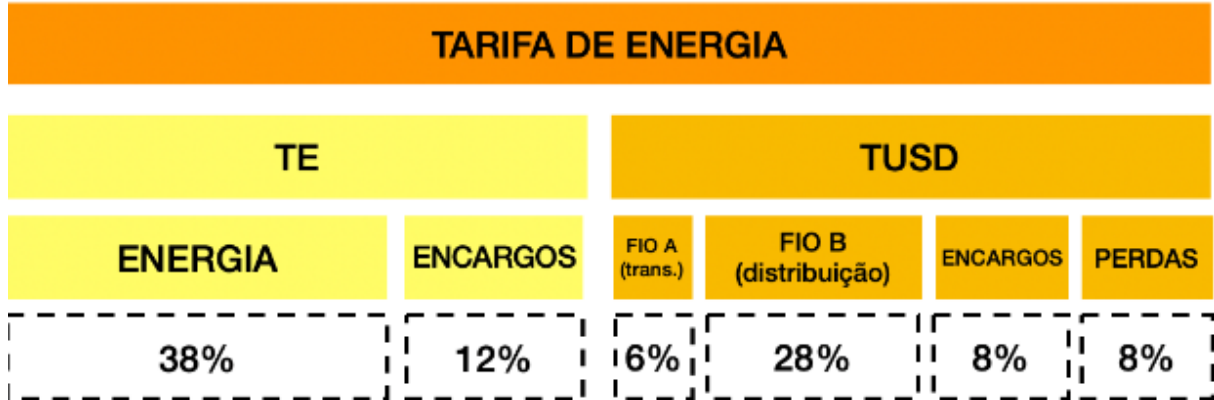


Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022f)

Ainda sobre às parcelas que compõem Receita Requerida, do ponto de vista do

consumidor, a Parcela B corresponde a componente TUSD Fio B e a Parcela A inclui todos os outros componentes do TUSD e TE. A Figura 4 apresenta o peso médio de cada componente tarifário, excluindo impostos, dos consumidores do grupo B1.

Figura 4 – Composição média da tarifa de energia de um consumidor de baixa tensão



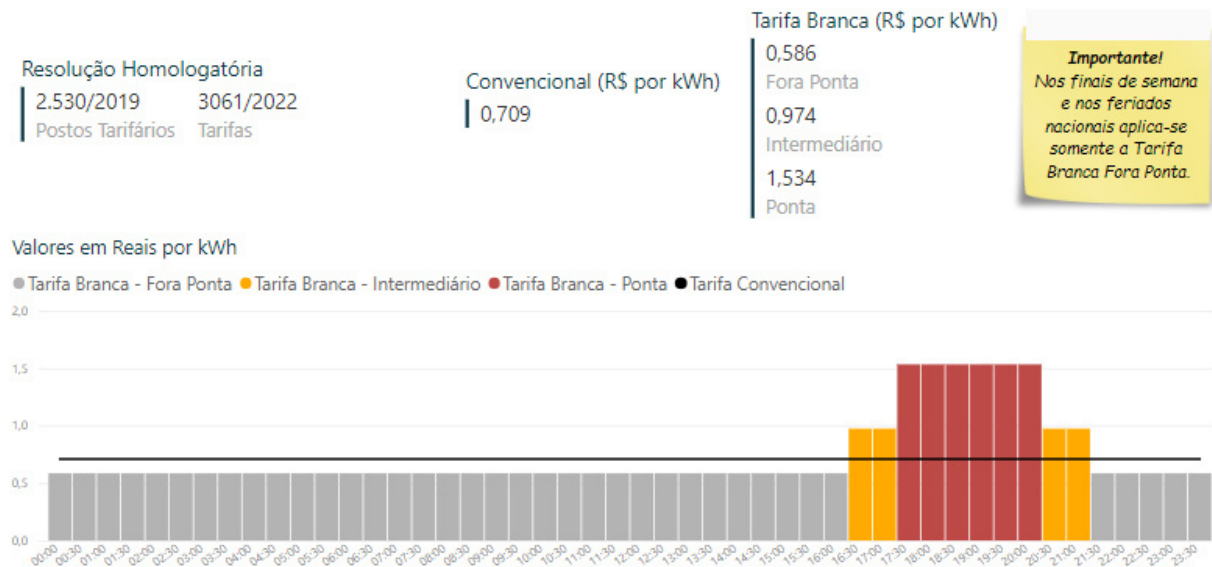
Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021e; BRIGHT STRATEGIES, 2022)

2.3.3 Tarifa aplicada aos consumidores do grupo B

Os usuários do grupo B têm duas formas de cobrança: a convencional e a horária branca, ambas monômias. A modalidade convencional é a mais utilizada e caracteriza-se por uma tarifa única para o consumo de energia elétrica, independente do horário de uso. Na modalidade horária branca é uma opção em que o valor da energia muda dependendo do dia e hora do consumo. Nessa modalidade há uma tarifa diferente para cada posto tarifário (BRASIL, 2021d).

A Figura 5 mostra um comparativo entre as modalidades para um consumidor residencial atendido pela ENEL no estado do Ceará.

Figura 5 – Comparativo entre a modalidade convencional e a horária branca



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022k)

A opção de tarifa branca oferece potencial para reduzir a fatura se os consumidores puderem deslocar o consumo de energia para o período fora de ponta. Essa opção começou a ser implantada em 2018. Para contratar esse modelo, o consumidor deve solicitar à distribuidora, e fazer a troca do medidor de energia (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA, [s.d.]).

São capazes de aderir à tarifa branca os consumidores do grupo B, exceto o subgrupo B4 e a subclasse Residencial Baixa Renda. Essa classificação inclui beneficiários dos programas sociais, indígenas e quilombolas, e oferece descontos de até 100% na tarifa de energia, de acordo com o consumo mensal (BRASIL, 2021d).

Em ambos os métodos, há um valor mínimo pago na fatura, denominado custo de disponibilidade, mesmo que não haja consumo de energia. Essa cobrança foi definida pela REN 414/2010 e mantida na REN 1000/2021, e depende do padrão de conexão da unidade. O custo de disponibilidade corresponde ao valor equivalente de 30 kWh se o esquema for monofásico, 50 kWh se for bifásico e 100 kWh se for trifásico. Deve ser utilizado quando o consumo medido for inferior ao valor correspondente, não podendo ser compensado posteriormente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010; BRASIL, 2021d).

2.3.4 Bandeiras tarifárias

O objetivo de um sistema de classificação tarifária é mostrar aos consumidores o custo atual da geração de eletricidade. A cor indica se o valor da energia para o consumidor final aumentará ou não, dependendo das condições de geração. São cinco modalidades: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022j; BRASIL, 2021d, c)

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. Em 2022, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada kWh consumido da rede;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971/kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492/kWh consumido;
- Bandeira escassez hídrica: criada para custear o acionamento de usinas térmicas e a importação de energia durante o período de escassez hídrica. Essa cobrança possui um valor ainda maior, de R\$ 0,1420/kWh, e valerá para todos os consumidores do SIN, exceto os beneficiários da tarifa social, pelo menos de setembro de 2021 a abril de 2022.

Todos os consumidores cativos das concessionárias serão cobrados por meio do sistema de bandeiras tarifárias, exceto aqueles em redes isoladas. É estabelecida uma única bandeira para todo o SIN (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022j).

Mensalmente, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) reavalia as condições de produção de energia elétrica, determina a melhor estratégia para atender a demanda e prevê a produção de cada fonte, especialmente hidráulica e térmica. Com isso, tem-se uma estimativa de custos a serem cobertos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022d).

O Sistema de Bandeiras Tarifárias aplica-se também aos custos de disponibilidade e é tido em conta no cálculo do imposto incidente sobre as tarifas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022d).

2.3.5 Revisão e reajuste tarifário

A revisão tarifária periódica é um dos mecanismos para determinar quanto os consumidores de energia pagam. É realizada em média a cada quatro anos na data especificada no contrato de concessão da distribuidora. Durante a revisão periódica, a receita necessária para cobrir os custos operacionais e o retorno do investimento, Parcela B da Receita Requerida, é redefinida (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Também é definido um novo valor para o Fator X, um mecanismo que permite repassar aos consumidores parte dos ganhos de produtividade obtidos pela distribuidora ao longo do ciclo tarifário, devido ao crescimento do seu mercado, aumento do consumo dos clientes e melhoria das práticas de gestão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016)

O reajuste tarifário anual tem o objetivo de restabelecer o poder de compra da concessionária. A partir de então, as variações no custo da Parcela A serão repassadas aos consumidores e serão aplicadas anualmente de acordo com a metodologia estabelecida no PRORET. A cada reajuste, os custos da Parcela B são corrigidos pelo índice de inflação determinado no contrato de concessão, deduzido o Fator X (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Há ainda a possibilidade de revisão tarifária extraordinária, que as distribuidoras podem solicitar a qualquer tempo à ANEEL, desde que o desequilíbrio econômico-financeiro que a motivou seja comprovado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022e).

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração de energia elétrica tem sido tradicionalmente feita em grandes usinas que se beneficiam de economias de escala, mas muitas vezes estão longe dos centros de consumo. Por outro lado, os sistemas de geração distribuída possuem múltiplos geradores distribuídos na rede elétrica além da geração central. Os geradores também podem ser desconectados da rede para produzir energia no ponto de consumo em sistemas independentes (CABELLO; POMPERMAYER, 2013).

A implantação de unidades de geração distribuída pode trazer diversos benefícios para a rede elétrica, como fontes de energia renováveis como a energia solar, trazendo aumento na eficiência e redução dos custos de transmissão de energia, aumento da confiabilidade do sistema, redução da necessidade de grandes intervenções ao ambiente para construção de usinas e ampliação do uso de fontes renováveis (CARRERAS-SOSPEDRA et al., 2010).

Na legislação brasileira, a geração distribuída é definida pelo Decreto nº 5.163 de 2004 como “[...] produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes

concessionários, permissionários [...] conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador [...]” (BRASIL, 2004).

No entanto, as condições estabelecidas não são atrativas para pequenos investimentos. Em 2012, a ANEEL publicou a REN 482/2012 para facilitar a entrega de pequenas unidades de geração. A resolução introduz novas definições e estabelece as condições de acesso às redes de distribuição e aos sistemas de compensação de energia. Posteriormente, o texto foi modificado por diversas decisões, entre elas a Resolução 687/2015 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, 2015).

No texto válido até janeiro de 2022, são definidas duas classes. A microgeração inclui unidades geradoras com potência instalada igual ou inferior a 75 kW, com energia renovável ou cogeração qualificada⁴, e sejam conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A minigeração inclui unidades com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 5 MW, com as mesmas condições. A tensão de rede na REN 1000/2021 é determinada em função da potência instalada. Tensões secundárias são normalmente utilizadas para microgeração e tensões primárias para minigeração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, 2017; BRASIL, 2021d).

2.4.1 Modalidades de geração

Existem várias formas para aproveitamento da energia. A geração junto à carga é caracterizada pela instalação da microgeração ou minigeração distribuída onde a energia será consumida, sendo a titularidade pessoa física ou jurídica. O autoconsumo remoto pode compensar a energia produzida por outras unidades consumidoras em outro local de geração, desde que sejam de propriedade da mesma pessoa e localizadas na mesma área de concessão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras é caracterizado pela utilização da energia elétrica gerada por várias unidades, localizadas em uma mesma propriedade ou áreas contíguas, como em um condomínio. Cada um recebe uma pequena parte da energia, e as instalações nas áreas de uso comum constituem uma única unidade de consumo, sob responsabilidade da administração ou do proprietário empreendimento (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

⁴ Processo de produção combinada de calor e energia mecânica, que converte total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia disponibilizada por uma fonte primária e que atenda aos requisitos de eficiência (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a).

Já a cogeração caracteriza-se pelo agrupamento de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, em que a energia é gerada em unidade com microgeração ou minigeração em local distinto das unidades consumidoras nas quais a energia produzida será compensada, desde que todas se encontrem dentro da mesma área de concessão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

2.4.2 Acesso ao sistema de distribuição

O Módulo 3 dos Procedimentos de distribuição (PRODIST), e a partir de 2022 na REN 1000/2021, descreve os requisitos e procedimentos para conexão das unidades de microgeração e minigeração ao sistema de distribuição.

A REN 1000/2021 estabelece que as distribuidoras devem pagar a melhoria ou reforço dos sistemas de distribuição exclusivamente para entrega de microgeração distribuída, sem a participação econômica dos consumidores⁵, exceto para a geração compartilhada. Já para os demais casos, por exemplo, quando for necessário aumentar a carga acima de 50 kW, aumentar o número de fases da rede de alta tensão no local ou conectar uma minigeração, o custo pode ser dividido entre o encargo de responsabilidade da distribuidora⁶ e a participação financeira do consumidor, conforme critérios estabelecidos na REN. Caso o usuário do sistema deseje, a instalação pode operar em modo ilha, desde que fisicamente desconectada da rede de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b; BRASIL, 2021d).

O número de fases e o nível de tensão de conexão serão definidos pela distribuidora, de acordo com as características técnicas da rede no local e normas vigentes. Para sistemas conectados à rede por meio de inversores, os usuários do sistema devem apresentar atestado de conformidade com as normas técnicas nacionais ou internacionais (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

Além da medição bidirecional de energia elétrica ativa, o sistema de medição também deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas ao mesmo nível de tensão da microgeração ou minigeração distribuída. O medidor de eletricidade mede separadamente a energia consumida pela instalação e a energia fornecida

⁵ Diferença positiva entre o orçamento da obra de mínimo custo global e o encargo de responsabilidade da distribuidora (BRASIL, 2021d).

⁶ Custo atribuível à distribuidora em obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição. É calculado conforme metodologia detalhada na REN 1000/2022, e depende da demanda a ser atendida ou acrescida, do valor da TUSD Fio B e de fatores econômicos definidos na última revisão tarifária (BRASIL, 2021d).

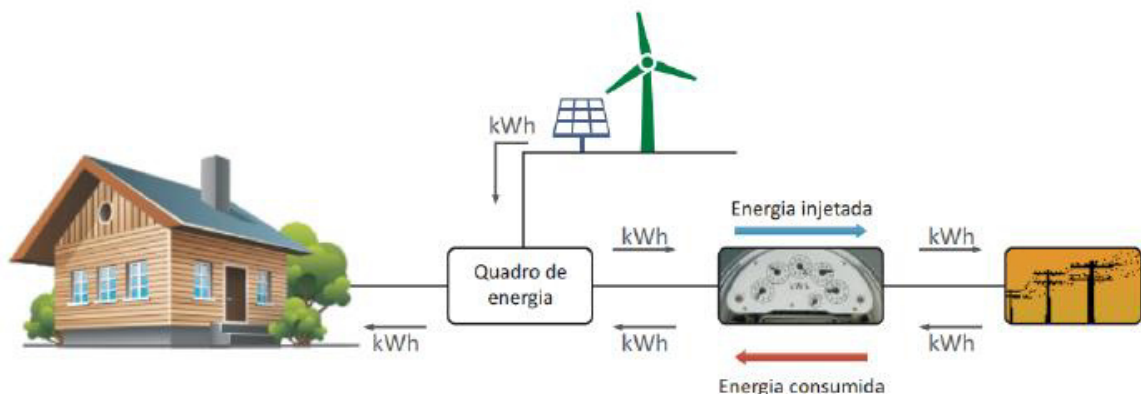
à rede de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021b).

2.4.3 Sistema de compensação de energia elétrica

O sistema de compensação de energia elétrica (SCEE) foi estabelecido na REN 482/2012 como um mecanismo pelo qual a energia elétrica ativa injetada por uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora sendo posteriormente abatida do consumo. Ao final do ciclo de faturamento, caso haja energia excedente injetada no sistema de distribuição, a unidade consumidora terá um crédito, que poderá compensar eventuais períodos de baixa geração. Os créditos são baseados em energia ativa, não estão sujeitos a compensação monetária ou alterações nas tarifas de energia e expiram 60 meses após a data da fatura (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2012, 2015).

A Figura 6 mostra como o SCEE funciona.

Figura 6 – Esquema de funcionamento do SCEE



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016)

A inscrição na SCEE é restrita a consumidores cativos. As faturas das unidades que fazem parte do sistema devem levar em consideração a energia consumida menos a energia injetada e os saldos de energia acumulada. As componentes da tarifa e as bandeiras tarifárias incidem somente sobre a quantidade de energia faturada. Deve ser cobrado pelo menos o valor referente aos custos de disponibilidade dos consumidores do grupo B ou a demanda contratada para os consumidores do grupo A (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

Existem regras específicas para os tributos. A Lei nº 13.169, de 2015, reduziu a zero as alíquotas do PIS e COFINS para a energia fornecida pelas distribuidoras, desde que

compensada com energia injetada ou créditos. Só tem efeito sobre o custo da disponibilidade ou demanda de potência (BRASIL, 2015).

Para o ICMS, as regras variam ao longo do tempo, e conforme o estado. O Convênio ICMS 16, do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), publicado em 2015 e adotado gradativamente por todos os estados, os autoriza a conceder isenções para energia fornecida sujeita a compensação. No entanto, abrange apenas unidades de produção com capacidade instalada de 1 MW ou menos e não se aplica ao custo de disponibilidade, à demanda de potência e à TUSD referente a energia consumida, mesmo quando compensada (CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA, 2015).

A compensação será efetuada primeiro no posto tarifário onde ocorre a geração (caso exista) e depois nos restantes postos, tendo em conta as conversões com base nos valores da tarifa de energia. Para empreendimentos com múltiplas unidades de consumo de energia, geração compartilhada ou autoconsumo remoto, energia injetada na rede é compensada primeiro na unidade onde há geração, e o excedente pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras a critério do titular. Caso o modo de produção seja desenvolvido de forma tradicional, os créditos devem ser considerados como geração em período fora de ponta para eventual compensação em unidade consumidora com tarifa binômia (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015).

2.5 CURVAS DE CARGA E GERAÇÃO

A curva de carga é definida como o histórico da demanda de energia elétrica, normalmente durante o período de um dia. É o registro de potência elétrica solicitada por um equipamento, unidade consumidora ou sistema elétrico durante um período de tempo especificado e a mede em intervalos regulares. Geralmente é expresso em kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

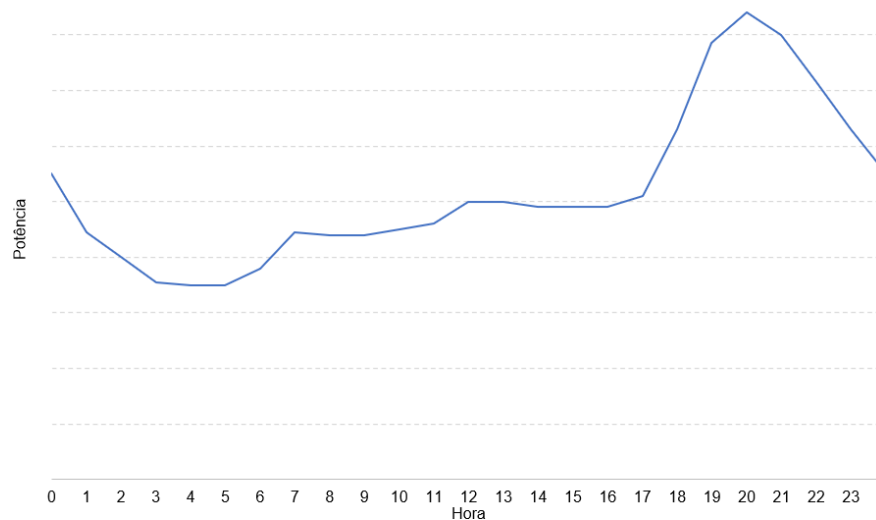
O valor de consumo máximo forma a chamada ponta de carga. Por outro lado, os valores de consumo mais baixos costumam ocorrer à noite. Ao longo do ano, podem ser observados diferentes comportamentos de carga, dependendo da região, do dia da semana e da estação do ano, bem como das mudanças climáticas e do ciclo de atividade do setor produtivo (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

Ao analisar os períodos diários, existem diferenças muito grandes, dependendo das características de cada categoria de consumidores, relacionadas a questões como horário de

trabalho, iluminação natural, hábitos de uso de equipamentos, entre outros. Portanto, cada classe possui curvas de carga típicas que refletem essas condições específicas. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em colaboração com as distribuidoras, coleta periodicamente dados sobre o consumo de energia elétrica para as principais classes e segmentos de consumo, incluindo consumidores livres que demandam energia da Rede Básica do SIN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b).

A Figura 7 mostra uma curva de carga típica para uma instalação residencial em um dia útil. Trata-se de uma série sintética construída a partir de dados de curvas de carga sazonalizadas para o setor.

Figura 7 – Curva de carga típica para uma unidade consumidora residencial num dia útil



Fonte: (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b)

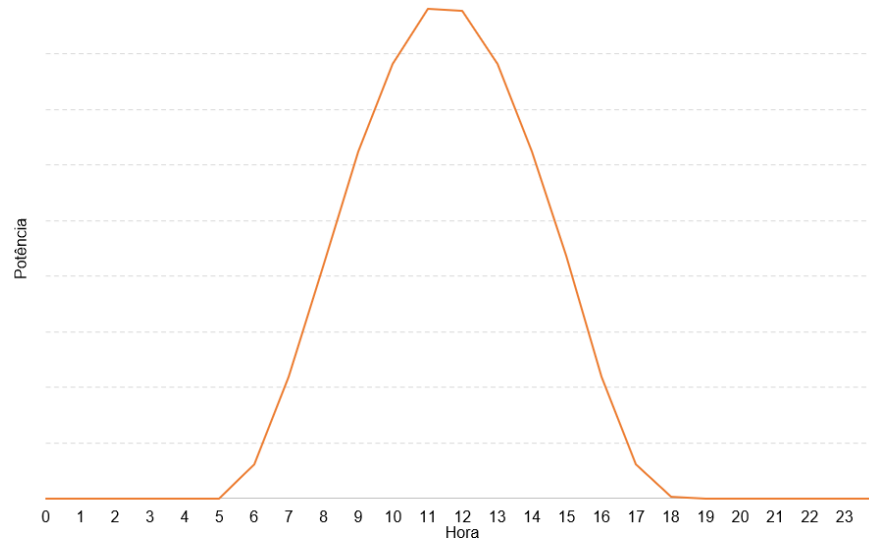
A curva de geração é definida como o registro de potência elétrica injetada por uma unidade consumidora ou central geradora, durante um determinado intervalo de tempo. Nesse caso, a diferença entre o perfil se dá pela fonte utilizada. As fontes despacháveis, que incluem as hidrelétricas e termelétricas que possuem viabilidade de controle variável da geração de energia, tem curva ajustável, de acordo com o perfil requerido. Já as fontes não despacháveis, como eólica e solar, possuem uma curva característica não ajustável, que depende da disponibilidade do recurso natural adotado como fonte primária em cada instante de tempo (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021a; BRASIL, 2022).

No caso da geração fotovoltaica, a característica horária de geração é coincidente ao horário de grande demanda por energia elétrica no cenário energético atual, principalmente no período de verão, que conforme dados do ONS, tem o pico entre 12h e 16h. Para instalações

residenciais, essa coincidência não costuma ocorrer, pois os picos de carga ocorrem à noite, fora do horário em que há geração (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2022; STEFANELLO et al., 2019).

A Figura 8 mostra uma curva de geração típica para uma unidade de geração fotovoltaica com inclinação fixa.

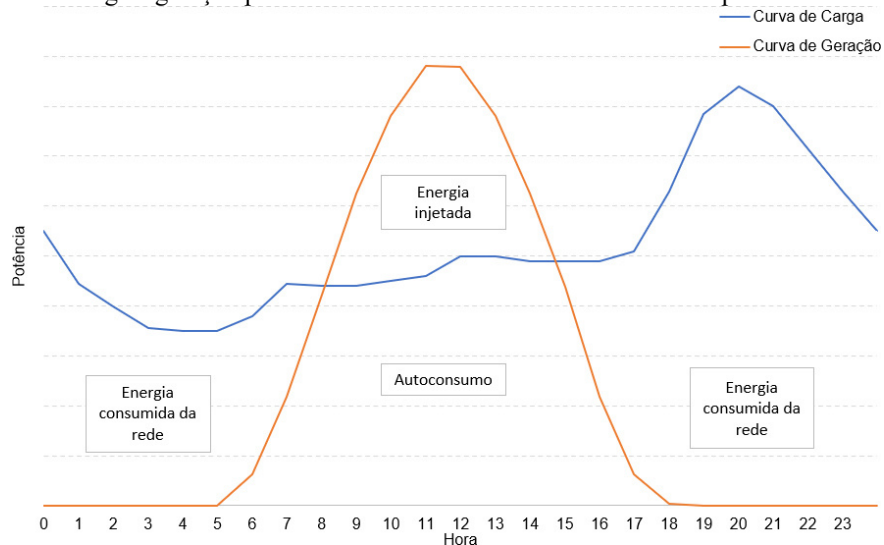
Figura 8 – Curva de geração típica para uma unidade geradora fotovoltaica com inclinação fixa



Fonte: Adaptado de (CEZAR, 2019)

Na figura, há um pico de geração no meio do dia, quando ocorre maior irradiação solar. Combinando as duas curvas para uma mesma unidade, obtém-se a Figura 9.

Figura 9 – Curvas de carga e geração para uma unidade consumidora residencial típica



Fonte: Elaborado pelo autor com base em (CEZAR, 2019; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020b)

Na Figura 9, as amplitudes das curvas têm valor fictício. Em uma unidade consumidora real, podem variar em função do volume de geração e consumo. Olhando para o gráfico, pode-se distinguir dois períodos diferentes. Entre 8h e 15h, mais energia é produzida do que gasta. Desta forma, parte da energia será consumida imediatamente sem passar pela rede de distribuição, e a energia excedente será injetada. Fora desse período, a geração é menor, sendo necessário retirar energia da rede para atender a demanda.

A razão entre o consumo imediato e a geração total é definida como fator de simultaneidade. Segundo estudo realizado pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) em colaboração com a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) e o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento em Telecomunicações (CPQD), a ANEEL estima o valor das unidades consumidoras residenciais com geração junto à carga em 39%. Para unidades com geração remota onde não há carga instalada, o fator de simultaneidade é de 0%. (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018; HAX et al., 2018).

2.6 CENÁRIO ATUAL E PERSPECTIVAS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

2.6.1 Cenário da geração distribuída no Brasil

Investir em autogeração no Brasil é altamente lucrativo devido à alta disponibilidade de recursos naturais, altos preços da energia elétrica e modelos de compensação de crédito favoráveis. Desde a publicação da REN 482/2012, o número de unidades de geração distribuída no Brasil e a quantidade de energia gerada por elas aumentou significativamente (CORIOLANO; PEREIRA; PINTO, 2020; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

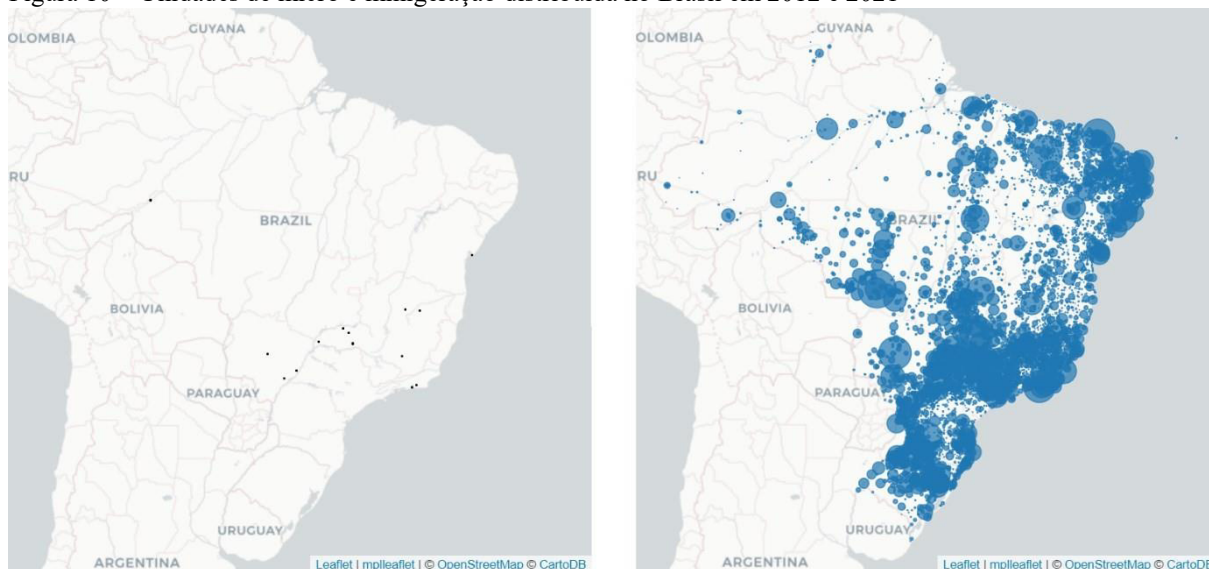
Novos modelos de negócios, como a venda de direitos de geração de energia, cooperativas e condomínios que compartilham a geração de energia e a introdução de linhas de crédito também ajudaram a criar um ambiente propício ao desenvolvimento da geração distribuída. Isso tem levado não apenas consumidores residenciais, mas também grandes empresas e indústrias a investirem em sistemas de geração local e remota (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

Até 31 de dezembro de 2021, mais de 790.000 micros e minis unidades geradoras com capacidade instalada total superior a 8,8 GW distribuídas no país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c).

A Figura 10 mostra as unidades em abril de 2012, antes da publicação da resolução,

e em dezembro de 2021. O tamanho do marcador é proporcional ao número de unidades em cada município.

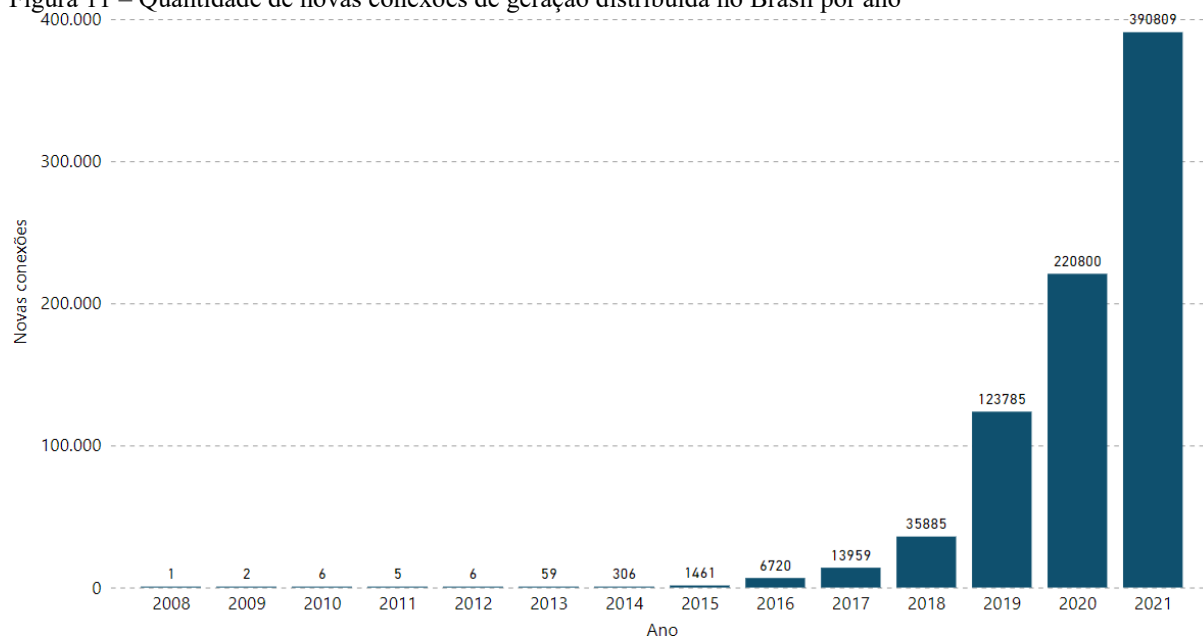
Figura 10 – Unidades de micro e minigeração distribuída no Brasil em 2012 e 2021



Fonte: Elaborado pelo autor com base em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

Já a Figura 11 mostra o número de novas conexões de geração distribuída no Brasil entre 2008 e 2021.

Figura 11 – Quantidade de novas conexões de geração distribuída no Brasil por ano



Fonte: Adaptado de (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

Olhando para o gráfico, é possível observar um aumento acentuado no número de

novas ligações desde 2013 (o ano seguinte à implementação do SCEE). Nos anos seguintes, o crescimento foi acelerado por diversos fatores, com destaque para a Resolução 687/2015, que ampliou a faixa de potência e a duração dos créditos de energia e incluiu novos padrões de consumo de energia. O ICMS 16 e a Lei 13.169, os dois de 2015, têm contribuído para reduzir o custo de participação do consumidor no sistema e aumentar a atratividade do investimento em geração distribuída (CORIOLANO; PEREIRA; PINTO, 2020).

A Tabela 1 mostra o número de unidades geradoras, o número de unidades recebendo créditos e a capacidade instalada total por tipo de geração em 31 de dezembro de 2021.

Tabela 1 – Geração distribuída por modalidade

MODALIDADE	QUANTIDADE	UCs RECEBEM CRÉDITOS	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
Geração na própria UC	671813	671813	6.952.869,18
Autoconsumo remoto	120424	342042	1.826.940,43
Geração compartilhada	1357	5994	82.042,28
Múltiplas UC	210	955	4.966,84
Total	793804	1020804	8.866.818,73

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

Analisando a tabela, pode-se observar que as modalidades preferidas são a geração própria e o autoconsumo remoto, que correspondem pela grande maioria das instalações e da potência instalada. As demais modalidades cresceram bastantes nos últimos anos, mais não são ainda tão populares.

A Tabela 2 mostra as mesmas informações da tabela anterior, mas classificadas por subgrupos tarifários.

Tabela 2 – Geração distribuída por subgrupo tarifário

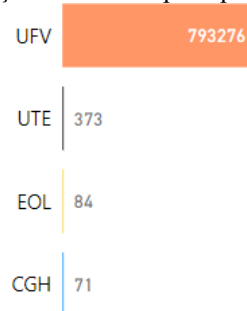
SUBGRUPO	QUANTIDADE	UCs RECEBEM CRÉDITOS	POTÊNCIA INSTALADA (kW)
A1	309	363	17.947,34
A2	115	134	3.135,76
A3	313	525	45.540,25
A3a	669	1266	179.435,67
A4	10518	45378	1.550.091,51
AS	625	755	9.696,84
B1	605422	724272	3.777.816,86
B2	62152	88016	994.355,13
B3	113313	159626	2.280.337,52
B4	368	469	8.461,85
Total	793804	1020804	8.866.818,73

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

A tabela mostra a predominância dos consumidores do grupo B com mais de 98% das unidades geradoras e 79% da potência instalada. Também vale destacar o subgrupo A4, que possui o menor nível de tensão de fornecimento do grupo A.

Com relação à fonte de energia utilizada, a Figura 12 mostra a situação em dezembro de 2021.

Figura 12 – Quantidade de unidades de geração distribuída por tipo



Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022c)

Na figura, UFV corresponde a usinas fotovoltaicas, UTE corresponde a usinas termelétricas, e aqui inclui apenas a cogeração com biomassa ou gás natural como energia, EOL corresponde a usinas eólicas e GCH corresponde a usinas hidrelétricas.

Entre as opções de implantação de sistemas de geração distribuída, destaca-se a energia solar fotovoltaica, que representa mais de 99,9% das unidades. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, essa tecnologia tem o maior potencial de crescimento nos próximos anos. Isso se deve a diversos fatores como facilidade de instalação, operação e manutenção, modularidade e potencial de redução de custos. Outro fator são os níveis de radiação solar que são altos e relativamente bem distribuídos na maior parte do país, existindo um grande número de empresas neste setor (BRASIL, 2021b; CABELLO; POMPERMAYER, 2013).

Alguns fatores limitam a expansão em comparação com outras fontes. A energia eólica é muitas vezes impossível de implementar em áreas urbanas porque os ventos são mais fracos e mais turbulentos do que o necessário para a geração adequada, e as turbinas eólicas são caras e mais complexas de instalar e manter. Usinas termelétricas e hidrelétricas requerem recursos naturais limitados e requisitos ambientais mais rigorosos. No entanto, essas fontes de energia também apresentam grande potencial com modelos de autoconsumo remoto e cogeração, sendo que em grandes empreendimentos seu custo é inferior aos sistemas fotovoltaicos (BRASIL, 2021b; CABELLO; POMPERMAYER, 2013).

2.6.2 Vantagens e impactos da expansão da geração distribuída fotovoltaica

Do ponto de vista do consumidor, a principal vantagem de se instalar um sistema micro ou minigeração distribuída é a economia. A energia consumida pode ser deduzida da conta de luz, o que economiza uma parte significativa do custo. Dessa forma, o sistema pode ser financiado com o valor economizado mensal (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

Já em relação a questões ambientais, a grande disponibilidade de recursos naturais e as exigências da legislação para a geração distribuída facilitam a expansão do uso de energia renovável no Brasil além da energia hidrelétrica e colaboram para manter a matriz elétrica nacional como uma das mais limpas do mundo (ANDRADE et al., 2020; STEFANELLO et al., 2019).

No caso da geração solar fotovoltaica nenhum gás de efeito estufa é emitido quando a radiação solar é convertida em eletricidade. Mesmo durante a fabricação do equipamento, a emissão de poluentes é reduzida, pois as empresas do setor estão interessadas em transmitir uma imagem de responsabilidade ambiental. Além disso, a tecnologia atual pode compensar a energia consumida na fabricação de painéis fotovoltaicos antes do fim de sua vida útil (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016; RODRÍGUEZ, 2002).

Outra vantagem é que a modularidade da tecnologia fotovoltaica permite o desenvolvimento de projetos centralizados e distribuídos de diversos portes com curtos tempos de execução. Dessa forma, o sistema pode ser facilmente expandido de acordo com as necessidades ou oportunidades de investimento (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

O crescimento da geração fotovoltaica distribuída permite também aumentar a capacidade de geração elétrica sem necessidade de investimento público direto. Também não há necessidade de grandes áreas específicas ou trabalhos extensos de condicionamento, pois o sistema pode ser instalado na cobertura do edifício. Assim, não tem desmatamento nem desapropriação de terra (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016; STEFANELLO et al., 2019).

Do ponto de vista técnico, a expansão da geração distribuída também traz benefícios potenciais. O mais óbvio é que as perdas de energia são reduzidas devido à proximidade da geração e do consumo. Isso libera a rede em certo momento e adia investimentos em expansão de infraestrutura. A energia gerada dessa forma também reduz o custo de atender à demanda. Isso ocorre porque reduz a necessidade de operar usinas termelétricas movidas a combustível fóssil quando a água é escassa, cuja operação tem impacto direto no custo de energia repassado

ao consumidor (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c; STEFANELLO et al., 2019).

As fontes fotovoltaicas são intermitentes, mas fornecem alívio de carga podendo ser estratégica para operações do SIN. A geração de energia diurna permite a economia de água nos reservatórios de hidrelétricas, concentrem-se na operação noturna e na demanda de pico e conservem recursos para períodos prolongados de seca (STEFANELLO et al., 2019).

A redução da carga da rede pode ser melhor utilizada quando a geração é colocada em instalações comerciais e industriais. Nelas, a alta demanda de potência costuma coincidir com um período de maior produção de energia solar, aliviando também os sistemas de distribuição local (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

Por fim, a expansão da geração distribuída contribui para o desenvolvimento econômico do país, fortalece a indústria e gera empregos na área de projeto, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos (ANDRADE JÚNIOR; MENDES, 2016).

Wei, Patadia e Kammen (2010) revisaram 15 estudos sobre o potencial de criação de empregos de diferentes fontes de eletricidade e concluíram que as fontes de energia renováveis criam mais empregos por unidade de energia do que as fontes de combustível fóssil, sendo a solar com índice mais alto. O artigo também destaca que essa tecnologia gera empregos locais e traz desenvolvimento para pequenas comunidades devido ao seu potencial de descentralização.

Segundo a Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica (ABSOLAR), a expansão da geração de energia solar criou mais de 390 mil empregos no Brasil desde 2012, gerando cerca de 66 bilhões de reais em investimentos privados, 17 bilhões de reais em arrecadação de impostos, além de evitar a emissão de 17,5 milhões de toneladas de dióxido de carbono. Também houve avanços na indústria nacional com o início da fabricação local de equipamentos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2022).

Por outro lado, a expansão de longo prazo da geração distribuída apresenta muitos desafios que devem ser superados. Dificuldades técnicas podem surgir devido ao novo arranjo do sistema elétrico, o que requer mudanças na forma de planejá-lo e operá-lo. Espera-se também mudar o modelo de negócios dos agentes do setor elétrico, que estão acostumados a sistemas compostos em sua maioria por grandes recursos e gerenciados de forma centralizada (ANDRADE et al., 2020; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

O crescimento muito acima do esperado da geração distribuída nos últimos anos é preocupante, pois acrescenta mais uma fonte de incerteza tanto aos planos de expansão dos sistemas quanto à sua operação, tornando-os mais complexos. O crescimento da oferta de

energia está cada vez mais dependente do investimento do consumidor e mais sensível a mudanças nas condições econômicas, preços da energia, legislação e disponibilidade de equipamentos (BRASIL, 2021b).

À medida que aumenta o envolvimento de fontes de energia solar no sistema, levará a uma maior variabilidade na geração de eletricidade, devido à sua intermitência, e altera significativamente o perfil de carga diária, reduzindo a demanda no meio do dia, quando há maior oferta de energia e autoconsumo no caso de geração junto à carga. Existem também desafios tecnológicos relacionados à integração entre os prestadores de serviços de distribuição e transmissão, visto que os fluxos unidirecionais de energia estão sendo substituídos por fluxos bidirecionais de energia (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

Nesse sentido, o Brasil terá que superar a introdução de maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica no curto prazo, adaptando modelos de simulação projetados para sistemas hidrelétricos e térmicos e otimizando a operação de sua matriz atual por meio de novos investimentos para suportar menores quantidades de reservas de energia devido à maior proporção de fontes não controladas e para garantir a segurança do abastecimento de energia no SIN (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

O Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 prevê que as novas oportunidades decorrentes de mudanças tecnológicas permitirão que novos prestadores de serviços tenham um papel mais ativo no sistema elétrico além dos consumidores, o que acarretará maior complexidade e desafios. Nos últimos anos, houve redução progressiva do limite mínimo de demanda contratada para migração para o mercado livre, que atinge 500 kW em 2023, e estudos para permitir a abertura do mercado na baixa tensão. A separação dos serviços de distribuição e comercialização em diferentes agentes permite que a distribuidora foque de forma mais efetiva nas atividades do modelo de remuneração que não estão relacionadas à compra de energia. Assim, as decisões operacionais e de planejamento estarão cada vez mais descentralizadas (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

No entanto, o novo modelo precisa de um sinal econômico que possa levar a novos investimentos para expandir adequadamente a oferta de energia. As políticas que favorecem o uso de determinadas fontes ou recursos podem influenciar as escolhas dos indivíduos, e o desafio é equilibrar o valor dos serviços com os limites da rede e os momentos de escassez de recursos (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

2.6.3 Processo de revisão da REN 482/2012

A estrutura de negócios ideal, modelo de negócios e ambiente regulatório para à geração de energia distribuída estão sendo debatidos no Brasil e em vários países ao redor do mundo. Um modelo de remuneração integral, associado com o uso de tarifas monômias a longo prazo, pode criar problemas para os balanços tarifários de energia elétrica. Nesse contexto, a REN 687/2015 estipulou que a ANEEL deveria revisar seu regulamento em 2019 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020c).

O ponto de partida do debate é que não há como quantificar o impacto real da geração distribuída. Por um lado, as distribuidoras argumentam que o SCEE não é sustentável e não permite compensação adequada pelo uso da rede de distribuição. Isto porque a redução do consumo total e da componente tarifária resultante apenas se aplica à diferença entre a energia consumida e a energia. A eletricidade fornecida à rede não cobre os custos fixos, levando a transferências para consumidores que não possuem geração descentralizada e dependem apenas da energia fornecida pela rede (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Por outro lado, empresas do setor e consumidores interessados no mercado argumentam que os benefícios sociais e ambientais da geração distribuída superam em muito os custos potenciais e estão atualmente trabalhando para permitir a consolidação do mercado, que hoje corresponde a uma parcela ínfima dos consumidores cativos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

Em 2018, a ANEEL iniciou uma revisão da regulamentação dos sistemas de micro e mini geração distribuída de energia elétrica por meio de estudos, consultas e audiências públicas. Houve diversas contribuições de empresas e associações do setor, universidades, fabricantes de equipamentos e distribuidoras de energia elétrica. No mesmo ano, foi publicado o Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018, em que foram avaliadas seis alternativas para o SCEE, resumidas no Quadro 2, com o respectivo impacto médio nacional para consumidores do grupo B, desconsiderando os tributos. Esse valor representa o percentual da tarifa que o consumidor pagaria da energia compensada.

Quadro 4 – Descrição das alternativas para o SCEE

Alternativa	Descrição	Impacto médio nacional (consumidores do grupo B)
Alternativa 0	Cenário atual. A compensação da energia	0%

Alternativa	Descrição	Impacto médio nacional (consumidores do grupo B)
	injetada na rede se dá por todas as componentes da tarifa de fornecimento.	
Alternativa 1	A componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.	28%
Alternativa 2	As componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes continuariam incidindo sobre a energia faturada	34%
Alternativa 3	Equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que incidiriam todo o consumo de energia	42%
Alternativa 4	A TUSD incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As componentes da TE continuariam incidindo sobre a energia faturada	50%
Alternativa 5	Incide toda a TUSD e os Encargos e demais	62%

Alternativa	Descrição	Impacto médio nacional (consumidores do grupo B)
	componentes da TE sobre a energia consumida da rede. Apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a energia faturada	

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018)

O estudo conclui que manter o modelo de compensação atual indefinidamente não é sustentável e que a mudança para a Alternativa 1 é suficiente para cobrir os custos das distribuidoras. Além disso, a análise sugeriu que para a microgeração local, até que a potência instalada chegasse a 3.365 GW divididos por distribuidora de maneira proporcional, manter a alternativa 0. Isso ocorreria em 2025 segundo estimativas da época (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

A análise levantou preocupações sobre a geração remota de energia, especialmente para sistemas de minigeração. Nesse caso, a unidade geralmente está localizada longe do centro de carga e a rede não está pronta para recebê-la. Portanto, as perdas são maiores, as obras de reforço são necessárias e o custo para a distribuidora é maior. No entanto, uma mudança imediata levaria a uma queda acentuada no número de novas instalações, então uma migração gradual para sistemas remotos foi proposta para manter o mercado em desenvolvimento. Seriam duas mudanças. A primeira é a Alternativa 1 quando a potência instalada dessa modalidade chega a 1,25 GW, depois a Alternativa 3 com 2,13 GW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2018).

No entanto, no ano seguinte, a AIR nº 003/2019 foi emitido, ignorando diversos benefícios potenciais, como o alívio na carga da rede devido ao autoconsumo, redução de perdas, geração de empregos, diminuição da emissão de gases de efeito estufa, poluição do ar e de uso do solo. Com um período de transição, optou-se pela utilização da Alternativa 2 e posteriormente da Alternativa 5 quando a potência instalada adicional atingir 4,7 GW. Para os sistemas existentes, o regime atual só seria mantido até 2030 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

A mudança imediata para a Alternativa 5 foi proposta para geração remota. Isso inviabilizaria o investimento nas modalidades e leva à estagnação no número de instalações (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019).

Essa publicação gerou uma série de ações judiciais, e o processo de revisão foi interrompido. Em 2021, o legislativo recebeu a responsabilidade de estabelecer novas regras para o setor (BRASIL, 2021b).

2.7 MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Em janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300, que estabelece o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. O texto é baseado na REN 687/2015, mas introduz nova terminologia, modifica os limites de potência para minigeração e estabelece regras de transição para o SCEE e o Programa de Energia Renovável Social (PERS) (BRASIL, 2022).

Uma das novidades é a referência aos sistemas híbridos. Isso significa sistemas que usam múltiplas fontes de energia ou possuem sistemas de armazenamento de energia, como baterias, e estão conectados à rede. De acordo com o texto, as distribuidoras devem atender às solicitações de acesso das unidades consumidoras independentemente do número de fontes e da presença ou não de armazenamento de energia. Até então, essas opções não eram regulamentadas e eram consideradas caso a caso. Além disso, os sistemas fotovoltaicos com baterias passam a ser classificados como fonte despachável, desde que sejam capazes de armazenar pelo menos 20% da capacidade de geração da unidade e tenham potência instalada de até 3 MW. Essa classificação possibilita benefícios que são detalhados posteriormente neste trabalho (BRASIL, 2022).

A lei também determina que o excedente de energia elétrica não compensado pelas unidades participantes da SCEE poderá ser vendido às empresas de distribuição às quais a central geradora está conectada. Isso visa melhorar a eficiência e a capacidade, adiar investimentos em redes de distribuição ou reduzir o custo da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), devido à redução da necessidade de acionamento de termelétricas nas redes isoladas do SIN. A ANEEL regulará, então, a outorga desse serviço, que será realizada por meio de licitações públicas (BRASIL, 2022).

2.7.1 *Período de transição*

Para que uma mudança brusca não prejudique a expansão da oferta de energia e o mercado de geração distribuída, a lei propõe um período transitório, cujas regras variam de acordo com a data da solicitação de acesso, a modalidade e o porte da geração. Para unidades existentes ou que solicitarem acesso em até 12 meses após a publicação da lei, vigorará a regra

atual de compensação integral de todos os componentes tarifários até 31 de dezembro de 2045 (BRASIL, 2022).

Entre os 13º e 18º meses após a publicação da lei, será cobrado das unidades solicitantes de acesso um componente tarifário parcial da TUSD Fio B, ainda que compensado, nos seguintes percentuais por toda a energia elétrica ativa consumida pela rede (BRASIL, 2022):

- 15% a partir de 2023;
- 30% a partir de 2024;
- 45% a partir de 2025;
- 60% a partir de 2026;
- 75% a partir de 2027;
- 90% a partir de 2028.

A partir de 2031, após o período de transição, passará a vigorar uma nova regra tarifária, que a ANEEL definirá nos próximos 18 meses. O período de transição para solicitações de acesso feitas após 18 meses terminará em 2028 e a nova regra valerá a partir de 2029 (BRASIL, 2022).

Para instalações de minigeração distribuída acima de 500 kW, que utilizam fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou geração compartilhada, se um proprietário tiver pelo menos 25% de participação, uma regra transitória diferente será aplicada a partir de 2023 (BRASIL, 2022):

- 100% da componente tarifária TUSD Fio B;
- 40% da componente tarifária TUSD Fio A;
- 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- Regra a ser determinada a partir de 2029.

Se a capacidade instalada de uma unidade existente for aumentada, apenas a energia gerada pela parte expandida atende às regras vigentes durante a nova instalação, enquanto a parte em operação permanecerá dentro dos limites da regra original. Também é possível mudar de titularidade sem perder os lucros (BRASIL, 2022).

Durante o período de transição, a CDE cobre todas as eventuais perdas causadas

por componentes tarifários que não sejam compensados pelos consumidores que tenham geração distribuída (BRASIL, 2022).

Após a transição, as regras tarifárias definidas pela ANEEL serão aplicadas às unidades participantes do SCEE. Serão faturados pela energia ativa consumida pela rede de distribuição, para todos os componentes tarifários não relacionados aos custos de energia, conforme proposto anteriormente pela ANEEL na alternativa 5. No entanto, deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pela microgeração e minigeração distribuída (BRASIL, 2022).

A valoração dos custos e benefícios caberá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) no prazo de seis meses da publicação da lei, em consulta à sociedade, associações e órgãos representativos, empresas e agentes do setor elétrico, levando em consideração todos os efeitos, por área de concessão, na geração, perdas elétricas, transmissão, distribuição e meio ambiente. Então a ANEEL tem 18 meses para calcular as deduções, que também são calculadas a partir da publicação da lei (BRASIL, 2022).

2.7.2 Tarifa mínima

Para os consumidores do grupo A, à tarifa correspondente ao uso da rede de distribuição de uma unidade de micro ou minigeração distribuída deve ser aplicada na determinação do custo de transporte. Ou seja, as unidades geradoras na modalidade remota ou geração compartilhada, sem consumo local, passarão a pagar a TUSD aplicada às unidades geradoras⁷ (TUSDg), enquanto as demais modalidades continuam pagando a demanda contratada. Essa regra também se aplicará às unidades existentes após a revisão tarifária subsequente a aprovação da lei (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2021; BRASIL, 2022).

Para os consumidores do grupo B, a cobrança dos custos de utilização já foi considerada em valores de kWh já estabelecidos, mas o formato da aplicação será alterado. Para unidades existentes ou com pedido de acesso até 12 meses após a publicação da lei, compensação da energia injetada ou crédito de energia serão utilizados somente até o limite em que a conta da unidade consumidora iguala o custo de disponibilidade estabelecido na

⁷ A TUSDg é uma tarifa paga pelas usinas que não fazem parte da SCEE e que varia de acordo com a empresa de distribuição. É calculada de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário definido na REN 349/2009 e no PRORET, submódulo 7.4 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2022g). Geralmente é menor do que a TUSD que se aplica aos consumidores.

regulamentação (BRASIL, 2022).

Ou seja, o valor correspondente ao custo de disponibilidade é deduzido do consumo antes do cálculo do crédito, deixando de ser cobrado em “duplicidade”, em kWh e R\$, como ocorre na regra atual. Por exemplo, um consumidor de um sistema trifásico que produz 300 kWh e consome 250 kWh pagará um valor equivalente ao custo de disponibilidade, que é de 100 kWh, e acumulará 50 kWh de crédito. Imediatamente após a aprovação da lei, o valor da faturação permanecerá 100 kWh nas mesmas condições, mas serão acumulados 150 kWh de crédito.

Regras diferentes se aplicam às entidades que solicitam acesso 12 meses após a publicação da Lei e a todos os participantes da SCEE após o período de transição. Será paga apenas a diferença entre o consumo da rede, desconsiderada a compensação, e o custo de disponibilidade. Portanto, se o consumo mensal for maior ou igual tal valor, não haverá cobrança (BRASIL, 2022).

Voltando ao exemplo apresentado, o valor consumido da rede ultrapassa os 100 kWh, pelo que não é cobrado qualquer custo de disponibilidade, e seriam acumulados 50 kWh de crédito. Então, no faturamento dessa unidade, incide somente a parcial da componente tarifária TUSD Fio B sobre a energia consumida da rede e respectivos tributos. Para consumo abaixo do custo de disponibilidade, por exemplo, 80 kWh, haveria uma cobrança adicional de 20 kWh, totalizando 100 kWh com incidência parcial da TUSD Fio B.

Já para o caso de microgerador local com potência instalada de até 1,2 kW, haverá um desconto adicional de 50% em relação ao custo de disponibilidade aplicável aos demais consumidores (BRASIL, 2022).

2.7.3 Mudanças adicionais

Para a minigeração, o limite superior de classificação na modalidade será modificado. O novo regulamento mantém uma faixa de potência instalada entre 75 kW e 5 MW apenas para fontes despacháveis, e passa a limitar a 3 MW para as fontes não despacháveis. Essa mudança entrará em vigor 12 meses após a publicação da lei (BRASIL, 2022).

Os interessados em implantar empreendimentos individuais de minigeração com potência instalada superior a 500 kW, na modalidade de geração local ou remota, ficam obrigados a dar garantias do correto atendimento das solicitações de acesso a ser regulamentada pela ANEEL, correspondente a 2,5% ou 5% do valor do investimento, de acordo com o porte da central geradora (BRASIL, 2022).

Por último, quando a lei foi promulgada, o PERS foi introduzido. Tem como objetivo a instalação de sistemas fotovoltaicos e outras fontes renováveis de energia em modalidades locais ou remotas compartilhadas para consumidores de subclasse residencial de baixa renda. O programa visa reduzir os subsídios para contas sociais de eletricidade dos participantes. Os consumidores são, portanto, faturados como qualquer outro consumidor, e a energia excedente também poderá ser adquirida pela distribuidora (BRASIL, 2022).

As distribuidoras deverão estabelecer critérios para selecionar os beneficiários do programa, promover chamadas públicas para credenciamento de empresas e, posteriormente, para contratação dos serviços de instalação dos sistemas de geração (BRASIL, 2022).

2.8 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

Uma variedade de informações financeiras é necessária para o processo de avaliação de investimentos. Uma variedade de condições econômicas e de mercado interferem nos critérios de análise. Nesse sentido, entender os princípios econômicos é fundamental para a tomada de decisões de investimento. Primeiro, uma certa quantidade de recursos será menos valiosa amanhã do que é hoje, porque se aplicado rende juros. Segundo, recursos seguros são mais valiosos do que recursos com risco (FONSECA; BRUNI, 2003).

Se a compra do ativo no final do período de análise render um valor superior ao seu custo de aquisição e as responsabilidades adicionais puderem ser incorridas com segurança, então uma boa decisão de investimento é válida. Assim, os investimentos precisam ser comparados com as alternativas disponíveis no mercado financeiro, e se não for tão atrativo, é melhor ir ao mercado do que realizar o projeto (FONSECA; BRUNI, 2003).

Uma das etapas mais importantes no processo de análise de investimentos é a determinação dos fluxos de caixa do projeto. Ao implantar, você pode optar por usar seus próprios recursos, recursos de terceiros ou ambos. Essa decisão afetará o custo do capital utilizado. A análise deve considerar entradas e saídas de caixa. O valor do projeto depende dos fluxos de caixa adicionais que se seguem à sua aceitação, levando em consideração o investimento inicial, a receita esperada para cada período, os custos de operação e manutenção e a depreciação dos ativos (FONSECA; BRUNI, 2003).

Várias técnicas podem ser usadas para análise. As principais são o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), e o Payback.

2.8.1 Valor Presente Líquido

O VPL é o critério mais comumente utilizado para decisões de investimento. Considera o valor o dinheiro no tempo e usa os fluxos de caixa futuros gerados pelo projeto. Além disso, permite uma decisão mais acertada quando há diversas alternativas de investimentos, pois, considera os fluxos futuros, de tempos diferentes, a valores presentes (FONSECA; BRUNI, 2003).

O valor presente (VP) representa o valor atual de um fluxo de caixa. A taxa de juros, também chamada de custo de capital, é utilizada para atualizar o fluxo. Geralmente é igual ou maior aos retornos oferecidos por outros investimentos de risco menor ou semelhante ao do projeto em avaliação. A principal dificuldade na aplicação desse método é a definição dessa taxa, principalmente quando o fluxo é muito longo (FONSECA; BRUNI, 2003).

O VP é definido pela seguinte equação:

$$VP = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Onde C_t é o fluxo de caixa futuro na data t , i é o custo de capital, n é o número total de períodos analisados e t é a quantidade de período de tempos.

O VPL é o valor presente dos fluxos de caixa futuros deduzido do valor do investimento, como mostra a equação (2).

$$VPL = VP - VI \quad (2)$$

Onde VI é o valor investido inicialmente.

O VPL é um critério simples para decidir se um projeto deve ser implementado. Se o investimento for positivo, o investimento é benéfico porque isso significa receber um pagamento igual ao VPL. Se for negativo, haverá prejuízo, portanto, o investimento deve ser rejeitado. Embora especialistas financeiros reconheçam esse método como a melhor técnica para análise de investimentos, recomenda-se utilizá-lo em combinação com outros critérios para aumentar a credibilidade da análise (FONSECA; BRUNI, 2003).

2.8.2 Payback

O payback é um indicador que representa o período de recuperação do investimento inicial. É obtido calculando-se o tempo que será necessário para que os fluxos de caixa futuros acumulados igualem ao investimento inicial (FONSECA; BRUNI, 2003).

Esse método assume que um limite de tempo máximo de retorno sobre o investimento foi definido inicialmente. Em seguida, é examinado o fluxo de caixa do projeto, comparando o investimento necessário com os ganhos a serem alcançadas futuramente, observando o período onde o saldo será zerado. Se o prazo de recuperação for aceitável, o projeto será implantado, caso contrário, será rejeitado (FONSECA; BRUNI, 2003).

É possível ser aplicado de duas formas: payback simples e payback descontado. A diferença é que o payback descontado leva em consideração o valor do dinheiro no tempo, ou seja, atualiza os fluxos futuros de caixa a taxa de juros definida, trazendo os fluxos ao valor presente, para depois calcular o período de recuperação (FONSECA; BRUNI, 2003).

Segundo FONSECA e BRUNI (2003), é imprudente utilizar este método isoladamente para decisões de investimento. Isso porque esse método não leva em conta os fluxos de caixa após o período de recuperação e pode levar o investidor a escolha de um projeto que tenha um prazo de retorno muito baixo, em detrimento de outro com período mais longo, que possa gerar maior retorno financeiro.

2.8.3 Taxa Interna de Retorno

A TIR é a taxa de juros que iguala os fluxos de entrada e saída de caixa. Ou seja, a taxa na qual o investimento retorna e o VPL vai a zero. A TIR é independente das taxas de juros do mercado financeiro. Essa é uma taxa específica do projeto que depende apenas dos fluxos de caixa projetados (FONSECA; BRUNI, 2003).

A TIR é definida pela equação a seguir:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + TIR)^t} - VI \quad (3)$$

A TIR apurada deve ser comparada com a taxa definida no momento do investimento, a chamada de taxa mínima de atratividade (TMA). A TIR deve ser maior que a TMA para aceitar o investimento.

No entanto, esse cálculo assume que os fluxos de caixa intermediários positivos são

reinvestidos a uma taxa de juros igual à TIR. Para a maioria dos projetos, essa possibilidade não existe, portanto, quando a TIR é significativamente superior à taxa de mercado, ela não reflete a taxa de retorno real (BARBIERI; ÁLVARES; MACHLINE, 2007).

3 METODOLOGIA

Aqui será descrita toda a metodologia utilizada para avaliar o impacto financeiro do marco legal da geração distribuída nos consumidores do grupo B. Com esse objetivo, foi analisado economicamente um projeto de microgeração fotovoltaica. A nova legislação será analisada sistematicamente, considerando diferentes cenários e as regulamentações que vigorarão até 2022. Considerações de projeto e suposições usadas na avaliação econômica também são abordadas.

Primeiramente, foi-se definido o subgrupo a ser analisado. O subgrupo B1 foi selecionado por apresentar o maior número de unidades geradoras e a maior capacidade instalada total, conforme Tabela 2. Foi solicitado a empresa do setor um dimensionamento, com orçamento, de um sistema de geração fotovoltaico com base em projeto de instalação real no estado do Ceará.

3.1 CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS

Para que se fosse elaborado o dimensionamento, foi enviada a uma empresa do setor de geração fotovoltaica o histórico do consumo de energia elétrica as coordenadas geográficas de uma residência localizada no município de Fortaleza com fornecimento do tipo monofásico. A Tabela 3 mostra o histórico de consumo médio da residência por mês.

Tabela 3 – Histórico de consumo de energia elétrica para a residência

Mês	Consumo de Energia (kWh)	Mês	Consumo de Energia (kWh)
Janeiro	872	Julho	827
Fevereiro	846	Agosto	835
Março	862	Setembro	884
Abril	814	Outubro	787
Maior	821	Novembro	959
Junho	796	Dezembro	959

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Com base nos dados da fatura, a empresa forneceu um orçamento preliminar, com as informações resumidas no Quadro 5.

Quadro 5 – Informações do orçamento

Potência do sistema (kWp)	7,15
Inclinação (°)	20
Fabricante do módulo	LEAPTON
Modelo do módulo	LP182-M-78-MH
Potência do módulo (Wp)	560
Área de cada módulo (m ²)	2,77
Quantidade de módulos	13
Fabricante do inversor	SOLPLANET
Modelo do inversor	ASW5000-S
Potência nominal do inversor (kW)	5
Perdas (%)	20
Área ocupada pelos módulos (m ²)	36
Investimento total (R\$)	R\$ 29.671,32

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Foi adotado condições ideais para o dimensionamento, ou seja, considerando que há espaço suficiente para instalação, orientação dos módulos no sentido norte e inclinação do telhado aproximadamente igual à latitude do local.

A empresa estabeleceu um fator de perdas igual a 20%. É um valor médio, e dependendo das condições do local, pode variar, exemplos são a temperatura, sombreamento dos módulos, dentre outros. A degradação do módulo também foi levada em consideração, segundo o fabricante.

O investimento inicial inclui o custo de aquisição do equipamento e a mão de obra necessária para instalação, bem como à assessoria e acompanhamento do processo de homologação da usina junto à distribuidora de energia elétrica.

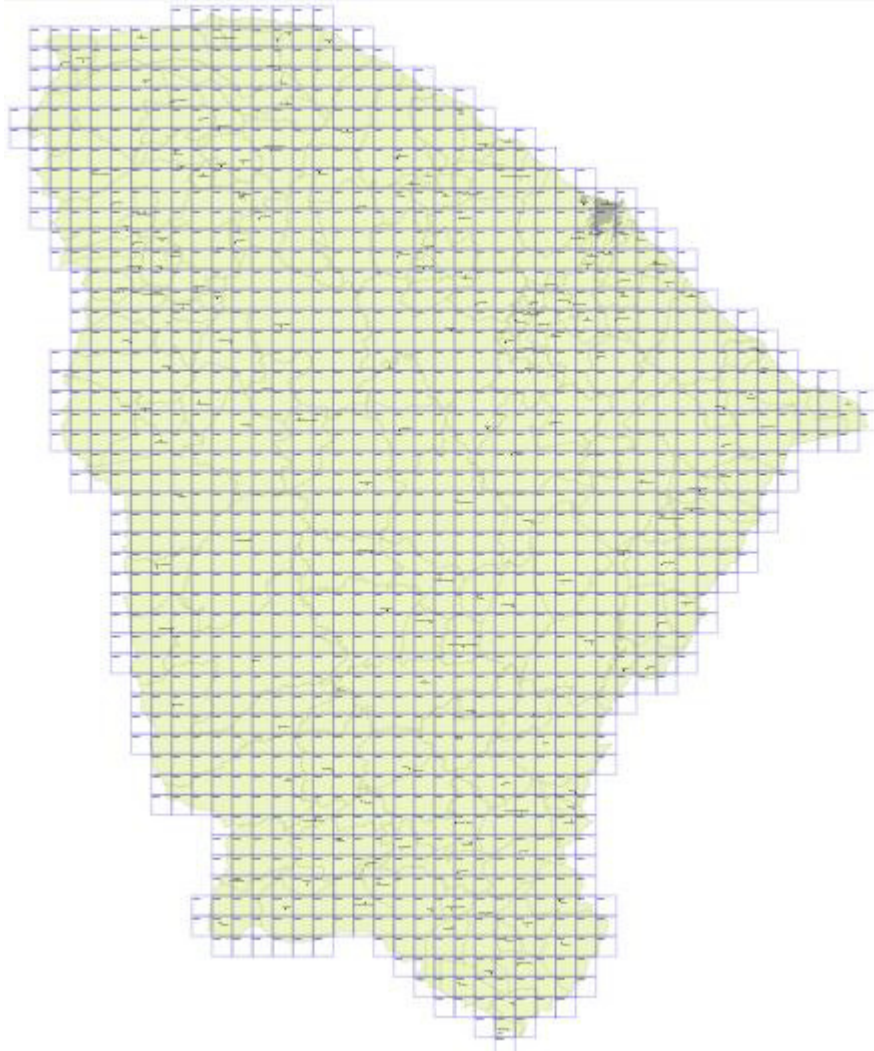
3.2 GERAÇÃO ESTIMADA

Para determinar a rentabilidade financeira ao longo da vida útil dos projetos, foi necessário estimar a quantidade de energia elétrica produzida. Para tanto, foi utilizada a base de dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Ele contém as médias mensais da radiação solar estimada em todo o Brasil, dividida em mais de 70.000 células de 100 km² cada (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS

ESPACIAIS, 2017a).

A Figura 13 mostra as células correspondentes ao estado do Ceará.

Figura 13 – Células do estado do Ceará



Fonte: (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017b)

Neste trabalho, foram extraídas somente as médias mensais de irradiação no plano inclinado para as células em que se localizam as unidades estudadas. Esse valor corresponde à irradiação calculada sobre uma superfície com inclinação igual a latitude do local.

Com esses dados, é possível estimar a geração mensal para cada unidade, utilizando a equação (4).

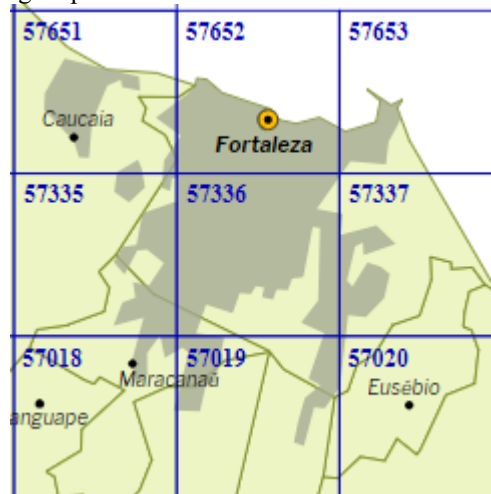
$$G_m = P * I_{PI} * N_{dias} * (1 - f_{perdas}) \quad (4)$$

Onde G_m é a quantidade de energia gerada no mês, em kWh, P é a potência do gerador, I_{PI} é a irradiação média no plano inclinado para o mês, N_{dias} é o número de dias do

mês, e f_{perdas} é o fator de perdas estimado no projeto.

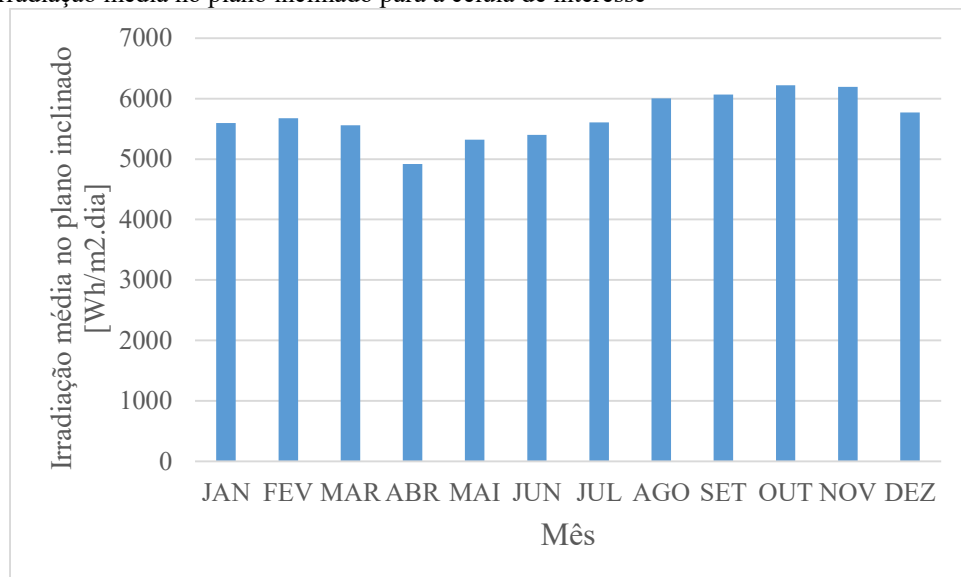
A Figura 14 destaca a região próxima à unidade consumidora estudada. A unidade residencial está localizada na célula de número 57336. A Figura 15 mostra os dados de irradiação no plano inclinado correspondentes a essas células na base de dados.

Figura 14 – Região próxima às células de interesse



Fonte: (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017b)

Figura 15 – Irradiação média no plano inclinado para a célula de interesse



Fonte: Elaborado pelo autor com base em (INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS, 2017b)

3.3 PREMISSAS

3.3.1 Custos e receitas considerados

O próximo passo na construção do modelo de análise econômica foi definir receitas e custos. A REN 482/2012 estabelece que o SCEE é um empréstimo gratuito, portanto, a venda de energia não é permitida. A nova lei permite a venda, mas ainda não está regulamentada. Além disso, não se aplica a todos os consumidores por ser realizada por meio de chamada pública. Portanto, apenas o valor que os consumidores não precisam pagar a cada ano devido à redução nas contas de energia fornecida à rede é considerado receita para o modelo.

Os custos incluem o investimento inicial do projeto e os custos de manutenção que devem ser realizados regularmente, conforme descrito na próxima seção.

Outra definição importante é a TMA. Geralmente consiste em uma taxa de juros livre de risco e uma taxa de juros que compensa o investidor pelo risco a que está exposto ao investir no projeto. Por esse motivo, é comum a utilização de uma taxa básica, também conhecida como Selic. A Selic define a remuneração de investimentos de renda fixa em títulos emitidos pelo Tesouro Nacional, classificados como de risco zero (SILVA; JANNI, 2021).

A importância da Selic reside em sua capacidade de influenciar os níveis de preços e o comportamento da atividade econômica, por exemplo, em relação à atratividade de investimento de um projeto. Em tempos de juros baixos, investir em renda fixa torna-se pouco atrativo e os investidores buscam alternativas mais arriscadas. Por outro lado, em momentos de alta da Selic, como ocorreu em 2022, investimentos de renda fixa podem ser bastante rentáveis, as vezes inviabilizando investimentos em projetos (SILVA; JANNI, 2021).

Para esse projeto, a TMA considerada foi de 13,75% ao ano.

3.3.2 Manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede

Instalações de pequeno porte de sistemas fotovoltaicos apresentam pouca necessidade de manutenção, desde que sejam devidamente planejadas e instaladas. Isso porque não são constituídos por partes móveis sujeitas a desgaste e a maioria dos equipamentos possui vida útil superior ao período normalmente considerado nas análises, que é de 20 a 25 anos (SOUZA; SOUZA; MINORI, 2019).

No entanto, algumas atividades de manutenção são essenciais para o bom funcionamento do sistema. O monitoramento mensal da quantidade de energia gerada é importante para identificar possíveis falhas. Inspeções visuais de módulos, inversores,

conectores e outros componentes também devem ser realizadas regularmente para detectar defeitos ou falhas nos equipamentos, pontos de deterioração, infiltrações e falhas na estrutura de montagem. Se possível, realizar uma inspeção termográfica para verificar a existência de pontos quentes, que indicam falhas internas nos módulos ou inversores e reduzem o desempenho do sistema (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021; SOUZA; SOUZA; MINORI, 2019).

Outra prática importante é o controle do sombreamento dos módulos. Isso pode ser obtido verificando e podando regularmente a vegetação ao redor e removendo a sujeira acumulada na superfície do módulo. Nesses casos, é necessário considerar aspectos locais de cada instalação, como clima, temperatura ambiente, precipitação, nebulosidade, velocidade do vento e tendência de deposição de poeira devido à poluição atmosférica (COSTA; HIRASHIMA; FERREIRA, 2021; SOUZA; SOUZA; MINORI, 2019).

Em caso de falha de algum equipamento ou redução significativa no desempenho do sistema, a manutenção corretiva deve ser realizada por profissional qualificado e treinado de acordo com as normas de segurança. Vários pequenos reparos são necessários durante sua vida útil, e o custo mais alto é incorrido com a substituição do inversor. Os inversores geralmente têm menor durabilidade, e, portanto, poderá ser necessário substituí-lo ao longo do projeto (OLIVEIRA, 2018).

Para esse projeto, foi considerado que a inspeção visual será realizada pelo proprietário do sistema, sem custo adicional. A instalação está localizada em uma região em que não há grandes variações de temperatura e com chuvas bem distribuídas durante todo o ano. Com isso, será realizada uma limpeza anual, se for detectada queda no desempenho da geração, é suficiente.

Desta forma, os custos de manutenção são considerados anualmente. Esse valor é estimado por OLIVEIRA (2018) em 0,5% do investimento inicial anual para projetos de microgeração. Utilizando 1%, também são cobertos os custos com uma eventual substituição do inversor. Esse valor será reajustado anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). Neste trabalho, será utilizada a média dos últimos 7 anos, de 6,08%, que será arredondada para 6% ao ano (IPEADATA, 2022).

3.3.3 Tarifa e tributos

Para estimar a receita para cada cenário, foi calculado o valor da tarifa de pré-instalação e pós-instalação do sistema. Assim, foi adotado a metodologia de cálculo do valor

da mensalidade considerando o padrão de consumo no momento da proposta do projeto e, posteriormente, somando-os para calcular o valor anual. Uma taxa de ajuste chamada taxa de inflação da Energia foi aplicada aos encargos anualmente.

A tarifa utilizada foi obtida no site da Enel Ceará, distribuidora que atende à unidade consumidora em estudo. Ambas são tarifadas na modalidade convencional, e o valor é o definido na resolução da ANEEL nº 3.026, vigente desde abril de 2022, de R\$ 0,41373/kWh para a TUSD e de R\$ 0,29561/kWh para a TE. Para a nova regra de compensação, foi considerado que a TUSD Fio B representa 38% da tarifa sem tributos (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021e; ENEL, 2021b).

Os tributos incidentes sobre a tarifa são o PIS/COFINS e o ICMS. O PIS/COFINS tem alíquota variável, atualizada mensalmente. Para esse trabalho, a alíquota adotada foi a média dos últimos três anos, de 4,3%. O ICMS tem alíquota de 25% acrescido de 2% do FECOP, totalizando 27% de tributos, ficando isentos os que tem consumo mensal igual ou inferior a 50 kWh. A cobrança dos tributos é feita “por dentro”, ou seja, o valor do imposto faz parte da base de cálculo da taxa de imposto, conforme consta a equação (5) (ENEL, 2022, [s.d.]).

$$\text{Valor a ser cobrado} = \frac{\text{Valor da tarifa}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (5)$$

Adicionalmente, para as unidades consumidoras participantes do SCEE no estado do Ceará, é necessário considerar que o ICMS incide também sobre a parcela TUSD de toda a energia consumida, mesmo que compensada.

A contribuição de iluminação pública é adicionada ao valor obtido após a aplicação dos impostos. A Tabela 4 mostra as faixas de consumo da rede e os respectivos valores cobrados para consumidores do subgrupo B1 no município em que está localizado cada unidade consumidora.

Tabela 4 – Valores da Contribuição de Iluminação Pública para consumidores do subgrupo B1 em Fortaleza.

Faixa de consumo (kWh)	Valor (R\$)
0 a 70	0,00
71 a 100	4,17
101 a 150	9,83
151 a 200	10,45

Faixa de consumo (kWh)	Valor (R\$)
201 a 250	11,08
251 a 350	26,10
351 a 400	26,17
401 a 500	26,60
501 a 800	54,10
801 a 1000	74,31
1001 a 2000	135,20
Acima de 2000	140,04

Fonte: Elaborado pelo autor com base em (PREFEITURA DE FORTALEZA, [s.d])

A taxa de inflação da energia foi estimada pela média dos reajustes anuais, revisões periódicas e extraordinárias dos últimos 8 anos. Dessa forma, obteve-se o valor por volta de 9% ao ano.

Será considerada bandeira verde em todos os cenários durante o período estimado. Essa consideração tem um impacto negativo na viabilidade do projeto, pois não inclui os custos adicionais de energia que o consumidor incorreria durante uma escassez de água, que seria maior sem o sistema solar. No entanto, isso é necessário porque o sistema de bandeiras é extremamente imprevisível a longo prazo.

3.4 CENÁRIOS

Para compor cada cenário, considerou-se a variação do tipo de compensação da energia gerada, totalizando dois cenários, descritos no Quadro 6. As duas possibilidades analisadas para o SCEE serão chamadas, respectivamente, de compensação integral e nova regra de compensação.

Quadro 6 – Descrição dos cenários.

Cenário	Tipo de compensação
Cenário 1	Geração local
Cenário 2	Autoconsumo remoto

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Em ambos os cenários, o período de análise se inicia em janeiro de 2023 e termina

em dezembro de 2045, data definida na Lei 14.300 para que o direito adquirido de compensação integral seja encerrado. A partir de 2046, todas as unidades estarão sujeitas às mesmas regras.

A regra de compensação integral teve em conta a alteração da forma de cobrança do custo de disponibilidade descrita no ponto 2.7.2, que entrou em vigor em janeiro de 2022. Já para o caso de unidades sujeitas às regras determinadas na Lei 14.300, o custo de disponibilidade é pago somente se o consumo da rede for inferior ao seu valor.

Esta alteração afeta o cálculo do imposto cobrado sobre o custo de disponibilidade, e terá que ser modificada. Como essa mudança não foi definida na Lei 14.300, depende de decisão individual de cada estado ou coletivamente através do CONFAZ. Assim, este estudo considera que o PIS/COFINS e o ICMS continuarão a ser calculados com base em um valor de energia tarifado, que corresponde, no mínimo, à parcela da TUSD Fio B a ser paga. Em alguns estados, como o Ceará, já é cobrado ICMS sobre a toda a TUSD, portanto só o PIS/COFINS será adicionado.

Para diferentes unidades consumidoras, uma variável importante a ser considerada é o fator de simultaneidade, descrito na seção 2.5. No cenário com geração local, foi definido um fator de simultaneidade de 35%. Já para o cenário com autoconsumo remoto, o fator é igual a 0%.

Outra peculiaridade do autoconsumo remoto é que é necessário definir uma unidade de consumo secundário já existente onde a energia será gerada. Para simplificar a análise e não influenciar no resultado final, considerou-se que a unidade secundária está localizada no mesmo município, nenhuma carga está instalada nele e todos os créditos acumulados com a energia injetada serão transferidos para a unidade primária. A unidade secundária terá o mesmo padrão de fornecimento que a primária, ou seja, monofásico para a residencial, e o custo de disponibilidade será incluído na análise.

Em ambos os cenários, a cada mês, a quantidade de créditos excedentes ou o que faltou para a compensação máxima possível foram registrados, e ao final do ano, o menor valor entre os totais foi deduzido do valor a pagar.

Para finalizar, foi necessário estabelecer uma regra para compensação que deverá ser aplicada após o fim do período de transição em 2031, visto que essa decisão, que caberá ao CNPE e a ANEEL, ainda está pendente. Logo foi considerado o pior caso onde há a cobrança de 100% do fio b após o ano de 2028.

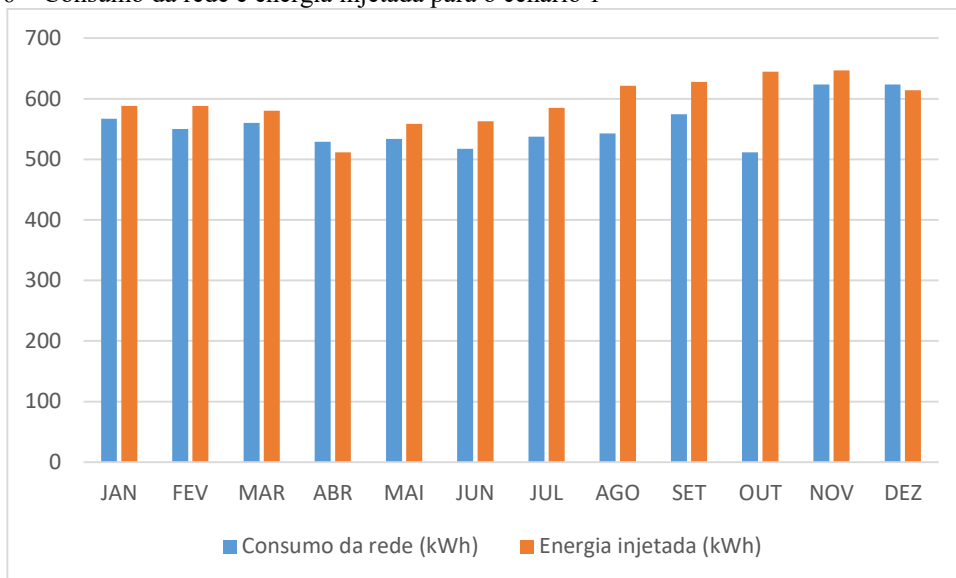
4 RESULTADOS

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.

4.1 Cenário 1 – geração local

A Figura 16 mostra o consumo de energia elétrica da rede previsto e o valor calculado para a energia injetada durante um ano para o cenário 1, desconsiderando a degradação dos módulos, para um fator de perdas de 20% e fator de simultaneidade de 35%.

Figura 16 – Consumo da rede e energia injetada para o cenário 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Neste cenário, o consumo médio da rede é de 555 kWh e a quantidade média mensal de energia injetada é de 594 kWh. Essa diferença foi prevista em projeto devido a possíveis acréscimos de energia por parte do consumidor.

A Tabela 5 apresenta o fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação integral. A eficiência do sistema considera a degradação dos módulos fotovoltaicos, portanto diminui gradualmente. O fluxo de caixa é calculado subtraindo o valor que seria faturado sem o sistema fotovoltaico pela soma entre o valor faturado após a instalação do sistema e os custos de manutenção, como detalhado na seção 3.3. A Tabela 6 apresenta o fluxo de caixa para o cenário 1 com a nova regra de compensação.

Tabela 5 – Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação integral.

Ano	Eficiência do Sistema	Valor Anual da Conta sem Sistema (R\$)	Valor Anual da Conta com Sistema (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
2022	100,00%	-	-	-29.671,32	-29.671,32	-29.671,32
2023	98,00%	7.409,94	2.078,76	-296,71	5.034,46	-24.636,86
2024	97,45%	8.076,83	2.265,85	-314,52	5.496,47	-19.140,39
2025	96,90%	8.803,75	2.469,78	-333,39	6.000,58	-13.139,81
2026	96,35%	9.596,09	2.692,06	-353,39	6.550,64	-6.589,17
2027	95,80%	10.459,73	2.934,35	-374,59	7.150,80	561,62
2028	95,25%	11.401,11	3.198,44	-397,07	7.805,60	8.367,23
2029	94,70%	12.427,21	3.486,30	-420,89	8.520,02	16.887,25
2030	94,15%	13.545,66	3.800,06	-446,15	9.299,45	26.186,70
2031	93,60%	14.764,77	4.142,07	-472,92	10.149,78	36.336,48
2032	93,05%	16.093,60	4.514,86	-501,29	11.077,45	47.413,94
2033	92,50%	17.542,02	4.921,19	-531,37	12.089,46	59.503,40
2034	91,95%	19.120,80	5.364,10	-563,25	13.193,46	72.696,85
2035	91,40%	20.841,68	5.846,87	-597,05	14.397,76	87.094,62
2036	90,85%	22.717,43	6.373,09	-632,87	15.711,47	102.806,09
2037	90,30%	24.762,00	6.946,66	-670,84	17.144,49	119.950,58
2038	89,75%	26.990,58	7.571,86	-711,09	18.707,62	138.658,20
2039	89,20%	29.419,73	8.253,33	-753,76	20.412,64	159.070,84
2040	88,65%	32.067,50	8.996,13	-798,98	22.272,39	181.343,24
2041	88,10%	34.953,58	9.805,78	-846,92	24.300,88	205.644,11
2042	87,55%	38.099,40	10.688,30	-897,74	26.513,36	232.157,47
2043	87,00%	41.528,35	11.650,25	-951,60	28.926,50	261.083,97
2044	86,45%	45.265,90	12.698,77	-1.008,70	31.558,43	292.642,40
2045	85,90%	49.339,83	13.841,66	-1.069,22	34.428,95	327.071,35

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Tabela 6 – Fluxo de caixa para o cenário 1 com compensação na nova regra.

Ano	Eficiência do Sistema	Valor Anual da Conta sem Sistema (R\$)	Valor Anual da Conta com Sistema (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
2022	100,00%	-	-	-29.671,32	-29.671,32	-29.671,32
2023	98,00%	7.409,94	2.009,39	-296,71	5.103,83	-24.567,49
2024	97,45%	8.076,83	2.512,34	-314,52	5.249,98	-19.317,51

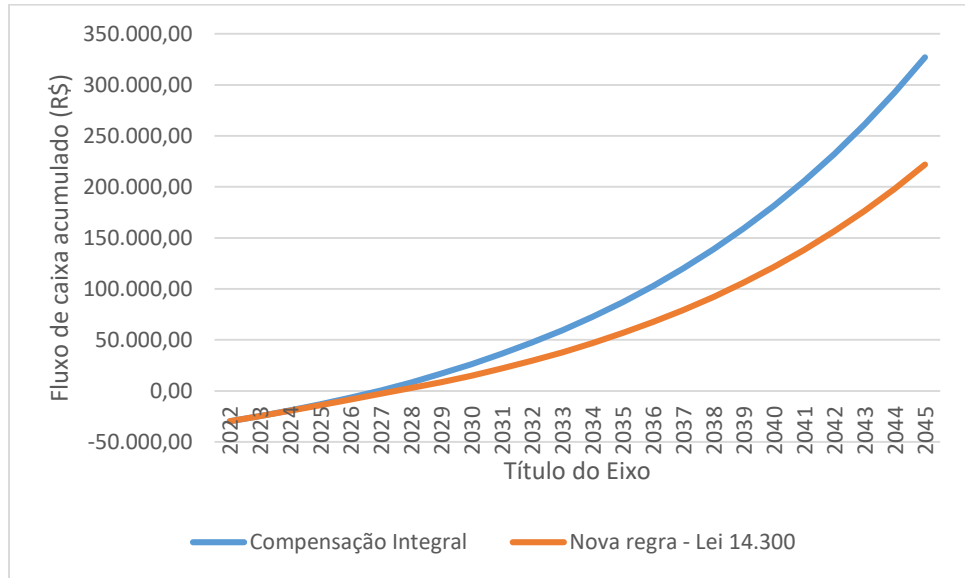
2025	96,90%	8.803,75	3.089,55	-333,39	5.380,82	-13.936,69
2026	96,35%	9.596,09	3.750,30	-353,39	5.492,40	-8.444,30
2027	95,80%	10.459,73	4.504,96	-374,59	5.580,18	-2.864,12
2028	95,25%	11.401,11	5.365,08	-397,07	5.638,96	2.774,84
2029	94,70%	12.427,21	6.178,34	-420,89	5.827,98	8.602,82
2030	94,15%	13.545,66	6.734,39	-446,15	6.365,12	14.967,94
2031	93,60%	14.764,77	7.340,49	-472,92	6.951,37	21.919,31
2032	93,05%	16.093,60	8.001,13	-501,29	7.591,18	29.510,49
2033	92,50%	17.542,02	8.721,23	-531,37	8.289,42	37.799,91
2034	91,95%	19.120,80	9.506,14	-563,25	9.051,41	46.851,32
2035	91,40%	20.841,68	10.361,70	-597,05	9.882,94	56.734,26
2036	90,85%	22.717,43	11.294,25	-632,87	10.790,31	67.524,57
2037	90,30%	24.762,00	12.310,73	-670,84	11.780,43	79.305,00
2038	89,75%	26.990,58	13.418,70	-711,09	12.860,79	92.165,79
2039	89,20%	29.419,73	14.626,38	-753,76	14.039,59	106.205,38
2040	88,65%	32.067,50	15.942,75	-798,98	15.325,77	121.531,15
2041	88,10%	34.953,58	17.377,60	-846,92	16.729,06	138.260,21
2042	87,55%	38.099,40	18.941,58	-897,74	18.260,08	156.520,29
2043	87,00%	41.528,35	20.646,33	-951,60	19.930,42	176.450,71
2044	86,45%	45.265,90	22.504,50	-1.008,70	21.752,71	198.203,42
2045	85,90%	49.339,83	24.529,90	-1.069,22	23.740,71	221.944,13

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Comparando as tabelas, percebe-se uma redução no valor faturado para o primeiro ano quando a nova regra de compensação é aplicada, observando o final do ciclo, pode-se observar que esse caso se inverte com um aumento bastante expressivo na nova regra de compensação, tendo em vista que entram em vigor as taxações sobre as componentes tarifárias em cima do valor compensado. Quanto ao *payback* os valores obtidos foram respectivamente 4,92 e 5,51 anos. O aumento não é tão significativo, pois o *payback* ocorre durante o período de transição.

A Figura 17, mostra gráfico contendo os fluxos de caixa para ambas.

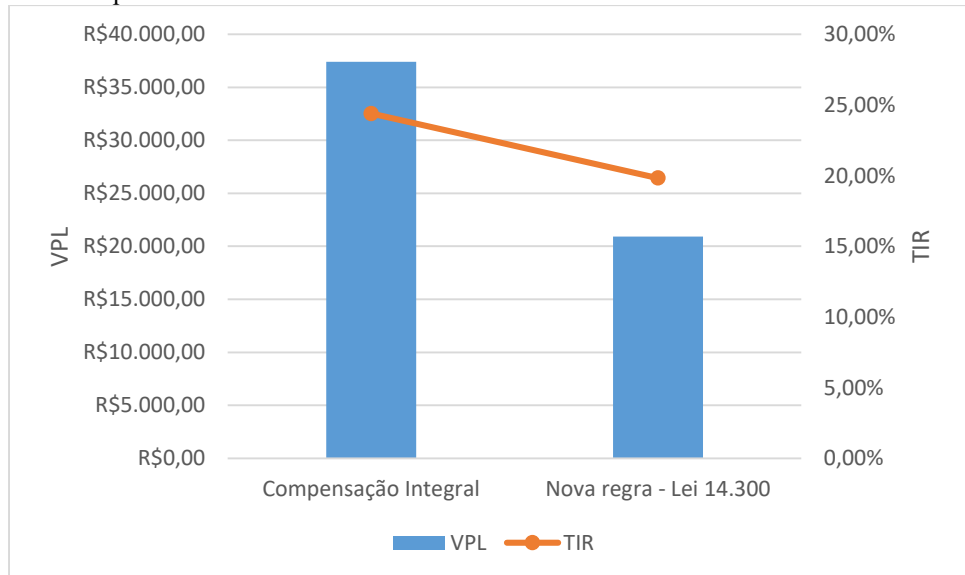
Figura 17 – Fluxo de caixa acumulado no cenário 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

No gráfico da figura, destaca-se o comportamento das curvas, onde ficam muito próximas até meados de 2029, quando se definirá uma nova regra de compensação para os consumidores. Outro fato é que o VPL da compensação integral é 47% maior que o aplicado a partir da nova regra. A figura 18 mostra a TIR para ambas abordagens.

Figura 18 – VPL e TIR para o cenário 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

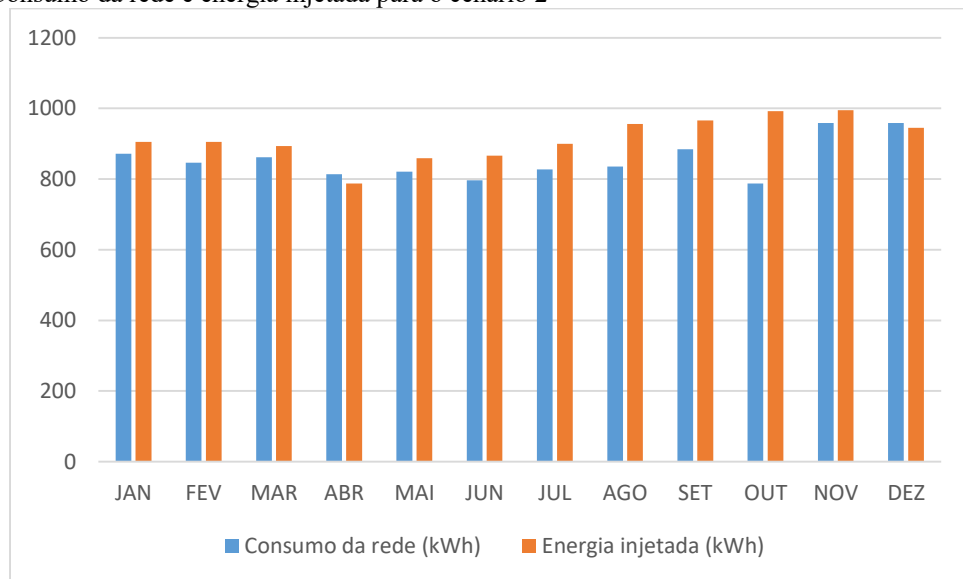
Pelo gráfico pode-se observar que o projeto permanece economicamente viável com a adoção da nova regra de compensação, apesar de haver redução na TIR, uma vez que o

retorno é maior que a TMA definida.

4.2 Cenário 2 –autoconsumo remoto

A Figura 19 mostra o consumo da rede previsto e o valor calculado para a energia injetada durante um ano para o cenário 2. Como se trata de autoconsumo remoto, toda a energia gerada pela unidade secundária deverá ser injetada na rede para que possa compensar o consumo da unidade primária.

Figura 19 – Consumo da rede e energia injetada para o cenário 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Para esse cenário, o consumo médio de uso da rede é de 855 kWh e a quantidade de energia injetada média é de 914 kWh. O fluxo de caixa para esse cenário com compensação integral é mostrado na tabela 7, enquanto para a nova regra pode-se observar na tabela 8.

Tabela 7 – Fluxo de caixa para o cenário 2 com compensação integral.

Ano	Eficiência do Sistema	Valor Anual da Conta sem Sistema (R\$)	Valor Anual da Conta com Sistema (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
2022	100,00%	-	-	-29.671,32	-29.671,32	-29.671,32
2023	98,00%	11.657,74	3.259,46	-296,71	8.101,57	-21.569,75
2024	97,45%	12.706,94	3.552,81	-314,52	8.839,61	-12.730,14
2025	96,90%	13.850,56	3.872,56	-333,39	9.644,61	-3.085,53

2026	96,35%	15.097,11	4.221,09	-353,39	10.522,63	7.437,10
2027	95,80%	16.455,85	4.600,99	-374,59	11.480,27	18.917,37
2028	95,25%	17.936,88	5.015,08	-397,07	12.524,73	31.442,10
2029	94,70%	19.551,20	5.466,44	-420,89	13.663,87	45.105,97
2030	94,15%	21.310,80	5.958,41	-446,15	14.906,24	60.012,21
2031	93,60%	23.228,78	6.494,67	-472,92	16.261,19	76.273,40
2032	93,05%	25.319,37	7.079,19	-501,29	17.738,88	94.012,28
2033	92,50%	27.598,11	7.716,32	-531,37	19.350,42	113.362,70
2034	91,95%	30.081,94	8.410,79	-563,25	21.107,90	134.470,60
2035	91,40%	32.789,31	9.167,76	-597,05	23.024,51	157.495,11
2036	90,85%	35.740,35	9.992,86	-632,87	25.114,63	182.609,73
2037	90,30%	38.956,98	10.892,22	-670,84	27.393,93	210.003,66
2038	89,75%	42.463,11	11.872,51	-711,09	29.879,51	239.883,17
2039	89,20%	46.284,79	12.941,04	-753,76	32.589,99	272.473,16
2040	88,65%	50.450,42	14.105,73	-798,98	35.545,71	308.018,87
2041	88,10%	54.990,96	15.375,25	-846,92	38.768,79	346.787,66
2042	87,55%	59.940,15	16.759,02	-897,74	42.283,39	389.071,05
2043	87,00%	65.334,76	18.267,34	-951,60	46.115,83	435.186,87
2044	86,45%	71.214,89	19.911,40	-1.008,70	50.294,80	485.481,67
2045	85,90%	77.624,23	21.703,42	-1.069,22	54.851,59	540.333,26

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Tabela 8 – Fluxo de caixa para o cenário 2 com compensação na nova regra.

Ano	Eficiência do Sistema	Valor Anual da Conta sem Sistema (R\$)	Valor Anual da Conta com Sistema (R\$)	Custos (R\$)	Fluxo de caixa (R\$)	Fluxo de caixa acumulado (R\$)
2022	100,00%	-	-	-29.671,32	-29.671,32	-29.671,32
2023	98,00%	11.657,74	3.349,20	-296,71	8.011,82	-21.659,50
2024	97,45%	12.706,94	4.146,18	-314,52	8.246,24	-13.413,26
2025	96,90%	13.850,56	5.059,48	-333,39	8.457,69	-4.955,56
2026	96,35%	15.097,11	6.103,59	-353,39	8.640,13	3.684,57
2027	95,80%	16.455,85	7.294,66	-374,59	8.786,60	12.471,16
2028	95,25%	17.936,88	8.650,68	-397,07	8.889,13	21.360,29
2029	94,70%	19.551,20	9.937,55	-420,89	9.192,75	30.553,04
2030	94,15%	21.310,80	10.831,93	-446,15	10.032,73	40.585,77
2031	93,60%	23.228,78	11.806,80	-472,92	10.949,06	51.534,83
2032	93,05%	25.319,37	12.869,41	-501,29	11.948,66	63.483,49
2033	92,50%	27.598,11	14.027,66	-531,37	13.039,08	76.522,57
2034	91,95%	30.081,94	15.290,15	-563,25	14.228,54	90.751,11
2035	91,40%	32.789,31	16.666,26	-597,05	15.526,00	106.277,11
2036	90,85%	35.740,35	18.166,23	-632,87	16.941,26	123.218,37

2037	90,30%	38.956,98	19.801,19	-670,84	18.484,95	141.703,32
2038	89,75%	42.463,11	21.583,30	-711,09	20.168,73	161.872,05
2039	89,20%	46.284,79	23.525,79	-753,76	22.005,24	183.877,29
2040	88,65%	50.450,42	25.643,11	-798,98	24.008,33	207.885,62
2041	88,10%	54.990,96	27.950,99	-846,92	26.193,05	234.078,67
2042	87,55%	59.940,15	30.466,58	-897,74	28.575,83	262.654,50
2043	87,00%	65.334,76	33.208,58	-951,60	31.174,59	293.829,08
2044	86,45%	71.214,89	36.197,35	-1.008,70	34.008,85	327.837,93
2045	85,90%	77.624,23	39.455,11	-1.069,22	37.099,90	364.937,83

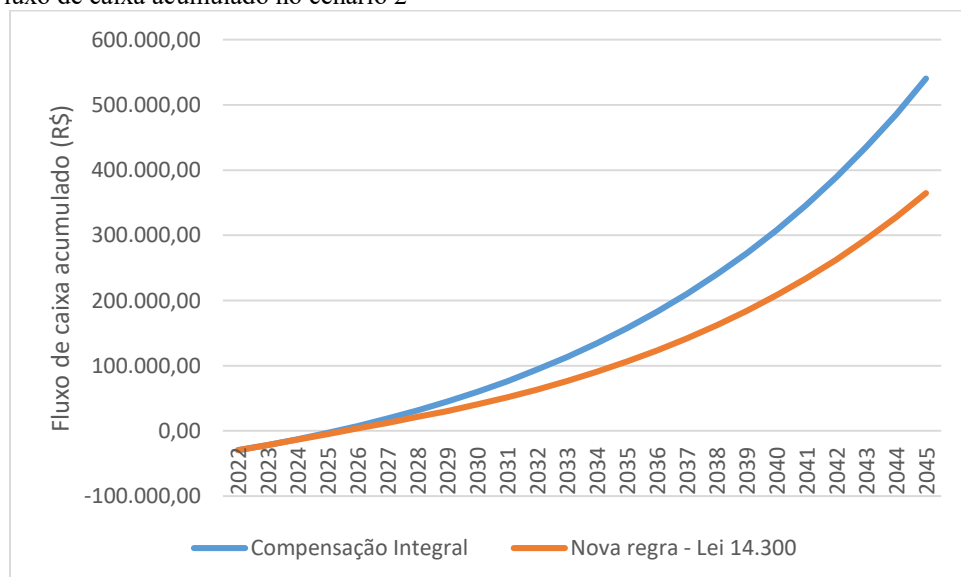
Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Nesse cenário, há aumento no valor faturado quando não há o sistema, em relação ao cenário 1. Isso se deve à inclusão do custo de disponibilidade para manter a análise consistente e ao fator de simultaneidade ser nulo.

Como resultado da análise financeira, no cenário atual e no cenário da lei 14.300 o payback do projeto é de aproximadamente 3,29 anos para o caso de compensação integral e de 3,57 anos para a nova regra. Já a TIR de 35,92% para a compensação integral e de 30,40% com a nova regra, uma diferença de 5,52%.

A Figura 20 mostra o gráfico do fluxo de caixa acumulado para o cenário 2, considerando ambos estudos.

Figura 20 – Fluxo de caixa acumulado no cenário 2

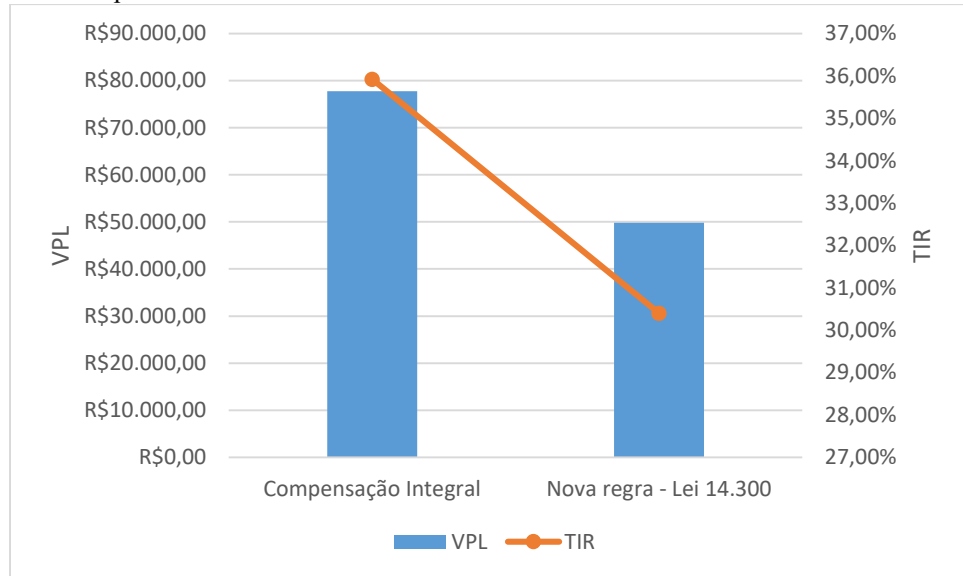


Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

No gráfico da figura, destaca-se o comportamento das curvas, onde ficam muito próximas até meados de 2029, quando se definirá uma nova regra de compensação para os

consumidores. Outro fato é que o VPL da compensação integral é 56% maior que o aplicado a partir da nova regra. A figura 21 mostra a TIR para ambas abordagens.

Figura 21 – VPL e TIR para o cenário 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

Pelo gráfico pode-se observar que novamente o projeto permanece economicamente viável com a adoção da nova regra de compensação, apesar de haver redução na TIR, uma vez que o retorno é maior que a TMA definida.

4.3 RESUMO DOS RESULTADOS

A Tabela 9 mostra os principais resultados obtidos, o *payback* está representado por PB.

Tabela 9 – Resumo dos resultados.

Cenário	Compensação integral			Nova regra		
	PB (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)	PB (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Cenário 1	4,92	24,39	37.412,68	5,51	19,83	20.911,94
Cenário 2	3,29	35,92	77.775,16	3,57	30,40	49.803,84

Fonte: Elaborado pelo autor (2022)

5 CONCLUSÃO

Para esse trabalho, foi analisado os modelos do SCEE e suas implicações para os consumidores do grupo B, em especial o B1(residencial). Para chegar aos resultados foi necessário apresentar a estrutura do sistema elétrico brasileiro, as parcelas que compõem a tarifa monômnia – TUSD e TE – e as características de cada uma. Também foram mostradas as regras vigentes até então, o cenário atual da microgeração e minigeração no Brasil, e possíveis impactos positivos e negativos da sua expansão após a publicação da REN 482/2012, bem como desafios futuros da maior participação de fontes intermitentes na matriz elétrica nacional.

Para contextualizar o trabalho, foi explicado detalhadamente como foi o processo de alteração das regras de compensação, primeiro por meio dos estudos e propostas da ANEEL, e depois pela Lei 14.300 publicada em 2022, cujos principais pontos foram explanados. Em seguida, foi proposto um modelo de análise financeira de cada projeto de geração com base nas premissas e considerações feitas em diferentes cenários.

A principal conclusão é que, apesar das perdas, os investimentos em projetos de microgeração são economicamente viáveis durante a implementação da nova legislação, especialmente em cenários de geração local. Nestes, a capacidade de *payback* aumentou em poucos meses.

Para o VPL para o cenário com geração local na nova regra, caiu 44% em relação a regra vigente de compensação integral. Já para o autoconsumo remoto na nova regra, caiu 36% em relação a regra vigente de compensação integral.

Com os valores encontrado para a TIR foi notado que os investimentos em microgeração fotovoltaica permanecem viáveis, mesmo que seja feito sobre as novas regras, porém mostra que o melhor é se conectar com o direito adquirido até 2045.

Uma observação importante é que a cobrança de ICMS sobre a TUSD e o valor do Fio B impactam no resultado. Se análise fosse aplicada em uma área de concessão onde não há a cobrança do ICMS sobre a TUSD, todos os cenários teriam um retorno financeiro melhor, porém, o impacto da mudança na regra de compensação tenderia a ser maior. Já quando a proporção da TUSD Fio B na tarifa aumenta, a atratividade do investimento considerando as novas regras de compensação cai.

Como sugestão, seria de grande aprendizado estender a análise para unidades de minigeração e consumidores do grupo A, considerando as mudanças trazidas pela Lei 14.300, como a aplicação de regras de transição menos favoráveis para projetos com potência instalada maior que 500 kW, a introdução da garantia de fiel cumprimento e a substituição da demanda

pela TUSDg em certos casos. Também é interessante avaliar como a abertura do mercado para consumidores acima de 500 kW impacta na viabilidade de projetos de minigeração distribuída.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. A ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 10 nov. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo I da Resolução Normativa ANEEL no 956, de 7 de dezembro de 2021: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 1 - Glossário de termos técnicos do PRODIST**, 2021a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 7 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo III da Resolução Normativa ANEEL no 956, de 7 de dezembro de 2021: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 3 - Conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica**, 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 7 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Anexo VII da Resolução Normativa ANEEL no 956, de 7 de dezembro de 2021: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 7 - Cálculo de perdas na distribuição**, 2021c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em: 7 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Custo da energia que chega aos consumidores**, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Acesso em: 30 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração**, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 30 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**, 2016. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/conteudo-educativo/cartilhas-educativas>. Acesso em: 17 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - Submódulo 2.9: Rito de Revisão Extraordinária das Concessionárias de Distribuição**, 2022e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 2 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais**, 2022f. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 30 out.

2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.4: Tarifas para Centrais Geradoras**, 2022g. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 30 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 8: Permissionárias de Distribuição - Submódulo 8.1: Revisão Tarifária Periódica**, 2022h. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>. Acesso em: 2 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Por dentro da conta de luz**, 2016. Disponível em: https://www.arce.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/53/2017/09/cartilha-aneel-por-dentro-da-conta-de-luz_2016.pdf. Acesso em: 2 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Processos Tarifários**, 2021e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/calendario-de-atividades/processos-tarifarios>. Acesso em: 25 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regulação**, 2022i. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/regulacao>. Acesso em: 30 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 349, de 13 de janeiro de 2009**, 2009. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009349.pdf>. Acesso em: 16 out. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL no 414, de 9 de setembro de 2010**, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: 10 set. 2022.

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: 21 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 8 de junho de 2004**, 2004. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004067.pdf>. Acesso em: 11 set. 2022.

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: 24 set. 2022.

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: 21 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa no 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório no 003/2019 - SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL**, 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2019003srd.pdf>. Acesso em: 25 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída - Resolução Normativa no 482/2012: Relatório de Análise de Impacto Regulatório no 004/2018 - SRD/SCG/SMA/ANEEL**, 2018. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2018004srd.pdf>. Acesso em: 23 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sobre bandeiras tarifárias**, 2022j. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 31 set. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas e informações econômico-financeiras**, 2022k. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tarifabranca>. Acesso em: 12 out. 2022.

ANDRADE, Jorge Vleberton Bessa de et al. Constitutional aspects of distributed generation policies for promoting Brazilian economic development. **Energy Policy**, v. 143, 2020.

ANDRADE JÚNIOR, Luiz Maurício Lopes de; MENDES, Luiz Fernando Rosa. Microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica: considerações acerca de sua difusão e implantação no Brasil. *Revista Vértices*, v. 18, n. 2, p. 31-51, 2016. Disponível em: <https://essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/vertices/article/view/1809-2667.v18n216-03>. Acesso em: 9 set. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas de energia**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/>. Acesso em: 29 set. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo**, 2022. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 8 set. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Perguntas frequentes sobre o Projeto de Lei (PL) no 5.829/2019**, 2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/wp-content/uploads/2021/09/FAQ-PL-5829.pdf>. Acesso em: 7 out. 2022.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Diferenças entre consumidores livres e cativos**, [s.d.]. Disponível em: <https://abraceel.com.br/mercado-livre/diferencas-entre-consumidores-livres-e-cativos/>. Acesso em: 25 set. 2022.

BARBIERI, José Carlos; ÁLVARES, Antonio Carlos Teixeira; MACHLINE, Claude. Taxa Interna de Retorno: controvérsias e interpretações. **Revista Gestão da Produção, Operações e Sistemas**, n. 4, p. 131-142, 2007.

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: 10 set. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**, 2021b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 29 set. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Resolução nº 3, de 31 de agosto de 2021. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 31 ago. 2021c. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/resolucoes-da-creg/resolucao-no-3-de-31-de-agosto-de-2021-resolucao-no-3-de-31-de-agosto-de-2021-dou-imprensa-nacional.pdf>. Acesso em: 11 out. 2022.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Poder Executivo, Brasília, DF, 20 dez. 2021d. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>. Acesso em: 30 set. 2022.

BRIGHT STRATEGIES. **Tudo o que você precisa saber sobre a revisão da REN 482 – PARTE I**, 2022. Disponível em: <https://www.br-strategies.com/post/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-a-revisao-da-ren-482-parte1>. Acesso em: 30 out. 2022.

CABELLO, Andrea Felipe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica: atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico**, 2013. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/344419658_ENERGIA_FOTOVOLT_AICA_LIGADA_A_REDE_ELETRICA_ATRATIVIDADE_PARA_O_CONSUMIDOR_FINAL_E_POSSIVEIS_IMPACTOS_NO_SISTEMA_ELETRICO. Acesso em: 14 out 2022.

CARRERAS-SOSPEDRA, Marc et al. Central power generation versus distributed generation - An air quality assessment in the South Coast Air Basin of California. **Atmospheric Environment**, v. 44, n. 26, p. 3215-3223, 2010.

CEZAR, Cleberton Londero. **Modelagem de uma curva diária equivalente anual de geração fotovoltaica aplicando em um cenário**. 2019. 131f. Dissertação (Mestrado em Processamento de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/handle/1/18807>. Acesso em: 14 nov. 2022.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015**, 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 27 set. 2022.

COSTA, André Luis Crispim; HIRASHIMA, Simone Queiroz da Silveira; FERREIRA, Reginaldo Vagner. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV. **Ambiente Construído**, v. 21, n. 4, p. 201-220, 2021. Disponível em: <http://www.scielo.br/j/ac/a/nYrQWs3y5BHwMLcWT5DvJdd/?lang=pt>. Acesso em: 7 nov. 2022.

ENEL CE. **Taxas, Tarifas e Impostos**. Disponível em: https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifas_Enel.html. Acesso em: 22 out. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020**, 2020a. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 27 set. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Metodologia: projeção de curva de carga horária**, 2020b. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf. Acesso em: 14 out. 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia – 2050**, 2020c. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 27 out. 2022.

FONSECA, Yonara Daltro da; BRUNI, Adriano Leal. Técnicas de avaliação de investimentos: uma breve revisão da literatura. **Cadernos de Análise Regional**, v.1, p. 40-54, 2003. Disponível em: <http://repositorio.ufba.br/ri/handle/ri/25449>. Acesso em: 29 out. 2022.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**, 2017a. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 14 nov. 2022.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Dados de irradiação para o estado do Ceará**, 2017b. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017_CE.html. Acesso em: 14 nov. 2022.

IPEADATA. **Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA)**, 2022. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38391>. Acesso em: 3 nov. 2022.

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 17 nov. 2022.

SILVA, Pedro Henrique Oliveira; JANNI, Vanessa. Relação da taxa mínima de atratividade no

cenário econômico atual com a viabilidade econômica de projetos. Boletim do Gerenciamento, v. 25, n. 25, p. 68-75, 4 ago. 2021. Disponível em: <https://nppg.org.br/revistas/boletimdogerenciamento/article/view/582>. Acesso em: 8 nov. 2022.

SOUZA, Wilison Andson de; SOUZA, Rubem Cesar Rodrigues; MINORI, Américo Matsuo. Boas práticas de manutenção preventiva em sistemas fotovoltaicos. Brazilian Journal of Development, v. 5, n. 8, p. 12779–12791, 2019. Disponível em: <https://www.brazilianjournals.com/index.php/BRJD/article/view/2866>. Acesso em: 7 nov. 2022.