

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

TIAGO SCHROER

**ESTUDO DA LEI 14300 E O IMPACTO FINANCEIRO AOS  
PROSUMIDORES RURAIS CONSIDERANDO UMA  
DISTRIBUIDORA NA REGIÃO SUL**

Porto Alegre

2022

Tiago Schroer

**ESTUDO DA LEI 14300 E O IMPACTO FINANCEIRO AOS  
PROSUMIDORES RURAIS CONSIDERANDO UMA  
DISTRIBUIDORA NA REGIÃO SUL**

Projeto de Diplomação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof<sup>a</sup> Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin

Porto Alegre  
2022

Tiago Schroer

# **ESTUDO DA LEI 14300 E O IMPACTO FINANCEIRO AOS PROSUMIDORES RURAIS CONSIDERANDO UMA DISTRIBUIDORA NA REGIÃO SUL**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da disciplina de Projeto de Diplomação II, do Curso de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Orientadora: \_\_\_\_\_

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin  
Doutora pela UFSC - Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin  
Doutora pela UFSC - Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro  
Doutor pela UFRGS - Porto Alegre, Brasil

Eng<sup>o</sup>. Kleiton Rafael Lehnen  
Empresa Ecosul – Energia Solar

Porto Alegre, Outubro de 2022

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à toda minha família que me acompanhou durante a trajetória pela universidade; à Carina, pelo apoio e incentivo, tendo papel fundamental na busca dos meus objetivos; à Dr<sup>a</sup>. Gladis Bordin, pela paciência, suporte e ensinamentos ao longo do projeto de diplomação; ao Felipe e sua família, pelo companheirismo; aos meus amigos, pela compreensão e parceria; à empresa Ecosul, pela colaboração no presente trabalho e à UFRGS, pelo ensino de qualidade.

## RESUMO

No Brasil, em 2012, iniciou-se o marco regulatório da geração distribuída através da Resolução Normativa 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Em 2015, a Resolução Normativa nº 687 modificou e aprimorou a resolução de 2012. Um ponto importante das resoluções foi a permissão de prosumidores (consumidores que geram sua própria energia) acessarem à rede de distribuição. Assim, toda energia elétrica oriunda de fontes renováveis (solar, hidráulica, eólica) poderia ser injetada no sistema elétrico das distribuidoras.

A Resolução Normativa 482 previa benefícios aos prosumidores com geração distribuída, sendo o principal a compensação de 100% das componentes tarifárias da fatura de energia elétrica (Tarifa de Energia e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), não incluindo o custo de disponibilidade da rede elétrica. A compensação é realizada através de créditos que estão relacionados entre a diferença da energia elétrica injetada na rede de distribuição e a energia ativa da rede consumida pela unidade consumidora dentro do período de faturação.

A aprovação da Lei 14300, em 6 de janeiro do corrente ano, estabeleceu novas mudanças na resolução citada anteriormente, com destaque e objeto do presente trabalho, a retirada da compensação de 100% das componentes tarifárias. Considerando o artigo 17 da Lei, nota-se que o sistema de compensação de energia elétrica compensará apenas a parcela referente à energia da componente tarifa de energia.

Com base neste novo instrumento legal, o objetivo deste trabalho é identificar as mudanças e seus impactos aos microgeradores rurais da geração distribuída de uma distribuidora da região sul do país, com base em estudos de caso. As vantagens e desvantagens são abordadas, especialmente, no âmbito financeiro.

Neste trabalho, o principal meio de análise é os dados de geração de energia elétrica obtidos de sistemas fotovoltaicos acoplados à rede, que fornecem suporte à modelagem do problema. A aplicação da modelagem é realizada através de estudos de caso, que possibilitam avaliar o impacto da Lei 14300 aos prosumidores.

**Palavras-chave:** geração distribuída, Lei 14300, Resolução Normativa 482, prosumidores rurais.

## ABSTRACT

In Brazil, in 2012, the regulatory framework for distributed generation began through Normative Resolution 482 of the National Electric Energy Agency. In 2015, Normative Resolution No. 687 modified and improved the 2012 resolution. An important point of the resolutions was allowing prosumers (consumers who generate their own energy) to access the distribution network. Thus, all electrical energy from renewable sources (solar, hydraulic, wind) could be injected into the electrical system of the distributors companies.

Normative Resolution 482 provided benefits to prosumers with distributed generation, the main one being the compensation of 100% of the tariff components of the electricity bill, not including the cost of electric network availability. Compensation is carried out through credits that are related between the difference between the electric energy injected into the distribution network and the active energy of the network consumed by the consumer unit within the billing period.

The approval of Law 14300, on January 6th of the current year, established new changes in the aforementioned resolution, with emphasis and object of the present report, the withdrawal of the compensation of 100% of the tariff components. Considering article 17 of the Law, it is noted that the electricity compensation system will only compensate the portion referring to energy of the energy tariff component.

Based on this new legal instrument, the objective of this work is to identify the changes and their impacts on rural microgenerators of the distributed generation of a distributor company in the southern region of the country, based on case studies. The advantages and disadvantages are addressed, especially in the financial sphere.

In this work, the main means of analysis is the electricity generation data obtained from grid-coupled photovoltaic systems, which support the problem modeling. The application of the modeling is carried out through case studies, which make it possible to assess the impact of Law 14300 on prosumers.

**Keywords:** distributed generation, Law 14300, Normative Resolution 482, rural prosumers.

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - FUNÇÕES DE CUSTOS E COMPONENTES TARIFÁRIOS DA TE .....	18
FIGURA 2 - FUNÇÕES DE CUSTOS E COMPONENTES TARIFÁRIOS DA TUSD .....	20
FIGURA 3 - ESTRUTURA TARIFÁRIA RESUMIDA .....	22
FIGURA 4 - ILUSTRAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	23
FIGURA 5 - QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÃO DE UFV NO BRASIL .....	24
FIGURA 6 – QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÃO DE UFV À REDE DA DISTRIBUIDORA DO ESTUDO DE CASO .....	25
FIGURA 7 - QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÃO DE UFV À REDE DA DISTRIBUIDORA DO ESTUDO DE CASO, CONSIDERANDO MICROGERAÇÃO, GRUPO B2 RURAL .....	26
FIGURA 8 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PROPOSTA. ....	34
FIGURA 9 - COMPONENTES DA TUSD COMPENSADAS NO SCEE NA VIGÊNCIA DA RN 482.....	35
FIGURA 10 - COMPONENTES DA TUSD COMPENSADAS NO SCEE NA VIGÊNCIA DA RN 482.....	35
FIGURA 11 - COMPONENTES DA TUSD COMPENSADAS NO SCEE NA VIGÊNCIA DA LEI 14300 .....	36
FIGURA 12 - COMPONENTES DA TE COMPENSADAS NO SCEE NA VIGÊNCIA DA LEI 14300 .....	36
FIGURA 13 - ILUSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA DE UM INVESTIMENTO .....	37
FIGURA 14: ALÍQUOTA PIS E COFINS NOS ÚLTIMOS 19 MESES PARA A DISTRIBUIDORA DO ESTUDO. ....	42
FIGURA 15 – CONTRIBUIÇÃO DA TUSD E TE PARA A TARIFA ANEEL DA DISTRIBUIDORA DO ESTUDO .....	44
FIGURA 16 – CONTRIBUIÇÃO DE COMPONENTE DA TUS E TE NA COMPOSIÇÃO DA TARIFA ANEEL DA DISTRIBUIDORA .....	45
FIGURA 17 - PERDA DE GERAÇÃO DOS PAINÉIS ESCOLHIDOS PARA O PROJETO DO CLIENTE A E B .....	48
FIGURA 18 – HISTÓRICO DA INFLAÇÃO, RENDIMENTO DA POUPANÇA E GANHO REAL DESDE 1995 .....	49
FIGURA 19 - SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CLIENTE A.....	54
FIGURA 20 – SIMULAÇÃO DOS SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CLIENTE B. ....	65
FIGURA 21 – FLUXO DE ENERGIA DE CONSUMIDOR PARTICIPANTE DO SCEE .....	80
FIGURA 22 – MOMENTO 1.....	81
FIGURA 23 – MOMENTO 2.....	81
FIGURA 24 – MOMENTO 3.....	82
FIGURA 25 – MOMENTO 4.....	82

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – HISTÓRICO DE CONSUMO DO CLIENTE NO ANO DE 2021. ....	53
TABELA 2 – ORÇAMENTO REALIZADO PARA O CLIENTE A. ....	53
TABELA 3 – GERAÇÃO E ENERGIA INJETADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CLIENTE A. ....	55
TABELA 4 – PREVISÃO DE GERAÇÃO E CONSUMO ANUAL DO CLIENTE A ....	56
TABELA 5 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE A NO CENÁRIO 1. ....	57
TABELA 6 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE A NO CENÁRIO 1 ....	59
TABELA 7 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE A NO CENÁRIO 2. ....	59
TABELA 8 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE A PARA O CENÁRIO 2 ....	61
TABELA 9 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE A NO CENÁRIO 3. ....	61
TABELA 10 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE A PARA O CENÁRIO 3 ....	62
TABELA 11 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE A CASO VIGÊNCIA DA RN 482 VIGORASSE APÓS 2029 ....	62
TABELA 12 – HISTÓRICO DE CONSUMO DO CLIENTE. ....	63
TABELA 13 – ORÇAMENTO REALIZADO PARA O CLIENTE B. ....	64
TABELA 14 – GERAÇÃO E ENERGIA INJETADA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO DO CLIENTE B NO ANO DE 2021 ....	66
TABELA 15 – PREVISÃO DE GERAÇÃO E CONSUMO ANUAL DO CLIENTE B. ....	67
TABELA 16 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE B NO CENÁRIO 1. ....	68
TABELA 17 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE B NO CENÁRIO 1 ....	70
TABELA 18 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE B NO CENÁRIO 2. ....	70
TABELA 19 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE B NO CENÁRIO 2 ....	71
TABELA 20 – FLUXOS DE CAIXA PREVISTOS PARA O INVESTIMENTO DO CLIENTE B NO CENÁRIO 3 ....	72
TABELA 21 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE B NO CENÁRIO 3. ....	73
TABELA 22 – RESULTADOS DAS ANÁLISES DE INVESTIMENTOS PARA O CLIENTE B CASO VIGÊNCIA DA RN 482 VIGORASSE APÓS 2029 ....	73
TABELA 23 – COMPARAÇÃO DO VPL (R\$) PARA CADA ANÁLISE DOS ESTUDOS DE CASO. ....	74
TABELA 24 – COMPARAÇÃO DA TIR (%) PARA CADA ANÁLISE DOS ESTUDOS DE CASO ....	75
TABELA 25 – COMPARAÇÃO DO PAYBACK DESCONTADO (ANOS) PARA CADA ANÁLISE DOS ESTUDOS DE CASO ....	75
TABELA 26 – RELAÇÕES DE GRANDEZAS ELÉTRICAS DO MEDIDOR BIDIRECIONAL. ....	83

## LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - COMPARAÇÃO ENTRE A RN 482 E LEI 14300.....	27
QUADRO 2 - DADOS DOS EXEMPLOS 1 E 2.....	29
QUADRO 3 – ALÍQUOTAS DO ICMS ANTES E DEPOIS DA LEI COMPLEMENTAR Nº 194.....	43
QUADRO 4 - PERCENTAGEM DA TARIFA ANEEL QUE INCIDE NO PERÍODO DE TRANSIÇÃO DA NOVA LEI.....	45
QUADRO 5 – TARIFA ANEEL A PARTIR DE 2004 E VARIAÇÃO EM RELAÇÃO AO ANO ANTERIOR PARA A DISTRIBUIDORA.....	46

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
GD	Geração distribuída
RN	Resolução Normativa
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
SCEE	Sistema de compensação de energia elétrica
SEB	Sistema elétrico brasileiro
UC	Unidade consumidora
FC	Fluxo de caixa
UFV	Central geradora fotovoltaica

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA .....	14
1.2	TRABALHOS CONSULTADOS .....	14
1.3	MOTIVAÇÃO .....	15
1.4	OBJETIVO .....	16
1.5	ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO .....	16
<b>2</b>	<b>SISTEMA TARIFÁRIO .....</b>	<b>17</b>
2.1	TARIFAS DA ENERGIA ELÉTRICA .....	17
2.2	POSTOS TARIFÁRIOS .....	20
2.3	MODALIDADES TARIFÁRIAS .....	21
2.4	SÍNTESE DO CAPÍTULO .....	22
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E LEGISLAÇÃO .....</b>	<b>23</b>
3.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	23
3.2	RN 482 E LEI 14300 .....	26
3.2.1	<i>Custo de Disponibilidade.....</i>	<i>28</i>
3.2.2	<i>Valoração dos Créditos.....</i>	<i>30</i>
3.2.3	<i>Direito Adquirido.....</i>	<i>31</i>
3.2.4	<i>Período de Transição.....</i>	<i>32</i>
3.3	SÍNTESE DO CAPÍTULO .....	33
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA.....</b>	<b>34</b>
4.1	ANÁLISE DE VIGÊNCIAS.....	35
4.2	CRITÉRIOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	37
4.3	ANÁLISE DAS VARIÁVEIS TARIFÁRIAS .....	41
4.4	ANÁLISE DAS VARIÁVEIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	47
4.5	ANÁLISE DAS VARIÁVEIS DE INVESTIMENTOS .....	48
4.6	SÍNTESE DO CAPÍTULO .....	50
<b>5</b>	<b>ESTUDOS DE CASO .....</b>	<b>52</b>
5.1	ESTUDO DE CASO - CLIENTE A .....	52
5.1.1	<i>Análise das variáveis do Sistema Fotovoltaico do Cliente A.....</i>	<i>52</i>
5.1.2	<i>Resultados - Cliente A .....</i>	<i>55</i>
5.2	ESTUDO DE CASO - CLIENTE B .....	63
5.2.1	<i>Análise das variáveis do Sistema Fotovoltaico - Cliente B.....</i>	<i>63</i>
5.2.2	<i>Resultados - Cliente B.....</i>	<i>66</i>

<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>74</b>
6.1	ANÁLISE DE RESULTADOS .....	74
6.2	CONCLUSÃO .....	76
6.3	SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS .....	76
	<b>APÊNDICE A.....</b>	<b>80</b>
	<b>ANEXO A.....</b>	<b>85</b>
	<b>ANEXO B.....</b>	<b>94</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No cenário brasileiro atual, o mercado de geração de energias renováveis está avançando significativamente. Esse avanço foi impulsionado pela publicação da Resolução Normativa 482 – RN 482 (ANEELa, 2012), que iniciou o marco regulatório da geração distribuída no país. Desde a publicação da RN 482 (ANEELa, 2012) até os dias de hoje foram realizados inúmeros investimentos na área. Esses são realizados por diversos grupos de investidores: pequenos consumidores, cooperativas, indústrias, comércios, produtores rurais. Investir na geração distribuída tem sido financeiramente seguro, uma vez que o retorno do capital investido, considerando instalações de sistemas já existentes, é entorno de 5 anos.

No dia 6 de janeiro de 2022 foi aprovada a Lei 14300 (DOU, 2022), que instituiu o marco legal da geração distribuída. É importante ressaltar que a nova Lei altera o método de valoração da energia excedente dos prosumidores que estão conectados à rede. Dessa forma, se faz necessário analisar os impactos de sua aprovação para os minigeradores e microgeradores que pretendem homologar seus projetos de GD junto às distribuidoras de energia após o início da nova legislação.

A energia elétrica é um recurso essencial para a sociedade de qualquer país. Ela está presente em praticamente todas as atividades cotidianas da população. É utilizada nos mais diversos meios: nas residências e nos comércios, promovendo iluminação e funcionamento de inúmeros eletrodomésticos facilitadores das tarefas diárias; na indústria, alimentando máquinas elétricas e sistemas de automação que otimizam os processos industriais; no meio rural, possibilitando aos produtores a escolha de máquinas mais eficientes que o trabalho manual. Esse insumo é indispensável para o funcionamento da sociedade e, dessa forma, sua demanda é sempre crescente ao longo do tempo.

Assim como qualquer outro insumo básico, a energia elétrica tem um custo agregado. No Brasil, a regulamentação do setor elétrico é realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As distribuidoras de energia elétrica possuem como principal função distribuir a energia aos consumidores finais, cobrando destes o serviço prestado.

A energia elétrica pode ter seu custo variado por diversos fatores, sendo o principal a escassez de chuvas que limita a geração de energia das usinas hidrelétricas, sendo necessário o despacho de usinas termelétricas para suprir a demanda. Como a geração nas usinas termelétricas possui um custo de produção mais elevado em comparação às

usinas hidrelétricas, o preço pago pelo consumidor final será maior em tempos de seca. Além disso, a geração em usinas termelétricas é mais poluente do que qualquer outra forma de geração.

Considerando esses fatos, é imprescindível que novas formas de gerar energia sejam identificadas e planejadas. Com base nisso, a ANEEL aprovou a RN 482 (ANEELa, 2012) em 2012 e a câmara dos deputados federais aprovou o projeto de lei 5829/19, originando a Lei 14300 (DOU, 2022) no ano de 2022.

## 1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A Resolução 482 (ANEELa, 2012) de 2012 permite que prosumidores de energia elétrica com geração a partir de fontes renováveis se conectem à rede de distribuição e, a partir disso, utilizem a energia injetada na rede elétrica para gerar e acumular créditos que podem ser utilizados para reduzir custos da fatura de energia elétrica emitidas pelas distribuidoras. Dependendo do quanto o prosumidor injetou de energia na rede de distribuição, sua fatura de energia pode ser integralmente reduzida, restando apenas o custo de disponibilidade ou de demanda contratada e a taxa de contribuição de iluminação pública. As normas aprovadas na década passada pela Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) foram substituídas pela Lei 14300 (DOU, 2022), que altera alguns aspectos da geração distribuída no país.

Por isso, é válido fazer um estudo dos impactos que a nova Lei trará aos consumidores finais. O foco do presente projeto são os microgeradores rurais que já possuem sistemas fotovoltaicos ou estão considerando investir para participar do sistema de compensação de energia elétrica proposto na geração distribuída. O projeto tem como objetivo verificar se existe viabilidade econômica em investimentos desse tipo e quais os pontos cruciais de mudanças com a aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022).

## 1.2 TRABALHOS CONSULTADOS

Com base no objetivo do presente estudo, alguns trabalhos foram consultados e descritos a seguir.

**Análise do Marco Legal da Geração Distribuída – Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o marco legal da MMGD (Greener, 2022):** o estudo da consultora Greener compara os principais pontos de mudanças na Lei 14300 (DOU, 2022) com a Resolução

Normativa 482(ANEELa, 2012). Além disso, apresenta quatro casos que foram estudados a fim de analisar os impactos do novo instrumento legal à consumidores residenciais e comerciais no âmbito de geração local ou remota.

**ANÁLISE ECONÔMICA DAS NOVAS REGRAS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ESTABELECIDAS NO MARCO LEGAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO PARA CONSUMIDORES DO GRUPO B – (Delunardo, 2022):** o trabalho de conclusão de curso aborda as mudanças da Lei 14300 (DOU, 2022) em relação à Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012). Apresenta estudos de caso referentes à dois consumidores do grupo B2, um residencial e um comercial, em dois diferentes cenários, geração local e geração remota. Os estudos são realizados para unidades consumidoras do estado de Espírito Santo.

**IMPACTOS DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE DE USINAS DE MICRO E MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA: ESTUDO DE CASO NO CEARÁ - (Menezes, 2022):** o trabalho de conclusão de curso aborda a viabilidade de usinas de micro e minigeração para unidades consumidoras do estado do Ceará. Para isso, a autora analisou 4 diferentes casos, comparando a nova lei com a resolução antiga: microgeração com autoconsumo local, microgeração com autoconsumo remoto, minigeração com autoconsumo remoto menor que 500 kW e minigeração com autoconsumo remoto maior que 500 kW.

Nos trabalhos consultados, nenhum aprofundou os impactos da Lei 14300 (DOU, 2022) aos consumidores rurais do grupo B2 na região sul do Brasil. Assim, o presente estudo tem como foco esses consumidores. Tal estudo se diferencia dos estudos apresentados, pois existe uma diferença significativa nos valores das componentes tarifárias conforme localização geográfica das distribuidoras de energia e diferentes grupos de unidades consumidoras.

### 1.3 MOTIVAÇÃO

A aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022) impacta na tomada de decisão de futuros investimentos na aquisição de sistemas fotovoltaicos para a participação no sistema de compensação de energia elétrica. Conhecer esses impactos é fundamental para possíveis investidores da geração distribuída.

## 1.4 OBJETIVO

Realizar uma comparação entre estudos de investimentos financeiros para consumidores rurais do grupo B2 na vigência da Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) e na vigência da Lei 14300 (DOU, 2022), através de estudos de caso na região Sul do Brasil e analisar os impactos da aprovação do novo marco regulatório para tal grupo e região.

## 1.5 ESTRUTURAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos, incluindo esse introdutório, além de apresentar um apêndice e dois anexos. O conteúdo presente em cada capítulo é descrito no que segue.

**Capítulo 2:** resume o sistema tarifário do sistema elétrico brasileiro, proposto pela ANEEL, expondo as componentes de cada tarifa de energia elétrica, TUSD e TE, os postos tarifários, as modalidades tarifárias, assim como o cálculo do valor da tarifa de energia.

**Capítulo 3:** descreve o surgimento da geração distribuída no Brasil e seu potencial de crescimento. Além disso, aborda documentos relacionados à legislação da GD no país: a RN 482 (ANEELa, 2012) e a Lei 14300 (DOU, 2022). O capítulo compara o segundo documento com o primeiro, para compreender os impactos da nova Lei aos prosumidores do país.

**Capítulo 4:** detalha a metodologia proposta neste estudo.

**Capítulo 5:** apresenta dois estudos de casos, que abordam cálculos de retornos financeiros baseados em critérios de avaliação financeira como o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* descontado, considerando a legislação apresentada no Capítulo 3.

**Apêndice A:** aborda a simultaneidade e sua importância para cálculos de retornos financeiros após a aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022).

**Anexo A:** apresenta a Resolução Normativa 482.

**Anexo B:** apresenta a Lei 14300.

## 2 SISTEMA TARIFÁRIO

A possibilidade de uma unidade consumidora poder gerar sua própria energia e compensar custos da fatura de energia elétrica, fez com que a procura de investimentos relacionados aos sistemas de geração distribuída, principalmente os fotovoltaicos, crescesse na última década. O ponto mais importante para esse crescimento foi a aprovação da Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012), que iniciou o marco regulatório da geração distribuída no Brasil.

Para o entendimento do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), o qual a RN 482 (ANEELa, 2012) e a Lei 14300 (DOU, 2022) contemplam, é importante conhecer o funcionamento da estrutura tarifária proposta pela ANEEL e praticada pelas distribuidoras de energia elétrica.

### 2.1 TARIFAS DA ENERGIA ELÉTRICA

A ANEEL regulamenta tarifas de energia que devem ser pagas pelos consumidores finais. Os valores cobrados são calculados considerando diversos fatores que englobam o custo final da energia elétrica. A definição de cada item que compõe esses fatores está no documento Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET que é disponibilizado pela ANEEL (ANEELc, 2022) e tem caráter normativo. O módulo que trata do assunto é o 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Nos itens 6 e 8 do submódulo 7.1: Procedimentos Gerais, têm-se as seguintes definições.

As funções de custos da tarifa de energia (TE) são formadas de acordo com as seguintes componentes tarifárias, também ilustradas na Figura 1.

**I. TE ENERGIA** – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo:

- a) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada - ACR;
- b) quota de Itaipu;
- c) geração própria;
- d) aquisição do atual agente supridor;
- e) compra de geração distribuída.

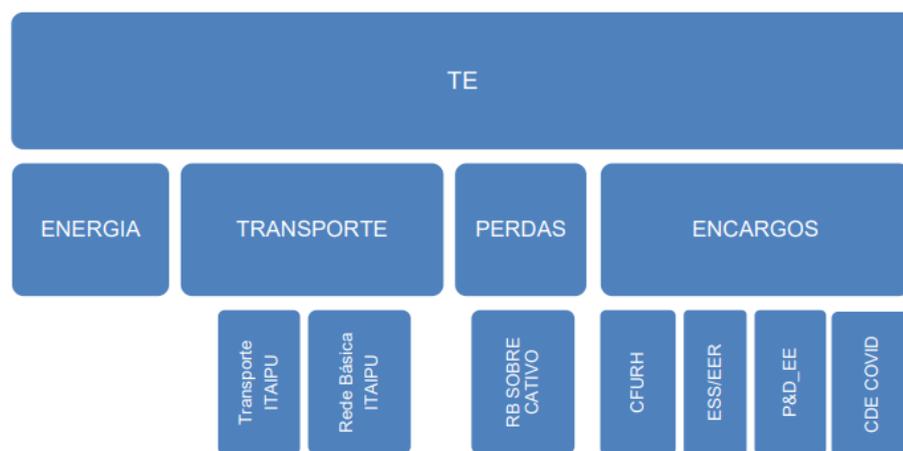
**II. TE ENCARGOS** – é a parcela da TE que recupera os custos de:

- a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;
- c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH;
- d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado a Conta COVID – CDE COVID.

**III. TE TRANSPORTE** – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

**IV. TE PERDAS** – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Figura 1 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE.



Fonte: ANEELc (2022).

As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com as seguintes componentes tarifárias, ilustradas na Figura 2.

**I. TUSD TRANSPORTE** – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B.

**TUSD FIO A** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

- a) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
- b) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
- c) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
- d) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

**TUSD FIO B** – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:

- a) custo anual dos ativos (CAA);
- b) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

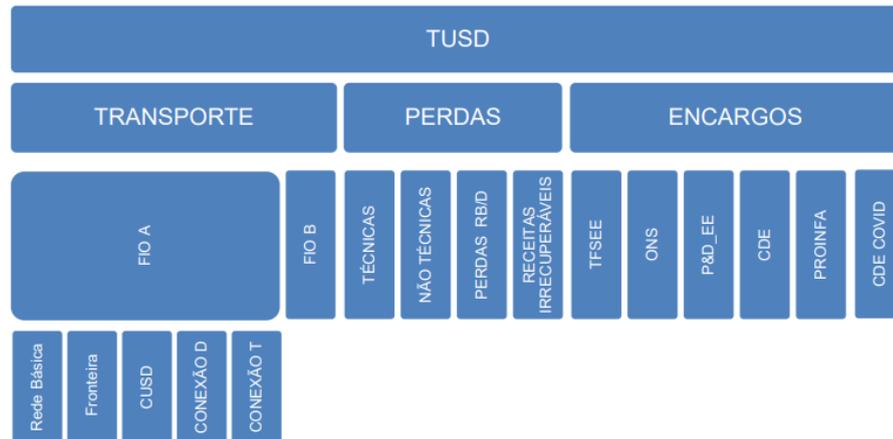
**II. TUSD ENCARGOS** – parcela da TUSD que recupera os custos de:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;
- b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;
- e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; e
- f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada a Conta COVID –CDE COVID

**III. TUSD PERDAS** – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas;
- c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- d) Receitas Irrecuperáveis.

Figura 2 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.



Fonte: ANEELc (2022).

De modo geral, os custos das distribuidoras de energia elétrica podem ser classificados em dois tipos: Parcela A - Compra de Energia, transmissão e Encargos Setoriais e Parcela B- Distribuição de Energia.

## 2.2 POSTOS TARIFÁRIOS

Os postos tarifários são períodos contabilizados em horas com o intuito de separar as horas do dia. Eles são separados de acordo com a demanda de energia elétrica de cada distribuidora. Os postos tarifários são definidos pelas distribuidoras de acordo com a ANEEL (ANEELe).

**Horário (posto) de ponta:** período diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;

**Horário (posto) intermediário:** período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h à 1h30 antes e depois do horário de ponta; e

**Horário (posto) fora de ponta:** período diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

## 2.3 MODALIDADES TARIFÁRIAS

As unidades consumidoras possuem tarifas de acordo com sua modalidade tarifária. Elas estão separadas em grupos conforme o consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa. A definição de cada grupo, segundo a ANEEL (ANEELd, 2022), é apresentada a seguir:

**Grupo A:** Unidades consumidoras da Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4), e de sistemas subterrâneos (Subgrupo AS):

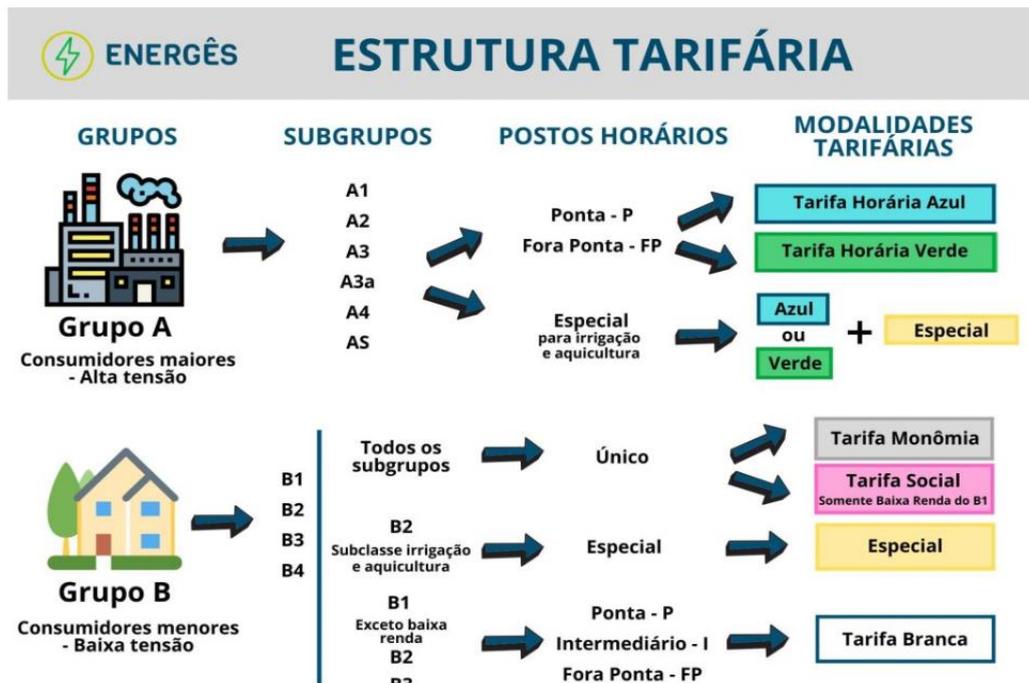
- **Tarifa Azul:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Disponibilizada para todos os subgrupos do grupo A; e
- **Tarifa Verde:** tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários), e de uma única tarifa de demanda de potência. Disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

**Grupo B:** Unidades consumidoras da Baixa Tensão, das Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4):

- **Convencional Monômnia:** tarifa única de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; e
- **Tarifa Branca:** tarifa diferenciada de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia (postos tarifários). Não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

A Figura 3 ilustra os grupos, subgrupos, os postos e as modalidades da estrutura tarifária da energia elétrica.

Figura 3 - Estrutura Tarifária Resumida.



Fonte: Energês (2020).

O sistema tarifário é importante para o adequado atendimento dos consumidores, com base em critérios de qualidade.

## 2.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

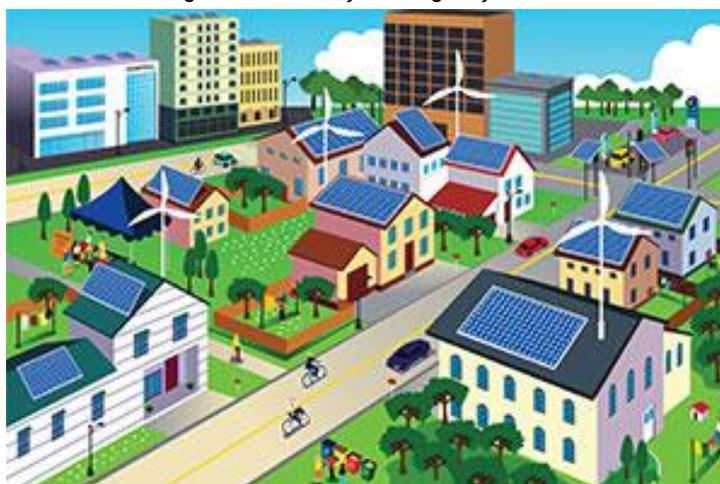
- A regulação do sistema tarifário brasileiro pela ANEEL é essencial para se manter a funcionalidade do SEB, com a qualidade prevista aos consumidores;
- A regulação do sistema permite a cobrança de tarifas justas, tanto para unidades consumidoras adquirirem a energia elétrica, quanto para as distribuidoras e transmissoras de energia manterem seus serviços em pleno funcionamento;
- As componentes tarifárias possuem funções de custo com finalidade de financiar determinada demanda de forma adequada.

### 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E LEGISLAÇÃO

#### 3.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída tem como característica a descentralização da geração de energia elétrica. O marco regulatório (RN 482), possibilitou que esse tipo de geração fosse cada vez mais procurado pelas unidades consumidoras. O marco permite que toda energia elétrica oriunda de fontes renováveis (solar, hidráulica, eólica) pode ser injetada no sistema elétrico das distribuidoras. A Figura 4 é uma forma de representação da geração distribuída, onde cada unidade consumidora assume o papel de gerar sua própria energia.

Figura 4 - Ilustração da geração distribuída.



Fonte: Portal Solar (2022).

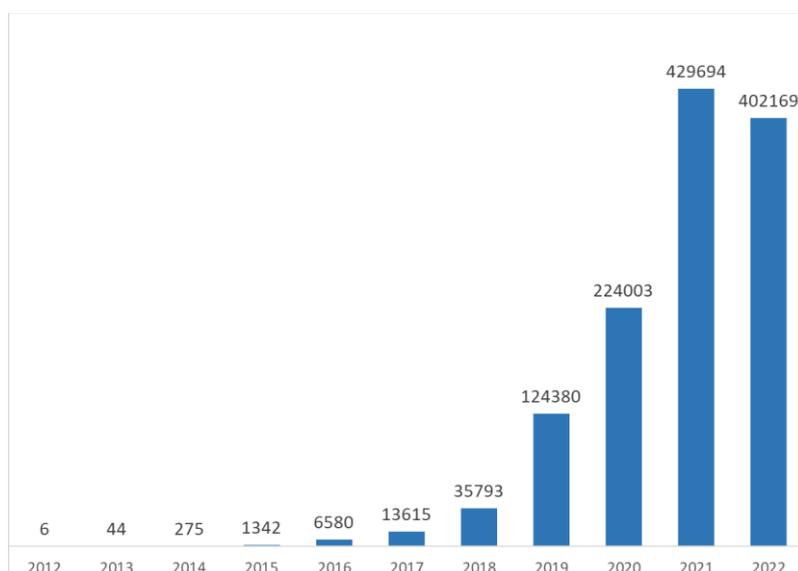
Atualmente a geração distribuída segue em crescimento no Brasil, porém as grandes centrais de geração de energia elétrica cumprem um papel fundamental na distribuição de energia elétrica por todo o país, garantindo o atendimento do sistema.

- **Cenário Nacional**

A principal fonte de energia que possibilita a geração distribuída no Brasil é a energia solar. Isso ocorre devido à irradiação solar ser intensa e ao crescimento do mercado de painéis fotovoltaicos e inversores no país. Além disso, a instalação dos mesmos é simples e rápida. A Figura 5 apresenta a quantidade anual de conexões de centrais geradoras fotovoltaicas (UFV), considerando todas as modalidades de geração, potências instaladas e grupos de

consumidores.

Figura 5 - Quantidade anual de conexão de UFV no Brasil.



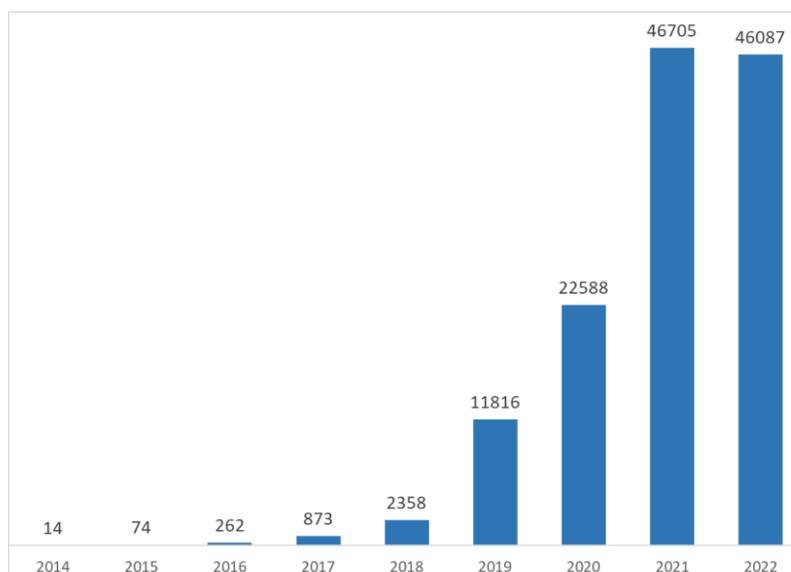
Fonte: adaptado de ANEELf (2022).

Nota-se que o primeiro ano considerado no gráfico é 2012, onde a RN 482 (ANEELa, 2012) é aprovada. Existe um crescimento de UFV significativo ao longo dos anos. A partir do ano de 2019, o Brasil passou de cem mil unidades consumidoras conectadas à rede. De 2020 para 2021 o crescimento foi de 91,83%, consolidando o mercado de geração distribuída no país. Esses dados são considerados até o dia 9 de setembro do corrente ano. Mesmo assim, percebe-se que a quantidade de conexões no ano de 2022 tende à ultrapassar a marca de 2021. O total de quantidade de conexões de centrais geradoras fotovoltaicas no Brasil até 9 de setembro do ano em curso é de 1.237.918. Considerando-se apenas sistemas caracterizados como microgeração (potência instalada menor que 75 kW), o número total de UC conectadas é de 1.232.886, representando 99,6% do total de conexões à rede.

- **Cenário da distribuidora nos estudos de caso**

Assim como no cenário nacional, a quantidade de conexões de UFV à rede também apresentou elevados índices de crescimento na distribuidora do estudo de caso apresentado no Capítulo 5. A Figura 6 apresenta a quantidade anual de conexões de centrais geradoras fotovoltaicas (UFV), considerando todas as modalidades de geração, potências instaladas e grupos de consumidores.

Figura 6 – Quantidade anual de conexão de UFV à rede da distribuidora do estudo de caso.

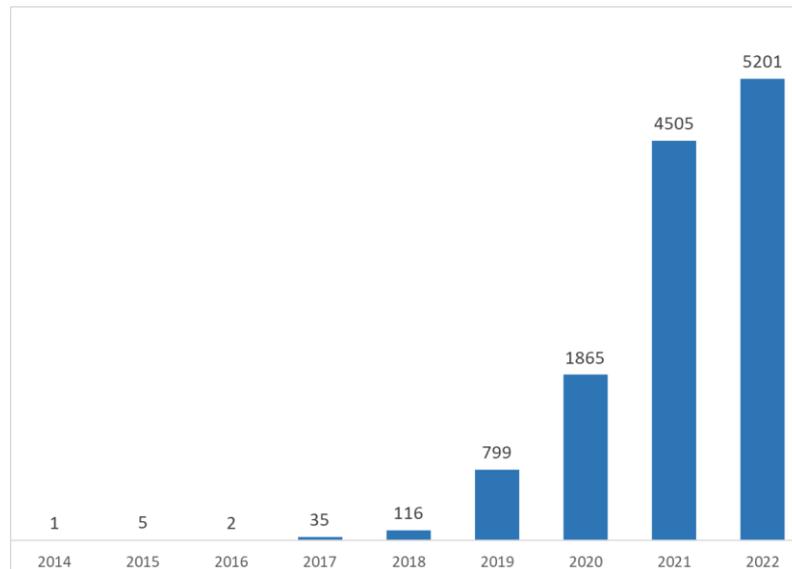


Fonte: adaptado de ANEELf (2022).

Nota-se que o primeiro ano de registro de conexão à rede da distribuidora é 2014, dois anos após a aprovação da RN 482 (ANEELa, 2012). O gráfico apresentado na Figura 7 tem comportamento similar ao gráfico da Figura 6, apresentando índices de crescimentos significativos ao longo dos anos. O total de quantidade de conexões de centrais geradores fotovoltaicas na distribuidora do presente estudo até 9 de setembro deste ano é de 130.777, representando 10,56% do total nacional até essa data. Considerando-se apenas sistemas caracterizados como microgeração (potência instalada até 75 kW), o número total de UC conectadas é de 130.454, representando 99,75% do total geral de conexões à rede da distribuidora estudada.

Observando-se apenas conexões de unidades consumidoras consideradas microgeradoras, do grupo B2, classe de consumo rural e clientes da distribuidora do estudo de caso, o crescimento é apresentado na Figura 7.

Figura 7 - Quantidade anual de conexão de UFV à rede da distribuidora do estudo de caso, considerando microgeração, grupo B2 rural.



Fonte: adaptado de ANEELf (2022).

Na Figura 7, nota-se que antes do ano de 2018, a quantidade de conexões à rede elétrica de microgeradores do grupo B2 rural era baixa: apenas 43 conexões. A partir do ano de 2018 que houve crescimento mais significativo. No ano de 2022 as conexões já ultrapassaram a marca de 2021, evidenciando a demanda por instalações de sistemas fotovoltaicos.

### 3.2 RN 482 E LEI 14300

Em 2012 iniciou-se o marco regulatório da geração distribuída no país através da RN 482 (ANEELa, 2012). Uma década depois, o marco legal foi instituído com a aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022). O Quadro 1 mostra uma comparação entre os dois documentos. A quinta coluna indica se o item indicado na primeira possui influência no presente estudo ou não. Não ter influência no presente estudo não significa que não possua relevância no âmbito geral da geração distribuída no Brasil. A quarta coluna mostra onde o assunto do item pode ser encontrado nos documentos que estão em anexo nesse trabalho.

Quadro 1 - Comparação entre a RN 482 e Lei 14300.

Item	RN 482	Lei 14300	Onde Encontrar	Influência
<b>Microgeração</b>	Potência instalada menor ou igual a 75 kW	Continua como potência instalada menor ou igual a 75 kW.	RN 482: Art. 2º, Inc. I Lei 14300: Art. 1º, Inc. XI	Sim
<b>Minigeração</b>	Potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW.	Maior que 75 kW, menor ou igual a 5 MW para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW para as fontes não despacháveis.	RN 482: Art. 2º, Inc. II Lei 14300: Art. 1º, Inc. XIII	Não
<b>Custo de Disponibilidade</b>	Cobrado em duplicidade.	Deixará de ser cobrado em duplicidade.	RN 482: Art 7º, Inc.V Lei 14300: Art. 16	Sim
<b>Valoração dos Créditos</b>	Compensação de 100% das componentes tarifárias.	Algumas componentes deixarão de ser compensadas de forma gradual.	RN 482: Art. 7º, Inc. II e III Lei 14300: Art. 17 e 27	Sim
<b>Distribuição de Créditos</b>	Por % e distribuidora possui 60 dias.	Por % ou ordem e distribuidora possui 30 dias.	RN 482: Art. 7º, Inc. VII Lei 14300: Art. 12	Não
<b>Garantia (caução)</b>	Sem necessidade..	Será necessário para projetos com potência instalada maior que 50kW, exceto cooperativa / consórcio.	RN 482: ausente Lei 14300: Art. 4º	Não
<b>Prazo para Cadastros das Beneficiárias</b>	60 dias a partir do envio.	30 dias a partir do envio.	RN 482: Art 7º, Inc. VIII Lei 14300: Art. 12, § 4º	Não
<b>Comercialização de Parecer de Acesso</b>	Não vedado, porém não estimulado.	São vedados.	RN 482: ausente Lei 14300: Art. 6º	Não
<b>Comercialização de Energia</b>	Vedado.	Possibilidade de comercialização dos excedentes com as distribuidoras. Ainda será regulamentada pela ANEEL.	RN 482: Art. 7º, Inc. XII Lei 14300: Art. 24	Não

(cont.)

Item	RN 482	Lei 14300	Onde Encontrar	Influência
Direito Adquirido	Não há garantia.	Para projetos protocolados até 12 meses após a publicação da Lei.	RN 482: ausente Lei 14300: Artigo 26	Sim

Fonte: adaptado de Rubim (2022).

A Resolução 482 (ANEELa, 2012), aprimorada pela RN 687 (ANEELb) e a Lei 14300 (DOU, 2022) abordam diversos assuntos referentes à geração distribuída. Como o presente estudo objetiva apresentar conclusões no âmbito financeiro, somente alguns artigos de ambos instrumentos legais são importantes para o objetivo visado. Conforme o Quadro 1, pode-se analisar que os itens custo de disponibilidade, valoração dos créditos e o direito adquirido são os mais relevantes para os estudos de caso descritos no Capítulo 5.

Um item que é comum aos dois instrumentos legais é o sistema de compensação de energia elétrica (SCEE). A partir dele, a unidade consumidora injeta energia ativa na rede da distribuidora local, cedendo-a a título de empréstimo gratuito. A energia emprestada é compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia que pode ser utilizado para compensar consumos futuros ou no compartilhamento dependendo da modalidade que o consumidor se encontra.

### 3.2.1 Custo de Disponibilidade

O custo de disponibilidade não é compensado pelos créditos de energia adquiridos pelo excedente injetado na rede elétrica. Para consumidores do grupo B, o custo de disponibilidade está associado ao tipo de padrão de entrada da unidade consumidora: mono, bi ou trifásica. Esse custo é associado aos padrões de entrada e é faturado em forma de um consumo mínimo de 30, 50 ou 100kWh, respectivamente. Nota-se que por se tratar de uma fatura em kWh, o custo de disponibilidade varia conforme as tarifas de energia elétrica. Já para consumidores do grupo A, ele está associado à demanda contratada da unidade consumidora.

Na RN 482 (ANEELa, 2012), o inciso que trata da fatura do custo de disponibilidade é o inciso V do artigo 7º, conforme: “V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B”(ANEELa, 2012).

Na Lei 14300 (DOU, 2022), ele é descrito pelo artigo 16, conforme:

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente. (DOU, 2022)

Na Lei 14300 (DOU, 2022), o artigo 16 é acompanhado por incisos que podem ser visualizados no documento oficial. Para o presente estudo, os incisos do artigo 16 influenciam nos resultados

Comparando-se os dois textos, nota-se que, a partir da Lei 14300 (DOU, 2022), o custo de disponibilidade não terá mais duplicidade, pois o marco legal inclui no texto o crédito de energia mensal, o que era desconsiderado na RN 482 (ANEELa, 2012). Para melhor explicar a questão da não duplicidade, descreve-se dois exemplos, como segue.

Premissas para os exemplos 1 e 2:

- Considera-se uma unidade consumidora trifásica com geração distribuída participante do SCEE;
- Considera-se que a mesma unidade teve um consumo da rede elétrica em um determinado ciclo de faturamento de 300kWh;
- Injetou na rede, no mesmo ciclo de faturamento, 350kWh;
- No exemplo 1 a unidade consumidora está na vigência da RN 482 (ANEELa, 2012);
- No exemplo 2 a unidade consumidora está na vigência da Lei 14300 (DOU, 2022);

A partir das premissas, o Quadro 2 evidencia as diferenças no custo de disponibilidade entre ambos os marcos.

Quadro 2 - dados dos exemplos 1 e 2.

<b>Exemplo</b>	<b>Consumo no Ciclo de Faturamento</b>	<b>Energia Injetada</b>	<b>Custo de Disponibilidade</b>	<b>Créditos após o Faturamento</b>
1	300 kWh	350 kWh	100 kWh	50 kWh
2				150 kWh

Fonte: o Autor.

No exemplo 2, os créditos referentes à geração mensal não serão mais utilizados para compensar o consumo após o limite do custo de disponibilidade, diferentemente do exemplo 1. Esse efeito é positivo para a nova legislação. Ao analisar unicamente esse item, será observada uma rentabilidade maior para os projetos futuros, uma vez que menos créditos serão necessários para compensar o consumo integral do cliente.

### **3.2.2 Valoração dos Créditos**

A valoração dos créditos, item crucial para o presente estudo, sofreu uma mudança significativa. Na RN 482 (ANEELa, 2012), os créditos obtidos através do sistema de compensação de energia elétrica compensam 100% das componentes tarifárias. Já na Lei 14300 (DOU, 2022), a valoração não compensará integralmente as componentes tarifárias. O artigo 17 apresenta como serão as novas regras tarifárias:

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o caput deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração

e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o caput deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei (DOU, 2022).

A partir desse artigo, nota-se que somente a componente da TE referente à energia será compensada no SCEE. Além disso, o artigo prevê que a ANEEL estabelecerá os cálculos da valoração dos benefícios da geração distribuída no Brasil, sendo assim, há possibilidade dos benefícios alterarem a forma de valoração apresentada nesse artigo.

### **3.2.3 Direito Adquirido**

Outro artigo que impacta diretamente no estudo está presente apenas na nova Lei. Ele trata do direito adquirido de unidades consumidoras que já possuem geração distribuída ou pretendem participar do SCEE seguindo as regras do artigo 26 conforme:

Art 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I – existentes na data de publicação desta Lei; ou

II – que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

[...]

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do caput deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso:

I – 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;

II – 12 (doze) meses para minigeradores de fonte solar; ou

III – 30 (trinta) meses para minigeradores das demais fontes (DOU, 2022).

O artigo 26 descreve de forma clara quais as unidades consumidoras que terão seu direito adquirido preservado pela nova lei. Ele fomentará ainda mais os investimentos na geração distribuída no decorrer do ano de 2022, uma vez que a tendência de tempo de retorno do investimento seja maior a partir da vigência de valoração do SCEE da nova legislação (08 de janeiro do ano de 2023).

### **3.2.4 Período de Transição**

O novo método de valoração do SCEE não será imediato. Terá um período de transição e se concretizará no ano de 2029. O artigo que aborda esse item é o 27, conforme:

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

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

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

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

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

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

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

VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029 (DOU, 2022).

A citação apresenta apenas considerações do artigo que influenciam nos estudos de caso do presente trabalho. Para visualização completa do artigo deve-se consultar a Lei 14300 (DOU, 2022). O período de transição terá grande importância na viabilidade de investimentos financeiros para novos sistemas da GD e é evidenciado no Capítulo 5 pelos

estudos de caso.

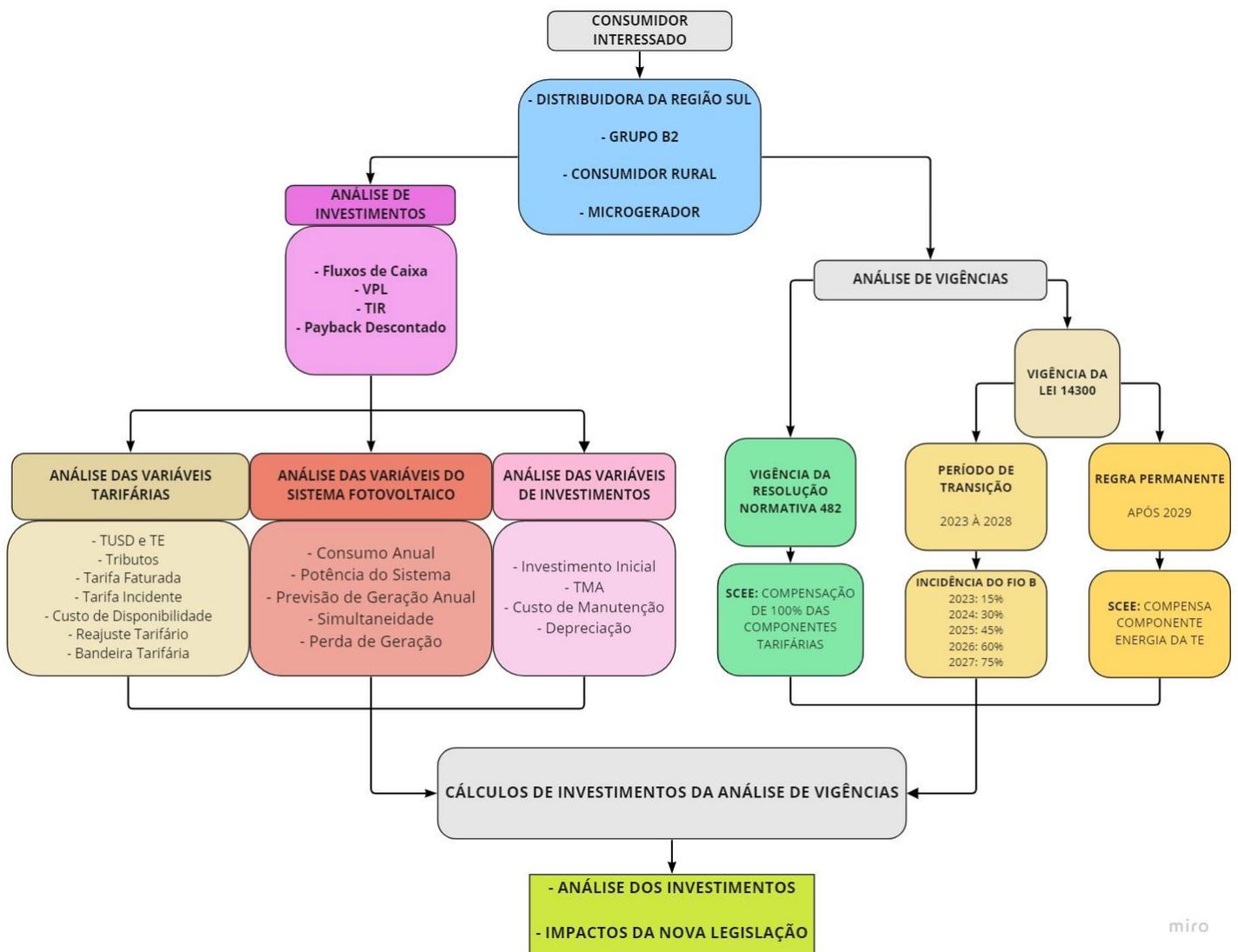
### 3.3 SÍNTESE DO CAPÍTULO

- A Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) foi aprovada em 2012, dando início ao marco regulatório da geração distribuída no Brasil;
- A RN 482 (ANEELa, 2012) teve papel fundamental para o crescimento da geração distribuída no Brasil;
- As regras dispostas no marco regulatório foram estabelecidas em um cenário onde o mercado de geração distribuída não estava plenamente estabelecido no país e, portanto, deveria impulsionar seu crescimento;
- Novas regras foram estabelecidas com a aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022) com a finalidade de equilibrar as funções de custos das tarifas de energia no SCEE;
- Há uma diferença significativa na valoração dos créditos entre as vigências da RN482 (ANEELa, 2012) e da Lei 14300 (DOU, 2022);
- Um período de transição é garantido pela Lei 14300 (DOU, 2022) nos próximos 6 anos para prosumidores não integrantes do direito adquirido, permitindo, assim, conhecer o comportamento esperado do SCEE;
- Após 2029, fim do período de transição, estipulou-se que somente a componente energia da TE será compensada pelo SCEE;
- É estabelecida segurança jurídica a partir da aprovação do marco legal da geração distribuída;
- Cabe à ANEEL considerar os benefícios da GD para o sistema elétrico brasileiro. Logo, não são descartadas alternativas para beneficiar financeiramente novas centrais geradoras.

#### 4 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste estudo, ilustrada na Figura 8 e detalhada na sequência, é a comparação entre a valoração dos créditos na vigência da Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) e na vigência da Lei 14300 (DOU, 2022), considerando os artigos 16, 17, 26 e 27 do marco legal da GD apresentados no capítulo anterior.

Figura 8 – fluxograma da metodologia proposta.



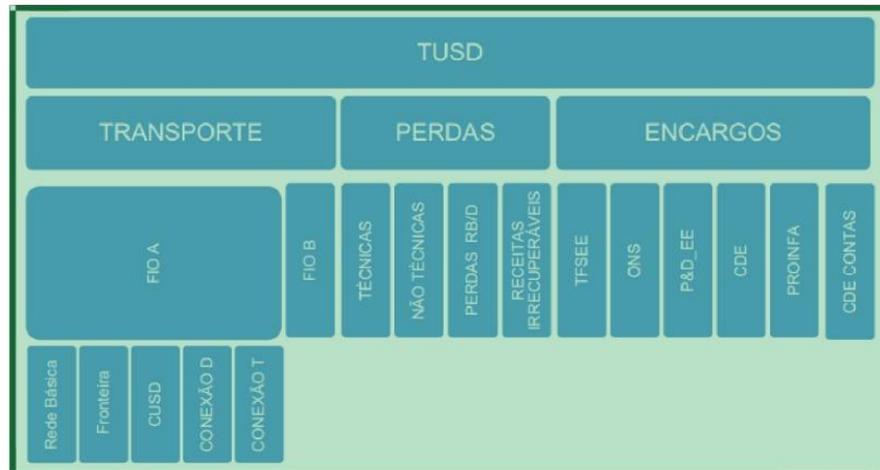
Fonte: o Autor, pela ferramenta Miro (2022).

A metodologia representa a comparação entre a vigência de dois marcos legais: a Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) e a Lei 14300 (DOU, 2022). Na vigência da Lei há duas etapas a serem consideradas: o período de transição e a regra permanente.

#### 4.1 ANÁLISE DE VIGÊNCIAS

A compensação das componentes tarifárias na vigência da RN 482 (ANEELa, 2012) é apresentada nas Figuras 9 e 10.

Figura 9 - componentes da TUSD compensadas no SCEE na vigência da RN 482.



Fonte: adaptado de ANEELc (2022).

Figura 10 - componentes da TUSD compensadas no SCEE na vigência da RN 482.



Fonte: adaptado de ANEELc (2022).

Como todas as componentes da TUSD e TE são compensadas no marco regulatório da GD, elas estão apresentadas em tons de verde.

A compensação proposta na Lei 14300 (DOU, 2022) é apresentada nas Figuras 11 e 12.

Figura 11 - componentes da TUSD compensadas no SCEE na vigência da Lei 14300.



Fonte: adaptado de ANEELc (2022).

Figura 12 - componentes da TE compensadas no SCEE na vigência da Lei 14300.



Fonte: adaptado de ANEELc (2022).

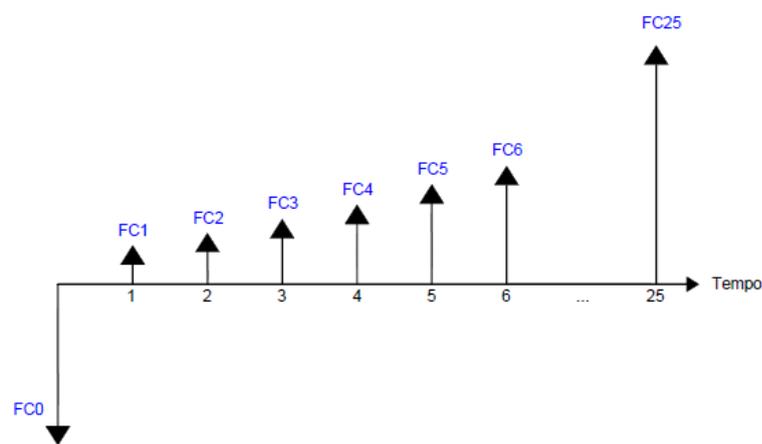
A não compensação da integralidade das componentes da tarifa de energia pode acarretar em uma inviabilidade econômica para novos investimentos na geração distribuída. Ressalta-se que a ANEEL, segundo o inciso segundo do artigo 17 da Lei 14300 (DOU, 2022), definirá quais os benefícios da geração distribuída para o país e, assim, mudanças na forma de valorar as componentes tarifárias no SCEE não são descartadas.

Considerando o objetivo do estudo, as análises são realizadas para consumidores rurais do grupo B2 conectados à rede elétrica de uma distribuidora de energia da região Sul do país.

## 4.2 CRITÉRIOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

A fim de avaliar a viabilidade financeira de aquisição de um sistema fotovoltaico na comparação entre as regras da antiga resolução e da nova lei, utiliza-se critérios de análise de decisão de investimento como: valor presente líquido (VPL), taxa interna de retorno (TIR) e o *payback* descontado. Todos os critérios utilizam análises de fluxos de caixa do investimento em seu período de duração para conhecer a viabilidade do investimento realizado. A Figura 13 ilustra os fluxos de caixa adotados pelos métodos nesse estudo.

Figura 13 - ilustração dos fluxos de caixa de um investimento.



Fonte: o Autor.

No presente estudo o fluxo de caixa inicial, representado por  $FC_0$  na Figura 13, é o valor do investimento inicial realizado pelo consumidor referente à aquisição e instalação do sistema fotovoltaico. Como o investimento inicial é uma despesa, a seta está para baixo, logo uma saída no fluxo de caixa. Nesse caso o investimento inicial está sendo efetuado integralmente no tempo 0, assim, o cliente optou por realizar o pagamento à vista. Caso ele seja efetuado em parcelas, o diagrama dos fluxos de caixa poderia apresentar mais setas para baixo referente às parcelas do investimento total realizado, caso essas fossem superior as entradas nesse mesmo período.

As setas para cima representam fluxos de caixa positivos, ou seja, o valor de entradas foi maior que o de saídas no período. No caso estudado, as entradas representam o quanto o cliente poupou na fatura de energia elétrica ao longo dos anos através do SCEE. Além disso, a análise dos fluxos de caixa é realizada anualmente e para o presente estudo optou-se por um período de análise do investimento de 25 anos, que é a garantia de até

80% de rendimento de geração de energia dos painéis fotovoltaicos proposto pelos fabricantes.

Cada fluxo de caixa (FC) é representado pela Equação (1).

$$FC = Entradas - Saídas (R\$) \quad (1)$$

As entradas da Equação (1) estão associadas ao quanto o cliente economiza na fatura de energia através do SCEE. As saídas estão associadas as despesas de manutenção e depreciação do sistema fotovoltaico. O investimento inicial é considerado no primeiro fluxo de caixa e é somado nas saídas. A Equação (2) apresenta como a economia é calculada.

$$Economia = Fatura sem GD - Fatura com GD (R\$) \quad (2)$$

A parcela da Equação (2) indicada como Fatura sem GD representa como seria a fatura de energia da unidade consumidora se a mesma permanecesse sem geração distribuída durante o período de análise dos fluxos de caixa. Já a parcela Fatura com GD indica como seria essa mesma fatura com a geração distribuída.

A fatura sem GD é calculada conforme a Equação (3).

$$Fatura sem GD = Consumo \times Tarifa + CIP (R\$) \quad (3)$$

O consumo na Equação (3) indica toda a energia elétrica que foi consumida pela unidade consumidora, a CIP é a contribuição de iluminação pública. A tarifa é calculada conforme a Equação (4).

$$Tarifa = \left[ \frac{TE \left( \frac{R\$}{kWh} \right)}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} + \frac{TUSD \left( \frac{R\$}{kWh} \right)}{1 - (PIS + COFINS)} \right] \left( \frac{R\$}{kWh} \right) \quad (4)$$

Observa-se que o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS), não incide na parcela TUSD da fatura de energia elétrica, conforme estabelecido pela distribuidora da região estudada. Os impostos Programa de Integração

Social (PIS) e Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) incidem na parcela TE e TUSD da tarifa.

A fatura com GD é calculada conforme a Equação (5).

$$\begin{aligned} \text{Fatura com GD} = & \text{CIP} + \\ & + \text{Custo de Disponibilidade} + \text{Consumo}_{\text{não compensado}} \times \text{Tarifa} + \\ & + \text{Consumo}_{\text{compensado}} \times \text{Tarifa}_{\text{incidente}} \text{ (R\$)} \end{aligned} \quad (5)$$

A CIP, na Equação (5), representa a contribuição de iluminação pública. O custo de disponibilidade representa o valor mínimo a ser pago à distribuidora de energia pelo ponto de acesso da unidade consumidora à rede de distribuição, caso o consumo aferido pelo medidor seja menor que o mínimo. O consumo não compensado é a parcela do consumo da UC, que mesmo com a geração distribuída, não foi compensado. Isso ocorre, quando a geração do sistema é menor que o consumo da unidade e os créditos obtidos no SCEE não são suficientes para compensar o restante do consumo. A tarifa é calculada conforme a Equação (4). O consumo compensado é todo o consumo que foi compensado, ou pela injeção de energia na rede elétrica da distribuidora ou pela compensação do consumo através dos créditos obtidos pelo SCEE. A tarifa incidente representa a parcela da tarifa que não é compensada pelo SCEE. Na vigência da RN 482 (ANEELa, 2012), a tarifa incidente é nula. Já para a vigência da Lei 14300 (DOU, 2022), a tarifa incidente é descrita pelo artigo 17.

Ressalta-se que a CIP pode ser desconsiderada no cálculo de economia, uma vez que ela possui mesmo valor na fatura sem GD e com GD e sua diferença sempre será nula.

As saídas dos fluxos de caixa da Equação (1) são apresentadas pela Equação (6).

$$\text{Saídas} = \text{Manutenção} + \text{Depreciação} \text{ (R\$)} \quad (6)$$

A manutenção indicada na Equação (6) refere-se ao valor anual pago pelo prosumidor para manter o sistema fotovoltaico em condições adequadas de funcionamento. Esse valor está, principalmente, atrelado à limpeza dos painéis fotovoltaicos.

A depreciação refere-se ao valor pago pelo prosumidor pela troca de equipamentos

do sistema fotovoltaico. Nesse estudo, considerou-se a troca do inversor no ano 12.

- **Valor Presente Líquido (VPL)**

O valor presente líquido (VPL) é um critério de análise de decisão de investimento que considera os fluxos de caixa futuros definidos pelo projeto de investimento e, considerando uma taxa mínima de atratividade (TMA), indica seus valores no período presente.

O VPL é calculado conforme a Equação (5).

$$VPL = VP - VI \text{ (R\$)} \quad (5)$$

Onde VI é o valor do investimento inicial e VP é o valor presente do fluxo de caixa. O VP é calculado conforme a Equação (6)

$$VP = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \text{ (R\$)} \quad (6)$$

Onde  $FC_t$  indica o fluxo de caixa futuro do investimento no tempo  $t$ ,  $i$  indica a taxa mínima de atratividade (TMA), que representa uma taxa de juros mínima que o cliente espera receber pelo investimento realizado e  $n$  indica o tempo final do período de avaliação do investimento.

- **Taxa Interna de Retorno (TIR)**

A taxa interna de retorno (TIR) representa qual seria a taxa mínima de atratividade para um investimento em um determinado período para que o VPL fosse nulo. A TIR é calculada conforme a Equação (7).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - VI \quad (7)$$

Onde  $FC_t$  indica o fluxo de caixa futuro do investimento no tempo  $t$ ,  $n$  indica o último período de avaliação do investimento e  $VI$  indica o valor inicial do investimento.

Após identificar o valor da TIR, compara-se à uma taxa mínima de atratividade estipulada no início do investimento e se a primeira for maior que a segunda significa que o investimento é viável.

- **Payback Descontado**

O *payback* descontado é um critério de análise de investimento de projetos que informa o tempo de retorno do valor inicial investido considerando uma taxa mínima de atratividade (TMA) desejado pelo investidor. Esse método considera os valores presentes (VP) dos fluxos de caixa esperados no período de duração do investimento.

#### 4.3 ANÁLISE DAS VARIÁVEIS TARIFÁRIAS

- **TUSD e TE**

A tarifa do uso de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE) são apresentadas na fatura de energia do cliente e também estão disponíveis no site da distribuidora RGE Sul. Ressalta-se que esse valor representa a tarifa ANEEL, onde o valor é apresentado sem incidência de impostos federais e estaduais. Para o Cliente A e B dos estudos de caso apresentado no Capítulo 5, a TUSD é de 0,4113 R\$ / kWh e a TE é de 0,2459 R\$ / kWh. Salienta-se que esses valores de tarifas são considerados apenas para o primeiro ano de estudo. Após o primeiro ano é considerado um reajuste tarifário.

- **Tributos**

Os tributos que incidem na fatura de energia são os federais: Programa de Integração Pessoal (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o estadual: imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS) e o municipal: Contribuição para Custeio de Iluminação Pública (CIP).

- *PIS e COFINS*

Os tributos federais PIS e COFINS variam mensalmente e incidem na fatura de energia elétrica conforme a Equação (4). Para o presente estudo a alíquota estabelecida para o PIS e o COFINS é a média das alíquotas dos últimos 19 meses para a distribuidora de energia do estudo. As alíquotas desses meses são apresentadas na Figura 14.

Figura 14: alíquota PIS e COFINS nos últimos 19 meses para a distribuidora do estudo.

TARIFA PIS			TARIFA COFINS		
Período de	Até	Percentual	Período de	Até	Percentual
01/08/2022	31/08/2022	1,10%	01/08/2022	31/08/2022	5,14%
01/07/2022	31/07/2022	1,65%	01/07/2022	31/07/2022	7,60%
01/06/2022	30/06/2022	0,87%	01/06/2022	30/06/2022	3,98%
01/05/2022	31/05/2022	1,07%	01/05/2022	31/05/2022	4,94%
01/04/2022	30/04/2022	1,00 %	01/04/2022	30/04/2022	4,66 %
01/03/2022	31/03/2022	0,24 %	01/03/2022	31/03/2022	1,05 %
01/02/2022	28/02/2022	0,04 %	01/02/2022	28/02/2022	0,15 %
01/01/2022	31/01/2022	0,44 %	01/01/2022	31/01/2022	2,07 %
01/12/2021	31/12/2021	0,85 %	01/12/2021	31/12/2021	3,99 %
01/11/2021	30/11/2021	1,06 %	01/11/2021	30/11/2021	4,88 %
01/10/2021	31/10/2021	1,16 %	01/10/2021	31/10/2021	5,29 %
01/09/2021	30/09/2021	1,11 %	01/09/2021	30/09/2021	5,10 %
01/08/2021	31/08/2021	0,98 %	01/08/2021	31/08/2021	4,56 %
01/07/2021	31/07/2021	0,95 %	01/07/2021	31/07/2021	4,43 %
01/06/2021	30/06/2021	0,98 %	01/06/2021	30/06/2021	4,47 %
01/05/2021	31/05/2021	0,82 %	01/05/2021	31/05/2021	3,72 %
01/04/2021	30/04/2021	1,00 %	01/04/2021	30/04/2021	4,63 %
01/03/2021	31/03/2021	1,05 %	01/03/2021	31/03/2021	4,86 %
01/02/2021	28/02/2021	0,96 %	01/02/2021	28/02/2021	4,42 %

Fonte: CPFLb (2022).

As médias das alíquotas apresentadas na Figura 14 são 0,912% e 4,207% para o PIS e COFINS, respectivamente.

- *ICMS*

O ICMS, que é o tributo estadual, teve uma mudança significativa a partir da aprovação da Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. A partir da lei, os bens e serviços relativos à energia elétrica passaram a ser considerados essenciais e, portanto, o novo valor máximo para a alíquota de ICMS no estado do Rio Grande do Sul é de 17%. Além disso, o ICMS deixou de incidir na parcela TUSD da distribuidora de energia.

Para o Cliente A, que é caracterizado como cliente do grupo B2 rural e ainda possui bloco de produtor rural, o ICMS considerado no estudo é de 12%. A alíquota de ICMS para clientes rurais e com bloco de produtor rural antes da Lei Complementar nº 194 era de 12% também, porém com incidência sobre a TUSD e TE. Caso o cliente não possuísse bloco de produtor rural, a incidência de ICMS, antes da Lei Complementar nº 194 era de 25% para a TE e TUSD, e, após a aprovação da Lei, 17% somente para a TE. O Quadro 3 sintetiza a alíquota para consumidores rurais antes e depois da Lei Complementar nº 194 para a distribuidora do estudo do Cliente A e B, estudos de casos apresentados no próximo capítulo.

Quadro 3 – alíquotas do ICMS antes e depois da Lei Complementar nº 194.

Classe	Como Era – TE e TSUD	Como Ficou - TE	Como Ficou-TUSD
Rural – com bloco de produtor rural	12% nos 2 itens	Sem alteração – 12%	Não Incide ICMS
Rural – sem bloco de produtor rural	25% nos 2 itens	Alíquota Máxima – 17%	Não Incide ICMS

Fonte: adaptado de CPFLa (2022).

- *Contribuição de Iluminação Pública*

A contribuição de iluminação pública (CIP) compete ao município estabelecer os critérios de valoração. Normalmente, é estabelecido um valor que depende da faixa de consumo da unidade consumidora. Como a CIP não é relevante para a economia apresentada na Equação (5), o presente estudo não considera valores da mesma.

- **Tarifa Faturada, Tarifa Incidente e Custo de Disponibilidade**

A tarifa faturada é calculada conforme a Equação (4). A equação prevê a incidência dos tributos federais em todas as componentes tarifárias e do tributo estadual apenas na parcela TE das tarifas ANEEL. A partir da Equação (4) tem-se:

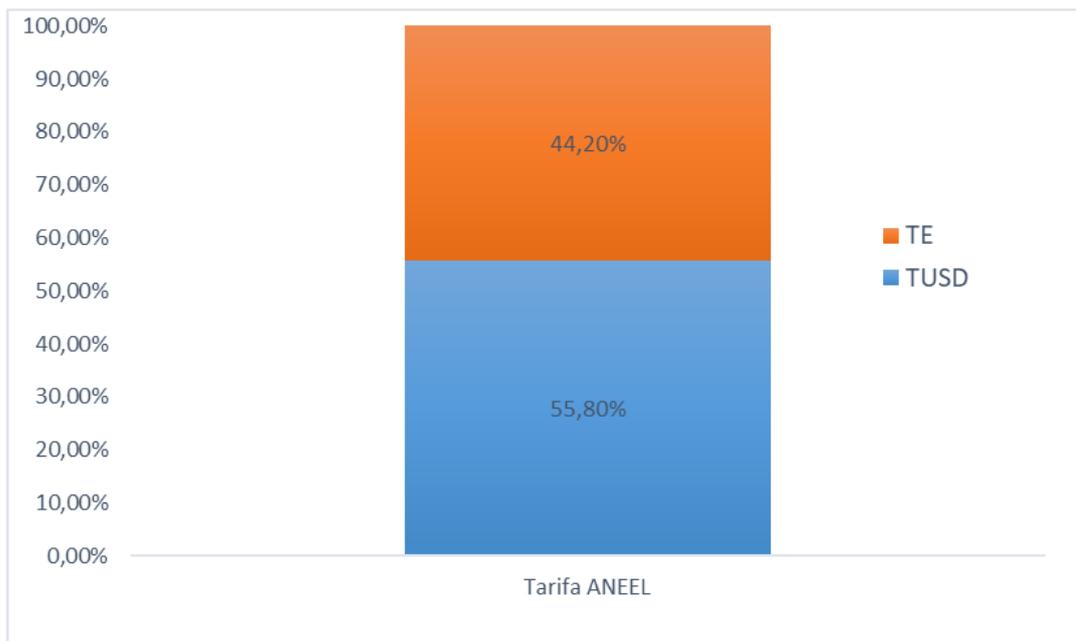
$$Tarifa Faturada = \frac{0,2459}{1 - (0,12 + 0,00912 + 0,04207)} + \frac{0,4113}{1 - (0,00912 + 0,04207)}$$

$$\text{Tarifa Faturada} = 0,73017 \frac{\text{R\$}}{\text{kWh}}$$

Essa tarifa é considerada como base para o primeiro ano de avaliação do investimento financeiro. Os reajustes tarifários são considerados a partir dela.

A Figura 15 apresenta a contribuição da TUSD e TE na composição total da tarifa ANEEL da distribuidora do estudo.

Figura 15 – contribuição da TUSD e TE para a tarifa ANEEL da distribuidora do estudo.

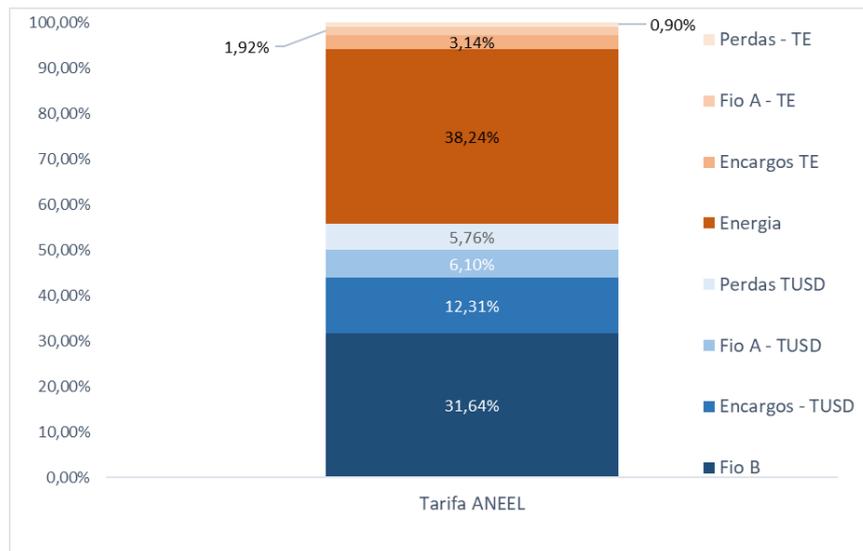


Fonte: adaptado de ANEELg (2022).

Nota-se que a parcela TUSD apresenta uma contribuição de 11,6 % maior que a parcela TE.

A Figura 16 apresenta a contribuição de cada componente da TUSD e TE na composição total da tarifa ANEEL da distribuidora do estudo.

Figura 16 – contribuição de componente da TUSD e TE na composição da tarifa ANEEL da distribuidora.



Fonte: adaptado de ANEELg (2022).

Na Figura 16, as componentes referentes à TUSD estão em tons de azul e à TE, em tons de laranja. Observa-se que as componentes que mais contribuem para a tarifa ANEEL total são a Energia, da parcela TE, e o Fio B, da parcela TUSD. Suas contribuições são 38,24% e 31,64%, respectivamente.

Considerando-se o período de transição, apresentado no artigo 17 da nova lei, a tarifa incidente representa percentagens do Fio B que terão seu valor gradualmente aumentado. O Quadro 4 indica a parcela do valor total da tarifa ANEEL que incidirá em cada ano do período de transição da Lei 14300 (DOU, 2022).

Quadro 4 - percentagem da tarifa ANEEL que incide no período de transição da nova lei.

Ano	% da tarifa ANEEL
2023	4,75%
2024	9,5%
2025	14,24%
2026	18,98%
2027	23,73%
2028	28,48%

Fonte: adaptado de ANEELg (2022).

A partir de 2029, essa parcela é de 61,76% pois representa todas as componentes não associadas à energia elétrica.

O custo de disponibilidade representa a fatura mínima que uma unidade

consumidora deve pagar em sua fatura. Para clientes com alimentação trifásica, o custo a ser pago é referente ao valor da tarifa de 100 kWh de consumo de energia elétrica.

#### • Reajuste Tarifário Anual

Para o presente estudo denomina-se reajuste tarifário anual o acréscimo percentual do valor da tarifa de energia de um ano para o seguinte.

Ressalta-se que o valor da tarifa de energia das distribuidoras é regulada pela ANEEL e possui alteração no seu valor através de processos tarifários. Nessa análise destaca-se os seguintes processos tarifários: reajuste tarifário anual e a revisão tarifária periódica. O primeiro processo é realizado anualmente, já o segundo, a cada cinco anos (considerando a distribuidora do estudo).

O Quadro 5 apresenta os valores das somas das tarifas TUSD e TE do ano de 2004 até 2022, considerando todos os processos tarifários dentro desse período para a distribuidora do estudo.

Quadro 5 – tarifa ANEEL a partir de 2004 e variação em relação ao ano anterior para a distribuidora.

Ano	TUSD + TE (R\$/MWh)	Varição em relação ao ano anterior
2004	240,55	-
2005	215,33	-10,48%
2006	221,65	2,94%
2007	246,03	11,00%
2008	251,75	2,32%
2009	238,19	-5,39%
2010	203,65	-14,50%
2011	216,40	6%
2012	227,62	5%
2013	178,70	-21%
2014	236,55	32%
2015	329,22	39%
2016	334,88	2%
2017	316,41	-6%
2018	383,12	21%
2019	404,46	6%
2020	454,62	12%
2021	565,92	24%
2022	657,21	16%

Fonte: ANEELh (2022).

Há uma grande variabilidade nos valores das tarifas ANEEL para esse grupo. Para o estudo, considerou-se a média de todas as variações anuais das tarifas, indicando um reajuste tarifário anual de 6,85%.

- **Bandeira Tarifária**

A bandeira tarifária considerada em todo o período do investimento é a verde. Considerando apenas o retorno do investimento, a bandeira tarifária verde representa o pior caso possível, uma vez que quanto maior o valor da tarifa de energia, menor será o tempo de retorno do investimento inicial. Dessa forma, optou-se pelo pior caso possível de retorno de investimento.

#### 4.4 ANÁLISE DAS VARIÁVEIS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

- **Consumo Anual**

O consumo anual pode ser observado através do histórico do consumo mensal da fatura de energia. Nos estudos de caso, as faturas de energia foram solicitadas aos Clientes A e B.

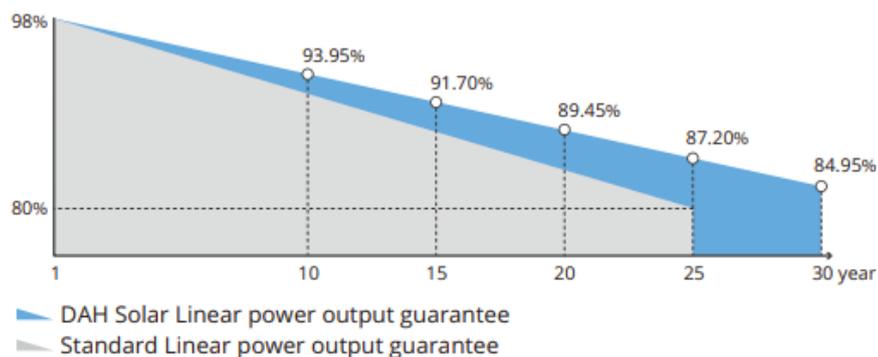
- **Previsão de Geração Anual - 1º ano (kWh), Quantidade de Placas, Potência CC, Potência Inversor**

A previsão de geração anual no primeiro ano é realizada com o auxílio de simulações no *designer* promovido pela empresa SolarEdge. Esse *designer* é gratuito e funciona em uma página na web (SolarEdge,2022). Através da simulação obtem-se a previsão de geração anual e, conseqüentemente, a quantidade de painéis fotovoltaicos e sua respectiva potência CC para possibilitar tal geração. A partir disso, escolhe-se a potência do inversor que será utilizado.

- **Perda de Geração 1º Ano e Perda de Geração Anual (após 1º ano)**

A perda de geração do sistema fotovoltaico é representado pela perda de geração dos painéis fotovoltaicos ao longo do tempo. O painel solar orçado para esse sistema é da DAH Solar e apresenta uma perda de geração no 1º ano de 2% e nos demais anos uma perda anual linear de 0,45%. A Figura 17 apresenta o gráfico da perda de geração do painel especificado no projeto do Cliente A.

Figura 17 - perda de geração dos painéis escolhidos para o projeto do Cliente A e B.



Fonte: DAH Solar (2022).

Nota-se que a fabricante dos painéis DAH garante perda de geração menor do que as fabricantes consideradas padrões de mercado, uma vez que o gráfico apresenta uma comparação entre os painéis DAH e outros denominados padrões de mercado.

- **Simultaneidade**

A simultaneidade considerada é calculada através de dados das faturas de energia elétrica e dos dados de geração do sistema fotovoltaico dos clientes dos estudos de caso, uma vez que os mesmos já são participantes do SCEE; representa o quanto da geração total da unidade foi consumido de forma simultânea. A análise completa da simultaneidade é apresentada no Apêndice A.

#### 4.5 ANÁLISE DAS VARIÁVEIS DE INVESTIMENTOS

- **Investimento inicial**

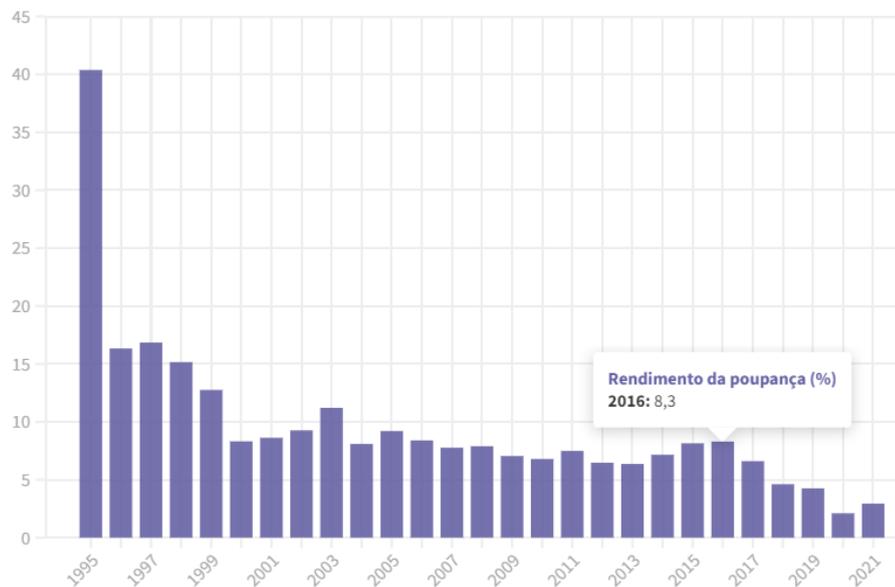
O investimento inicial é caracterizado pelo orçamento realizado pelo autor na

empresa em que trabalha. Os orçamentos dos estudos de caso foram realizados no dia 14 de agosto de 2022. Duas parcelas compõem o investimento total: a primeira é a soma do valor do kit fotovoltaico e o frete; a segunda, a soma do valor dos serviços e dos materiais auxiliares para a instalação do kit.

- **Taxa Mínima de Atratividade**

A taxa mínima de atratividade (TMA) considerada para o estudo é de 8,30% ao ano. Esse valor representa o maior índice de rendimento da poupança dos últimos 10 anos. A Figura 18 apresenta o histórico da inflação desde 1995.

Figura 18 – histórico da inflação desde 1995.



Fonte: Toro Blog (2022).

O rendimento da poupança de 8,30% ao ano ocorreu no ano de 2016. Para a escolha da TMA não se considerou a relevância da inflação e conseqüentemente do ganho real. Além disso, optou-se pelo rendimento da poupança como TMA pois os Clientes A e B não possuem perfil de investidor com riscos elevados.

- **Custo de Manutenção Anual, Depreciação**

Segundo Elysia Energia Solar (2017), o custo da manutenção fica em torno de 0,5% ao ano, referente ao valor do investimento inicial. A média do índice do IPCA dos últimos 7 anos, 6,08%, é considerada no reajuste anual desse valor (IPEADATA, 2022).

A depreciação considerada é o desgaste do inversor do sistema fotovoltaico instalado. Assume-se que há uma troca de inversor no ano 12, que é o final do tempo de garantia do inversor orçado. Pode ocorrer da troca não ser necessária, pois os inversores podem apresentar funcionamento adequado por períodos maiores que seus tempos de garantia. Contudo, considerar a troca do inversor assegura que custos não previstos sejam descartados.

#### 4.6 SÍNTESE DO CAPÍTULO

- O presente estudo tem análise comparativa entre as vigências dos marcos regulatório e legal. Dessa forma, expõe-se os impactos da nova legislação para novos investimentos na geração distribuída;
- As variáveis para os estudos de caso apresentadas são previsões seguindo critérios de estudos. Essas variáveis procuram ser as mais realistas possíveis, porém pode ocorrer não se verificarem como o esperado, devido as mudanças na regulação;
- Os critérios de análise de decisão de investimentos colaboram para compreender a viabilidade financeira de novos projetos para a GD;
- A metodologia considera variáveis condizentes para consumidores do grupo B2 da classe rural da distribuidora considerada na região Sul do país. Para outros grupos de consumidores ou distribuidoras, deve-se analisar as variáveis conforme a abordagem;
- O estudo é realizado anteriormente à análise dos benefícios da GD para o SEB que serão elencados pela ANEEL conforme o artigo 17 da Lei 14300 (DOU, 2022);
- A metodologia proposta é utilizada nos estudos de caso do Capítulo 5 para

evidenciar os impactos da Lei 14300 (DOU, 2022) aos microgeradores rurais do grupo B2.

## 5 ESTUDOS DE CASO

A finalidade é apresentar os impactos da Lei 14300 (DOU, 2022) aos microgeradores rurais da região Sul do país considerando decisões de investimentos através dos métodos descritos na metodologia proposta. Dessa forma, é realizada a comparação entre as decisões de investimentos na vigência da RN 482 (ANEELa, 2012) e na Lei 14300 (DOU, 2022).

Para os estudos foram selecionados dois clientes de uma empresa de energia solar denominados Cliente A e Cliente B. Ambos estão localizados em uma cidade no Rio Grande do Sul e suas unidades consumidoras pertencem ao grupo B2 rural da distribuidora de energia que fornece energia elétrica para a cidade. Por razão de confidencialidade, os nomes dos clientes, empresa e da distribuidora não são identificados.

Os clientes selecionados já são participantes do sistema de compensação de energia elétrica (SCEE), logo, possuem sistemas fotovoltaicos que injetam a energia gerada na rede de distribuição. Foram escolhidos clientes que participam da geração distribuída a fim de se obter dados referentes aos sistemas fotovoltaicos mais próximos à realidade. Embora os clientes A e B possuem sistemas fotovoltaicos instalados, os estudos de caso consideraram orçamentos realizados pelo autor para fazer a comparação de investimentos na vigência do marco regulatório e do marco legal da GD. Os dados obtidos dos sistemas existentes servem como referência para o cálculo da simultaneidade dos estudo de caso.

### 5.1 ESTUDO DE CASO - CLIENTE A

O cliente A caracteriza-se como um produtor rural e tem consumo anual médio de 58427 kWh. Grande parte desse consumo é representado pelo funcionamento de câmeras frias responsáveis por manter hortaliças conservadas.

#### 5.1.1 Análise das variáveis do Sistema Fotovoltaico do Cliente A

- **Consumo Anual**

O consumo anual do Cliente A foi observado através do histórico do consumo mensal da fatura de energia. Os consumos mensais foram somados para se obter o

consumo anual da unidade consumidora. A fatura de energia escolhida para essa análise foi a última antes do Cliente A começar a injetar energia na rede de distribuição. A Tabela 1 apresenta o histórico mensal do cliente.

Tabela 1 – histórico de consumo do cliente no ano de 2021.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	9028
Fevereiro	5162
Março	5203
Abril	4190
Mai	5298
Junho	1287
Julho	4544
Agosto	4715
Setembro	4722
Outubro	4241
Novembro	5011
Dezembro	5026

Fonte: adaptado da fatura de energia elétrica do cliente.

A soma dos consumos mensais resulta no consumo anual de 58427 kWh.

- **Investimento inicial**

O investimento inicial é caracterizado pelo orçamento realizado pelo autor na empresa em que trabalha atualmente. O orçamento foi realizado no dia 14 de agosto do corrente ano e apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – orçamento realizado para o Cliente A.

Item	Valor
Kit Fotovoltaico + Frete	R\$ 159.668,00
Materiais e Serviços	R\$ 35.127,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 194.795,00</b>

Fonte: o Autor.

Os valores do kit fotovoltaico e do frete são referentes ao orçamento solicitado à

distribuidora de equipamentos fotovoltaicos Ecori (Ecori Energia Solar, 2022). O valor de materiais e serviços são referentes aos cálculos de horas de serviços necessários para a instalação e funcionamento do sistema, elaboração de projeto, homologação do mesmo na distribuidora e de materiais auxiliares para a instalação do kit fotovoltaico.

- **Previsão de Geração Anual - 1º ano (kWh), Quantidade de Placas, Potência CC, Potência Inversor**

Como o Cliente A optou por adquirir um sistema fotovoltaico que fosse capaz de gerar energia suficiente para compensar todo o consumo de sua unidade consumidora, a geração de energia anual média deve ser no mínimo maior que o consumo anual médio. A Figura 19 apresenta o sistema simulado para o estudo deste cliente. Através da simulação é possível estimar a geração de energia anual do sistema fotovoltaico, pois o simulador utiliza ferramentas capazes de estimar a irradiância da área em que o sistema é instalado e, assim, indicar o desempenho do projeto elaborado. Esse desempenho é afetado pela localização geográfica do projeto e da orientação, inclinação e sombreamento em que as placas solares estão sujeitas.

Figura 19 - simulação do sistema fotovoltaico do Cliente A.



Fonte: o Autor, pelo simulador SolarEdge Designer (2022).

Através da simulação pode-se observar que a energia anual gerada estimada é de 59050 kWh. Além disso, nota-se que para tal geração são necessários 85 painéis solares

de 450 Wp cada. A potência CC do sistema é a soma de todas as potências dos painéis, totalizando 38,25 kWp. O inversor escolhido para o sistema tem potência de 33,3 kW, apresentando um fator de sobredimensionamento de 14,86%. Como o inversor apresenta potência menor que a potência CC total, poderá ser observado o efeito de *clipping*, que é a limitação da potência do sistema fotovoltaico pela potência nominal do inversor.

- **Simultaneidade**

O período analisado para cálculo de simultaneidade é entre os meses de dezembro de 2021 e agosto de 2022. A Tabela 3 apresenta os dados de geração do sistema fotovoltaico e a energia injetada na rede durante esses meses de análise da simultaneidade.

Tabela 3 – Geração e energia injetada do sistema fotovoltaico do Cliente A.

Geração(kWh)	Energia Injetada(kWh)
52060	36801

Fonte: o Autor.

Durante o período analisado, a geração total do sistema foi de 52060 kWh e a energia injetada de 36801 kWh. O que foi consumido de forma simultânea à geração é a diferença entre a totalidade da geração e do que foi injetado, ou seja, 15259 kWh. A simultaneidade é calculada pela razão da energia consumida simultaneamente à geração e a geração total do período, ou seja, 29,31%.

Ressalta-se que, a simultaneidade pode variar ao longo do tempo, porém a estimativa de 29,31 % representa um parâmetro realista e, por isso, é utilizado nos estudos financeiros do Cliente A.

### 5.1.2 Resultados - Cliente A

Os resultados considerados são previstos para três cenários:

- **Cenário 1:** injeção de energia elétrica na rede distribuição a partir de janeiro de 2023 com vigência da RN 482 (ANEELa, 2012);

- **Cenário 2:** injeção de energia elétrica na rede distribuição a partir de janeiro de 2023 com vigência da Lei 14300 (DOU, 2022), dessa forma a análise é realizada no período de transição do marco regulatório;
- **Cenário 3:** injeção de energia no ano de 2029, após o período de transição. Nesse caso é considerada a vigência da Lei 14300 (DOU, 2022).

A Tabela 4 apresenta a previsão de geração e consumo anual para os anos do período analisado, 25 anos. Para o primeiro e o segundo cenário os valores de geração e consumo anual são idênticos. Já para o terceiro cenário, os valores de geração e consumo anual são idênticos ao cenário 1 e 2, porém se iniciam no ano de 2029 e seu período de análise vai até 2053.

Tabela 4 – previsão de geração e consumo anual do Cliente A.

Ano	Geração Anual (kWh)	Geração Anual (kWh)	Consumo Anual (kWh)
	Cenário 1 e 2	Cenário 3	Cenário 1,2 e 3
2023	59050,00	-	58427,00
2024	57869,00	-	58427,00
2025	57608,59	-	58427,00
2026	57349,35	-	58427,00
2027	57091,28	-	58427,00
2028	56834,37	-	58427,00
2029	56578,61	59050,00	58427,00
2030	56324,01	57869,00	58427,00
2031	56070,55	57608,59	58427,00
2032	55818,23	57349,35	58427,00
2033	55567,05	57091,28	58427,00
2034	55317,00	56834,37	58427,00
2035	55068,07	56578,61	58427,00
2036	54820,27	56324,01	58427,00
2037	54573,58	56070,55	58427,00
2038	54328,00	55818,23	58427,00
2039	54083,52	55567,05	58427,00
2040	53840,14	55317,00	58427,00
2041	53597,86	55068,07	58427,00
2042	53356,67	54820,27	58427,00

(cont.)

Ano	Geração Anual (kWh)		Consumo Anual (kWh)
	Cenário 1 e 2	Cenário 3	Cenário 1,2 e 3
2043	53116,57	54573,58	58427,00
2044	52877,54	54328,00	58427,00
2045	52639,59	54083,52	58427,00
2046	52402,72	53840,14	58427,00
2047	52166,90	53597,86	58427,00
2048	-	53356,67	58427,00
2049	-	53116,57	58427,00
2050	-	52877,54	58427,00
2051	-	52639,59	58427,00
2052	-	52402,72	58427,00
2053	-	52166,90	58427,00

Fonte: o Autor.

Nota-se que a geração anual vai decrescendo ao longo do tempo, conforme mencionado na metodologia proposta (pág. 44). O consumo anual considerado é constante ao longo do período de análise. A Tabela 4 não apresenta valores de geração para os cenários 1 e 2 a partir de 2048 pois ultrapassam o período de análise considerada.

#### • Cenário 1

A Tabela 5 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises dos investimentos na vigência do marco regulatório da GD.

Tabela 5 – fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente A no Cenário 1.

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2023	45583,98	936,22	44647,76	973,98	-151121,22	-154468,33	-154468,33
2024	48706,48	1000,36	47706,13	1033,19	46672,94	39793,14	-114675,19
2025	52042,88	1797,87	50245,01	1096,01	49149,00	38692,73	-75982,46
2026	55607,82	2167,75	53440,07	1162,65	52277,42	38001,46	-37981,00

(cont.)

<b>Ano</b>	<b>Fatura sem GD (R\$)</b>	<b>Fatura com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>	<b>Custos (R\$)</b>	<b>FC (R\$)</b>	<b>FC descontado (R\$)</b>	<b>FC descontado acumulado (R\$)</b>
2027	59416,95	2578,68	56838,27	1233,34	55604,93	37322,52	-658,48
2028	63487,01	3034,49	60452,53	1308,32	59144,20	36655,69	35997,22
2029	67835,87	3539,29	64296,59	1387,87	62908,71	36000,76	71997,97
2030	72482,63	4097,58	68385,05	1472,25	66912,80	35357,50	107355,47
2031	77447,69	4714,24	72733,45	1561,77	71171,69	34725,71	142081,18
2032	82752,86	5394,53	77358,33	1656,72	75701,61	34105,19	176186,37
2033	88421,43	6144,19	82277,24	1757,45	80519,79	33495,74	209682,12
2034	94478,30	6969,41	87508,89	32736,30	54772,59	21038,84	230720,96
2035	100950,06	7876,90	93073,15	3854,67	89218,49	31643,53	262364,49
2036	107865,14	15075,05	92790,09	4089,03	88701,05	29048,95	291413,43
2037	115253,90	9968,45	105285,45	4337,65	100947,80	30526,01	321939,44
2038	123148,79	11168,91	111979,88	4601,38	107378,50	29982,10	351921,54
2039	131584,48	12484,57	119099,91	4881,14	114218,77	29447,86	381369,40
2040	140598,02	13925,42	126672,60	5177,91	121494,69	28923,12	410292,51
2041	150228,99	15502,27	13426,72	5492,73	129233,98	28407,70	438700,21
2042	160519,67	17226,81	143292,86	5826,69	137466,17	27901,45	466601,66
2043	171515,27	19111,69	152403,58	6180,95	146222,63	27404,19	494005,85
2044	183264,07	21170,57	162093,49	6556,75	155536,74	26915,78	520921,63
2045	195817,65	23418,24	172399,41	6955,40	165444,01	26436,05	547357,68
2046	209231,16	25870,67	183360,50	7378,29	175982,20	25964,85	573322,53
2047	223563,50	28545,11	195018,38	7826,89	187191,49	25502,03	598824,55

Fonte: o Autor.

Percebe-se que a fatura sem GD tem acréscimo no valor conforme os anos se passam. Isso ocorre devido ao reajuste tarifário anual considerado no estudo. Além disso, a fatura com GD também possui um valor que aumenta com o passar dos anos. Esse valor refere-se ao custo de disponibilidade da UC e ao consumo não compensado pelo SCEE. Como descrito na metodologia, a contribuição da iluminação pública pode ser ignorada na análise da economia, portanto, a CIP não é considerada na fatura com e sem GD. A economia é a diferença entre a fatura com e sem GD. Os custos representam a manutenção anual e a troca do inversor no ano 12. Nota-se que os custos variam anualmente conforme a taxa do IPCA e no ano 2034 há um custo mais elevado devido à

troca de inversor.

O fluxo de caixa no ano 2023 apresenta valor negativo, pois ele representa a diferença entre a economia do referente ano, que foi de R\$ 50.790,22, e o investimento inicial, que foi de R\$ 194.795,00. Como todo investimento inicial é realizado no primeiro ano, é considerado que o Cliente A pagou o investimento à vista. Os fluxos de caixa descontados são calculados conforme a Equação (6).

A partir da Tabela 5 é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente A. A Tabela 6 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 6 - resultados das análises de investimentos para o Cliente A no Cenário 1.

<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR(%)</b>	<b>PAYBACK DESCONTADO (ANOS)</b>
598.824,55	36,68	5,02

Fonte: o Autor.

## • Cenário 2

O cenário 2 inicia-se em janeiro de 2023, considerando vigência da Lei 14300 (DOU, 2022). A Tabela 7 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises de investimentos desse cenário.

Tabela 7- fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente A no cenário 2.

<b>Ano</b>	<b>Fatura sem GD (R\$)</b>	<b>Fatura com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>	<b>Custos (R\$)</b>	<b>FC (R\$)</b>	<b>FC descontado (R\$)</b>	<b>FC descontado acumulado (R\$)</b>
2023	45584,64	2556,09	43028,55	973,98	-152740,43	-155963,44	-155963,44
2024	48707,19	4491,14	44216,05	1033,19	43182,86	36817,52	-119145,93
2025	52043,63	7292,59	44751,04	1096,01	43655,03	34367,58	-84778,35
2026	55608,62	9960,67	45647,95	1162,65	44485,30	32337,22	-52441,13
2027	59417,81	12940,26	46477,55	1233,34	45244,21	30368,32	-22072,81
2028	63487,93	16260,31	47227,62	1308,32	45919,30	28459,32	6386,51
2029	67836,85	33651,95	34184,90	1387,87	32797,03	18768,75	25155,26
2030	72483,68	36128,17	36355,50	1472,25	34883,25	18432,71	43587,97

(cont.)

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2031	77448,81	38784,92	38663,89	1561,77	37102,12	18102,67	61690,65
2032	82754,05	41635,24	41118,81	1656,72	39462,09	17778,52	79469,16
2033	88422,70	44693,14	43729,57	1757,45	41972,12	17460,15	96929,31
2034	94479,66	47973,61	46506,05	32736,30	13769,75	5289,13	102218,44
2035	100951,52	51492,75	49458,77	3854,67	45604,10	16174,62	118393,06
2036	107866,69	55267,78	52598,92	4089,03	48509,88	15886,63	134279,69
2037	115255,56	59317,18	55938,38	4337,65	51600,73	15603,75	149883,44
2038	123150,57	63660,76	59489,81	4601,38	54888,44	15325,88	165209,32
2039	131586,38	68319,72	63266,66	4881,14	58385,52	15052,94	180262,27
2040	140600,05	73316,82	67283,23	5177,91	62105,32	14784,84	195047,10
2041	150231,15	78676,42	71554,73	5492,73	66062,00	14521,49	209568,59
2042	160521,99	84424,65	76097,34	5826,69	70270,66	14262,80	223831,39
2043	171517,74	90589,48	80928,26	6180,95	74747,31	14008,71	237840,10
2044	183266,71	97200,92	86065,79	6556,75	79509,04	13759,11	251599,21
2045	195820,48	104291,11	91529,37	6955,40	84573,97	13513,95	265113,16
2046	209234,18	111894,48	97339,70	7378,29	89961,41	13273,13	278386,29
2047	223566,72	120047,95	103518,77	7826,89	95691,88	13036,58	291422,87

Fonte: o Autor.

Percebe-se que a fatura sem GD tem acréscimo no valor conforme os anos se passam. Isso ocorre devido ao reajuste tarifário anual considerado no estudo. Além disso, a fatura com GD também possui um valor que aumenta com o passar dos anos. Esse valor refere-se ao custo de disponibilidade da UC e ao consumo não compensado pelo SCEE. Como descrito na metodologia, a contribuição da iluminação pública pode ser ignorada na análise da economia, portanto, ela não é considerada na fatura com e sem GD. A economia é a diferença entre a fatura com e sem GD. Os custos representam a manutenção anual e a troca do inversor no ano 12. Nota-se que os custos variam anualmente conforme a taxa do IPCA e no ano 2034 há um custo mais elevado devido à troca de inversor.

A partir da Tabela 7 é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente A para o período de transição com início em janeiro de 2023. A Tabela 8 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 8 - resultados das análises de investimentos para o Cliente A para o Cenário 2.

<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR(%)</b>	<b>PAYBACK DESCONTADO (ANOS)</b>
291.422,87	27,875	5,78

Fonte: o Autor.

- **Cenário 3**

O Cenário 3 considera início de geração a partir de 2029. A Tabela 9 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises de investimentos desse cenário.

Tabela 9- fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente A no Cenário 3.

<b>Ano</b>	<b>Fatura sem GD (R\$)</b>	<b>Fatura com GD (R\$)</b>	<b>Economia (R\$)</b>	<b>Custos (R\$)</b>	<b>FC (R\$)</b>	<b>FC descontado (R\$)</b>	<b>FC descontado acumulado (R\$)</b>
2029	67836,85	32352,15	35484,70	1387,87	-160698,17	-163311,32	-163311,32
2030	72483,68	34846,74	37636,93	1472,25	36164,68	30833,85	-132477,47
2031	77448,81	37680,72	39768,09	1561,77	38206,32	30078,06	-102399,41
2032	82754,05	40460,71	42293,34	1656,72	40636,62	29539,54	-72859,87
2033	88422,70	43443,80	44978,90	1757,45	43221,45	29010,63	-43849,24
2034	94479,66	46644,70	47834,96	1864,30	45970,65	28491,15	-15358,09
2035	100951,52	50079,20	50872,32	1977,65	48894,67	27980,94	12622,85
2036	107866,69	53764,20	54102,50	2097,89	52004,60	27479,84	40102,68
2037	115255,56	57717,84	57537,73	2225,45	55312,28	26987,67	67090,36
2038	123150,57	61959,55	61191,02	2360,75	58830,27	26504,30	93594,65
2039	131586,38	66510,16	65076,22	2504,29	62571,94	26029,55	119624,20
2040	140600,05	71392,00	69208,05	33528,55	35679,50	13704,95	133329,14
2041	150231,15	76629,01	73602,15	4695,08	68907,06	24439,58	157768,73
2042	160521,99	82246,83	78275,16	4980,54	73294,62	24003,45	181772,18
2043	171517,74	88272,96	83244,79	5283,36	77961,43	23575,07	205347,24
2044	183266,71	94736,85	88529,86	5604,59	82925,27	23154,30	228501,54
2045	195820,48	101670,10	94150,38	5945,35	88205,03	22741,00	251242,54
2046	209234,18	109106,54	100127,64	6306,83	93820,82	22335,05	273577,59

(cont.)

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2047	223566,72	117082,44	106484,29	6690,28	99794,01	21936,32	295513,92
2048	238881,05	125636,67	113244,38	7097,05	106147,33	21544,67	317058,59
2049	255244,40	134810,88	120433,52	7528,55	112904,97	21159,99	338218,58
2050	272728,64	144649,70	128078,94	7986,29	120092,65	20782,15	359000,73
2051	291410,55	155200,97	136209,57	8471,85	127737,72	20411,02	379411,74
2052	311372,17	166515,95	144856,22	8986,94	135869,28	20046,49	399458,23
2053	332701,17	178649,55	154051,62	9533,35	144518,27	19688,44	419146,68

Fonte: o Autor.

Observa-se que o primeiro ano de análise é 2029, ano seguinte ao período de transição. A troca do inversor está no ano 2040 e o período de análise vai até 2053.

A partir da Tabela 9, é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente A para o cenário 3. A Tabela 10 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 10 - resultados das análises de investimentos para o Cliente A para o Cenário 3.

VPL (R\$)	TIR(%)	PAYBACK DESCONTADO (ANOS)
419.146,68	28,14	6,54

Fonte: o Autor.

A Tabela 11 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado caso a resolução normativa 482 (ANEELa, 2012) ainda estivesse em vigência no ano de 2029.

Tabela 11 - resultados das análises de investimentos para o Cliente A caso vigência da RN 482 vigorasse após 2029.

VPL (R\$)	TIR(%)	PAYBACK DESCONTADO (ANOS)
996.882,64	59,5	3,31

Fonte: o Autor.

A Tabela 11 foi construída com o intuito de possuir uma referência de comparação considerando o mesmo período de análise entre vigências, 2029 à 2053. As considerações finais dos estudos comparativos estão elencadas no próximo capítulo.

## 5.2 ESTUDO DE CASO - CLIENTE B

O cliente B caracteriza-se como um produtor rural e tem consumo anual médio de 88980 kWh. O consumo refere-se ao funcionamento de dois aviários, nos quais exaustores representam a principal parcela de consumo.

### 5.2.1 Análise das variáveis do Sistema Fotovoltaico - Cliente B

- **Consumo Anual**

O consumo anual do Cliente B foi observado através do histórico do consumo mensal da fatura de energia, apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 – Histórico de consumo do Cliente B.

Mês	Consumo (kWh)
Janeiro	4512
Fevereiro	2852
Março	3956
Abril	4610
Maio	2915
Junho	6544
Julho	8404
Agosto	3497
Setembro	4000
Outubro	9080
Novembro	4660
Dezembro	4209

Fonte: fatura de energia elétrica do cliente.

O histórico de consumo apresentado na Tabela 12 se enquadra no SCEE, uma vez que o Cliente B possui sistema fotovoltaico. Dessa forma, o consumo total não é apresentado nesse histórico, somente a energia ativa que foi consumida da rede elétrica

que é aferida. Para conhecer o consumo total da UC, utilizou-se os dados de geração do sistema para verificar o que de fato foi consumido simultaneamente com a geração de energia. Verificou-se que o consumo simultâneo, no ano de 2021, foi de 29741,00 kWh, e que o consumo da rede foi de 59239,00 kWh (soma dos consumos mensais do histórico apresentado na Tabela 12), logo o consumo total foi de 88980,00 kWh.

- **Investimento inicial**

O investimento inicial é caracterizado pelo orçamento realizado pelo autor na empresa em que trabalha atualmente. O orçamento foi realizado no dia 14 de agosto de 2022 e é descrito pela Tabela 13.

Tabela 13 - orçamento realizado para o Cliente B.

<b>Item</b>	<b>Valor</b>
Kit Fotovoltaico + Frete	R\$ 212.604,00
Materiais e Serviços	R\$ 99.386,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 311.990,00</b>

Fonte: o Autor.

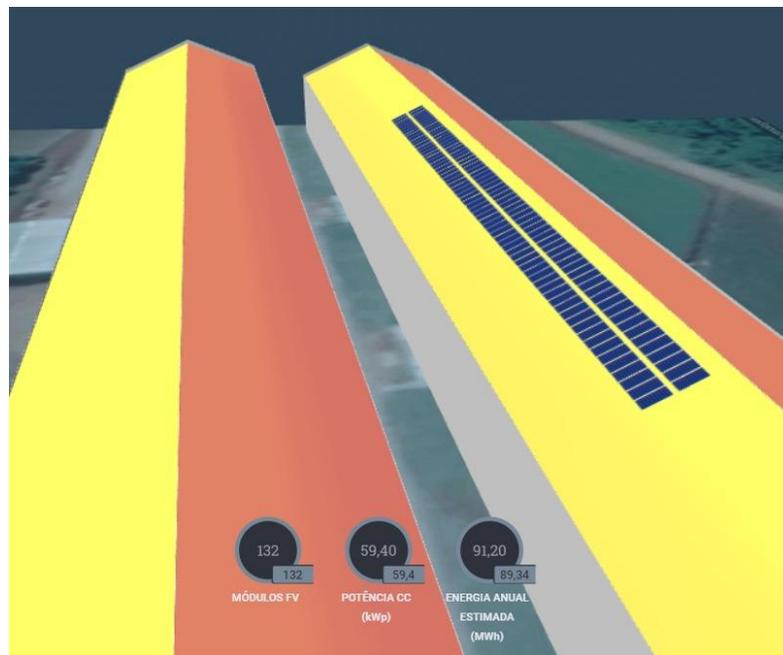
Os valores do kit fotovoltaico e do frete são referentes ao orçamento solicitado à distribuidora Ecori (Ecori Energia Solar, 2022). O valor de materiais e serviços são referentes aos cálculos de horas de serviços necessários para a instalação e funcionamento do sistema, elaboração de projeto, homologação do mesmo na distribuidora e de materiais auxiliares para a instalação do kit fotovoltaico.

- **Previsão de Geração Anual -1º ano (Wh), Quantidade de Placas, Potência CC, Potência Inversor**

Como o Cliente B optou por adquirir um sistema fotovoltaico que fosse capaz de gerar energia suficiente para compensar todo o consumo de sua unidade consumidora, a geração de energia anual média deve ser no mínimo maior que o consumo anual médio. A Figura 20 apresenta o sistema simulado para o estudo deste cliente. Através da simulação é possível estimar a geração de energia anual do sistema fotovoltaico, pois o simulador utiliza ferramentas capazes de estimar a irradiância da área em que o sistema é

instalado e, assim, indicar o desempenho do projeto elaborado. Esse desempenho é afetado pela localização geográfica do projeto e da orientação, inclinação e sombreamento em que as placas solares estão sujeitas.

Figura 20 – simulação dos sistema fotovoltaico do Cliente B.



Fonte: o Autor, simulador SolarEdge Designer (2022).

Através da simulação pode-se observar que a energia anual gerada estimada é de 91200 kWh. Além disso, nota-se que para tal geração são necessários 132 painéis solares de 450 Wp cada. A potência CC do sistema é a soma de todas as potências dos painéis, totalizando 59,40 kWp. Os dois inversores escolhidos para o sistema tem potência de 33,3 kW cada. No ato em que o *kit* fotovoltaico foi orçado, havia somente disponibilidade de inversores com potência de no máximo 33,3 kW, optou-se, então, pela escolha de dois inversores com essa potência.

- **Simultaneidade**

A simultaneidade considerada é calculada através de dados das faturas de energia elétrica e dos dados de geração do sistema fotovoltaico do Cliente B, uma vez que o mesmo já é participante do SCEE. O período analisado para cálculo de simultaneidade é

o ano de 2021. A Tabela 14 apresenta os dados de geração do sistema fotovoltaico e a energia injetada na rede durante o período de análise da simultaneidade.

Tabela 14 - Geração e energia injetada do sistema fotovoltaico do Cliente B no ano de 2021.

Geração (kWh)	Energia Injetada (kWh)
71023	41282

Fonte: o Autor.

Durante o período analisado, a geração total do sistema foi de 71023 kWh e a energia injetada de 41282 kWh. O que foi consumido de forma simultânea à geração é a diferença entre a totalidade da geração e da energia injetada, ou seja, 29741 kWh. A simultaneidade é calculada pela razão da energia consumida simultaneamente à geração e a geração total do período, ou seja, 41,76%.

Ressalta-se que, a simultaneidade pode variar ao longo do tempo, porém a estimativa de 41,76% representa um parâmetro realista e, por isso, é utilizado nos estudos financeiros do Cliente B.

### 5.2.2 Resultados - Cliente B

Os resultados considerados são previstos para três cenários:

- **Cenário 1:** injeção de energia elétrica na rede distribuição a partir de janeiro de 2023 com vigência da RN 482 (ANEELa, 2012);
- **Cenário 2:** injeção de energia elétrica na rede distribuição a partir de janeiro de 2023 com vigência da Lei 14300 (DOU, 2022), dessa forma a análise é realizada no período de transição do marco regulatório;
- **Cenário 3:** injeção de energia no ano de 2029, após o período de transição. Nesse caso é considerada a vigência da Lei 14300 (DOU, 2022).

A Tabela 15 apresenta a previsão de geração e consumo anual para os anos do período analisado, 25 anos. Para o primeiro e o segundo cenário os valores de geração e consumo anual são idênticos. Já para o terceiro cenário, os valores de geração e consumo

anual são idênticos ao cenário 1 e 2, porém se iniciam no ano de 2029 e seu período de análise vai até 2053.

Tabela 15 - previsão de geração e consumo anual do Cliente B.

Ano	Geração Anual (kWh)	Geração Anual (kWh)	Consumo Anual (kWh)
	Cenários 1 e 2	Cenário 3	Cenários 1, 2 e 3
2023	91200,00	-	88980,00
2024	89376,00	-	88980,00
2025	88973,81	-	88980,00
2026	88573,43	-	88980,00
2027	88174,85	-	88980,00
2028	87778,06	-	88980,00
2029	87383,06	91200,00	88980,00
2030	86989,83	89376,00	88980,00
2031	86598,38	88973,81	88980,00
2032	86208,69	88573,43	88980,00
2033	85820,75	88174,85	88980,00
2034	85434,55	87778,06	88980,00
2035	85050,10	87383,06	88980,00
2036	84667,37	86989,83	88980,00
2037	84286,37	86598,38	88980,00
2038	83907,08	86208,69	88980,00
2039	83529,50	85820,75	88980,00
2040	83153,62	85434,55	88980,00
2041	82779,43	85050,10	88980,00
2042	82406,92	84667,37	88980,00
2043	82036,09	84286,37	88980,00
2044	81666,92	83907,08	88980,00
2045	81299,42	83529,50	88980,00
2046	80933,58	83153,62	88980,00
2047	80569,37	82779,43	88980,00
2048	-	82406,92	88980,00
2049	-	82036,09	88980,00
2050	-	81666,92	88980,00
2051	-	81299,42	88980,00
2052	-	80933,58	88980,00

(cont)

Ano	Geração Anual (kWh)	Geração Anual (kWh)	Consumo Anual (kWh)
	Cenários 1 e 2	Cenário 3	Cenários 1, 2 e 3
2053	-	80569,37	88980,00

Fonte: o Autor.

Nota-se que a geração anual vai decrescendo ao longo do tempo, conforme dito na metodologia. O consumo anual considerado é constante ao longo do período de análise.

### • Cenário 1

A Tabela 16 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises dos investimentos na vigência do marco regulatório da GD (Cenário 1).

Tabela 16 - fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente B no Cenário 1.

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2023	69421,03	936,22	68484,81	1559,95	-245065,14	-250194,19	-250194,19
2024	74176,37	1000,36	73176,02	1654,79	71521,22	60978,68	-189215,51
2025	79257,46	1068,88	78188,58	1755,41	76433,17	60172,28	-129043,23
2026	84686,59	1142,10	83544,49	1862,14	81682,36	59376,48	-69666,75
2027	90487,62	1220,33	89267,29	1975,35	87291,94	58591,13	-11075,62
2028	96686,02	1303,92	95382,10	2095,45	93286,65	57816,09	46740,47
2029	103309,02	3247,35	100061,67	2222,86	97838,81	55990,19	102730,66
2030	110385,69	3957,62	106428,07	2358,01	104070,06	54991,83	157722,49
2031	117947,10	4747,60	113199,50	2501,37	110698,13	54011,24	211733,73
2032	126026,48	5624,75	120401,73	2653,46	117748,27	53048,12	264781,85
2033	134659,30	6597,14	128062,15	2814,79	125247,36	52102,14	316883,99
2034	143883,46	7673,54	136209,92	64729,3	71479,99	27456,36	344340,35
035	153739,47	8863,43	144876,04	6921,51	137954,53	48928,97	393269,32
2036	164270,63	17432,34	146838,28	7342,34	139495,95	45683,90	438953,22
2037	175523,17	11625,86	163897,31	7788,75	156108,56	47206,29	486159,51
2038	187546,50	13221,67	174324,84	8262,30	166062,53	46367,78	532527,30
2039	200393,44	14977,71	185415,73	8764,65	176651,08	45544,14	578071,44
2040	214120,39	16908,20	197212,19	9297,54	187914,64	44735,10	622806,54

(cont)

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2041	228787,64	19028,54	209759,09	9862,83	199896,26	43940,40	666746,93
2042	244459,59	21355,41	223104,18	10462,50	212641,68	43159,78	709906,72
2043	261205,07	23906,85	237298,22	11098,61	226199,61	42393,01	752299,73
2044	279097,62	26702,39	252395,22	11773,41	240621,81	41639,83	793939,56
2045	298215,80	29763,19	268452,62	12489,23	255963,38	40900,00	834839,56
2046	318643,59	33112,09	285531,50	13248,58	272282,92	40173,29	875012,86
2047	340470,67	36773,84	303696,84	14054,09	289642,74	39459,47	914472,32

Fonte: o Autor.

Observa-se que a fatura sem GD tem acréscimo no valor conforme os anos se passam. Isso ocorre devido ao reajuste tarifário anual considerado no estudo. Além disso, a fatura com GD também possui um valor que vai aumentando com o passar dos anos. Esse valor refere-se ao custo de disponibilidade da UC e ao consumo não compensado pelo SCEE. Como descrito na metodologia, a contribuição da iluminação pública pode ser ignorada na análise da economia, portanto não se considerada a CIP na fatura com e sem GD. A economia é a diferença entre a fatura com e sem GD. Os custos representam a manutenção anual e a troca do inversor no ano 12. Nota-se que os custos variam anualmente conforme a taxa do IPCA e no ano 2034 há um custo mais elevado devido às trocas de inversores consideradas.

O fluxo de caixa no ano 2023 apresenta valor negativo, pois ele representa a diferença entre a economia do referente ano, que foi de R\$ 68.484,81, e o investimento inicial, de R\$ 311.990,00. Como todo investimento inicial é realizado no primeiro ano, é considerado que o Cliente B pagou o investimento à vista. Os fluxos de caixa descontados são calculados conforme a Equação (6).

A partir da Tabela 16, é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente B. A Tabela 17 apresenta os valores do valor presente líquido, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 17 - resultados das análises de investimentos para o Cliente B no Cenário 1.

VPL (R\$)	TIR(%)	PAYBACK DESCONTADO (ANOS)
914.472,32	35,32	5,19

Fonte: o Autor.

- **Cenário 2**

O Cenário 2 analisa a vigência da Lei 14300 (DOU, 2022) com início de geração em janeiro de 2023. A Tabela 18 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises de investimentos desse cenário.

Tabela 18 - fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente B no Cenário 2.

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2023	69422,04	2937,23	66484,80	1559,95	-247065,15	-252040,92	-252040,92
2024	74177,44	5340,78	68836,66	1654,79	67181,87	57278,96	-194761,96
2025	79258,60	8048,22	71210,38	1755,41	69454,98	54678,68	-140083,28
2026	84687,81	11117,54	73570,27	1862,14	71708,13	52126,02	-87957,25
2027	90488,93	14586,63	75902,30	1975,35	73926,95	49620,43	-38336,83
2028	96687,42	18496,88	78190,54	2095,45	76095,09	47161,31	8824,49
2029	103310,51	41491,61	61818,90	2222,86	59596,04	34105,01	42929,50
2030	110387,28	44637,72	65749,56	2358,01	63391,55	33496,83	76426,33
2031	117948,81	48018,70	69930,10	2501,37	67428,73	32899,47	109325,80
2032	126028,30	51651,87	74376,43	2653,46	71722,97	32312,73	141638,53
2033	134661,24	55555,82	79105,42	2814,79	76290,63	31736,44	173374,97
2034	143885,53	59750,48	84135,05	64729,93	19405,12	7453,75	180828,72
2035	153741,69	64257,27	89484,43	6921,51	82562,92	29282,97	210111,69
2036	164273,00	69099,12	95173,88	7342,34	87831,54	28764,19	238875,88
2037	175525,70	74300,68	101225,02	7788,75	93436,27	28254,57	267130,44
2038	187549,21	79888,38	107660,83	8262,30	99398,53	27753,94	294884,38

(cont.)

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2039	200396,33	85890,55	114505,78	8764,65	105741,13	27262,15	322146,54
2040	214123,48	92337,62	121785,86	9297,54	112488,31	26779,05	348925,59
2041	228790,94	99262,21	129528,73	9862,83	119665,89	26304,48	375230,07
2042	244463,12	106699,32	137763,80	10462,50	127301,31	25838,29	401068,35
2043	261208,84	114686,47	146522,37	11098,61	135423,75	25380,33	426448,68
2044	279101,65	123263,95	155837,70	11773,41	144064,28	24930,46	451379,14
2045	298220,11	132474,94	165745,17	12489,23	153255,94	24488,54	475867,68
2046	318648,19	142365,75	176282,43	13248,58	163033,86	24054,42	499922,10
2047	340475,59	152986,08	187489,51	14054,09	173435,42	23627,97	523550,06

Fonte: o Autor.

Observa-se que a fatura sem GD tem acréscimo no valor conforme os anos se passam. Isso ocorre devido ao reajuste tarifário anual considerado no estudo. Além disso, a fatura com GD também possui um valor que vai aumentando com o passar dos anos. Esse valor refere-se ao custo de disponibilidade da UC e ao consumo não compensado pelo SCEE. Como descrito na metodologia, a contribuição da iluminação pública pode ser ignorada na análise da economia, portanto não se considerada a CIP na fatura com e sem GD. A economia é a diferença entre a fatura com e sem GD. Os custos representam a manutenção anual e a troca do inversor no ano 12. Nota-se que os custos variam anualmente conforme a taxa do IPCA e no ano 2034 há um custo mais elevado devido às trocas de inversores consideradas.

A partir da Tabela 18 é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente B para o período de transição com início em janeiro de 2023. A Tabela 19 apresenta os valores do valor presente líquido, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 19 - resultados das análises de investimentos para o Cliente B no Cenário 2.

VPL (R\$)	TIR(%)	PAYBACK DESCONTADO (ANOS)
523.550,06	28,47	5,81

Fonte: o Autor.

- **Cenário 3**

O Cenário 3 possui vigência da Lei 14300 (DOU, 2022) e inicia em janeiro de 2029. A Tabela 20 apresenta os fluxos de caixa considerados para as análises de investimentos desse cenário.

Tabela 20 - fluxos de caixa previstos para o investimento do Cliente B no Cenário 3.

Ano	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Economia (R\$)	Custos (R\$)	FC (R\$)	FC descontado (R\$)	FC descontado acumulado (R\$)
2029	103310,51	39636,56	63673,95	2222,86	-250538,91	-255248,46	-255248,46
2030	110387,28	42966,05	67421,23	2358,01	65063,22	55472,62	-199775,84
2031	117948,81	46053,97	71894,83	2501,37	69393,46	54630,25	-145145,59
2032	126028,30	49362,64	76665,66	2653,46	74012,20	53800,89	-91344,70
2033	134661,24	52907,76	81753,48	2814,79	78938,69	52984,35	-38360,35
2034	143885,53	56706,15	87179,38	2985,93	84193,45	52180,42	13820,08
2035	153741,69	61745,80	91995,90	3167,47	88828,42	50833,82	64653,90
2036	164273,00	66427,69	97845,31	3360,05	94485,25	49927,10	114581,00
2037	175525,70	71459,11	104066,59	3564,35	100502,25	49036,52	163617,52
2038	187549,21	76865,82	110683,39	3781,06	106902,34	48161,79	211779,31
2039	200396,33	82675,48	117720,85	4010,95	113709,90	47302,63	259081,94
2040	214123,48	88917,78	125205,70	65998,81	59206,89	22742,11	281824,05
2041	228790,94	95624,55	133166,39	8267,54	124898,85	44298,45	326122,50
2042	244463,12	102829,96	141633,15	8770,21	132862,95	43511,64	369634,14
2043	261208,84	110570,68	150638,16	9303,43	141334,73	42738,77	412372,92
2044	279101,65	118886,01	160215,64	9869,08	150346,55	41979,59	454352,50
2045	298220,11	127818,16	170401,95	10469,12	159932,83	41233,85	495586,35
2046	318648,19	137412,38	181235,81	11105,65	170130,16	40501,31	536087,66
2047	340475,59	147717,21	192758,37	11780,87	180977,50	39781,75	575869,42
2048	363798,16	158784,75	205013,41	12497,15	192516,27	39074,94	614944,36
2049	388718,34	170670,85	218047,49	13256,97	204790,51	38380,64	653325,00
2050	415345,55	183435,44	231910,11	14063,00	217847,11	37698,65	691023,65
2051	443796,72	197142,78	246653,93	14918,03	231735,91	37028,73	728052,38
2052	474196,79	211861,81	262334,98	15825,04	246509,93	36370,68	764423,06
2053	506679,27	227666,47	279012,80	16787,21	262225,60	35724,29	800147,36

Fonte: o Autor.

Observa-se que o primeiro ano de análise é 2029, ano seguinte ao período de transição, a troca dos inversores está no ano 2040 e período de análise abrange até 2053.

A partir da Tabela 20 é analisado o investimento financeiro para o projeto de instalação do sistema fotovoltaico na unidade consumidora do Cliente B no ano seguinte ao período de transição. A Tabela 21 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado para o projeto em estudo.

Tabela 21 - resultados das análises de investimentos para o Cliente B no Cenário 3.

<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR(%)</b>	<b>PAYBACK DESCONTADO (ANOS)</b>
800.147,36	31,92	5,74

Fonte: o Autor.

A Tabela 22 apresenta os valores do VPL, da TIR e do payback descontado caso a Resolução Normativa 482 (ANEELa, 2012) ainda estivesse em vigência no ano de 2029.

Tabela 22 - resultados das análises de investimentos para o Cliente B caso vigência da RN 482 vigorasse após 2029.

<b>VPL (R\$)</b>	<b>TIR(%)</b>	<b>PAYBACK DESCONTADO (ANOS)</b>
1.568.754,25	57,39	3,42

Fonte: o Autor.

A Tabela 22 é construída com o intuito de possuir uma referência de comparação considerando o mesmo período de análise entre vigências, 2029 à 2053. As considerações finais dos estudos comparativos estão elencadas no próximo capítulo.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 6.1 ANÁLISE DE RESULTADOS

A comparação do VPL, da TIR e do payback descontado entre as vigências dos instrumentos legais é apresentada nas Tabelas 23 à 25. Essas tabelas apresentam 5 colunas: a primeira indica o Cliente analisado; a segunda indica o critério de análise para a vigência da RN 482 (ANEELa, 2012) com início da geração em janeiro de 2023; a terceira indica para vigência da Lei 14300 (DOU, 2022) com início da geração em janeiro de 2023; a quarta indica o critério de análise para RN 428 (ANEELa, 2012) caso vigorasse em 2029 e com início de geração em janeiro do mesmo ano; a quinta para a Lei 14300 (DOU, 2022) com início de geração em janeiro de 2029.

Tabela 23 – comparação do VPL (R\$) para cada análise dos estudos de caso.

Início Geração	janeiro 2023		janeiro 2029	
	Cliente	RN 482	Lei 14300	RN 482
A	598.824,55	291.422,87	996.882,64	419.146,68
B	914.472,32	523.560,06	1.568.754,25	800.147,36

Fonte: o Autor.

O VPL para investimentos em sistemas fotovoltaicos participantes do SCEE tem perda significativa na vigência da Lei 14300 (DOU, 2022). Considerando início de geração em janeiro de 2023, o impacto para o Cliente A é uma perda de 51,33%; para o Cliente B, uma perda de 42,75%.

Considerando a comparação no cenário hipotético onde a RN 482 (ANEELa, 2012) vigora em 2029, o decréscimo no VPL para o Cliente A é de 57,95%; para o Cliente B, 48,9%.

Comparando-se a vigência da Lei 14300 com início da geração em 2023 e 2029, nota-se que o VPL é maior no segundo caso para os dois clientes, mesmo que a compensação das tarifas seja maior no período de transição (início da geração em janeiro de 2023). Isso evidencia que o fator determinante para o VPL é o reajuste tarifário.

Tabela 24 – comparação da TIR (%) para cada análise dos estudos de caso.

Início Geração	janeiro 2023		janeiro 2029	
	Cliente	RN 482	Lei 14300	RN 482
<b>A</b>	36,68	27,86	59,5	28,14
<b>B</b>	35,32	28,47	57,39	31,92

Fonte: o Autor.

A TIR para investimentos em sistemas fotovoltaicos participantes do SCEE tem perda considerável na vigência da Lei 14300 DOU, 2022). Considerando início de geração em janeiro de 2023, o impacto para o Cliente A é uma diferença de 8,82%; para o Cliente B, 6,85%.

Considerando a comparação no cenário hipotético onde a RN 482 (ANEELa, 2012) vigora em 2029, a diferença da TIR é expressiva; para o Cliente A é de 31,36%; para o Cliente B, 25,47%.

Comparando-se a vigência da RN 482 com início da geração em 2023 e o cenário hipotético de 2029, nota-se que a TIR tem um acréscimo notável para os dois clientes.

Analisando-se o valor da TIR nos cenários da Lei 14300 (DOU, 2022), observa-se um pequeno aumento na diferença para os Clientes A e B. Uma diferença de 0,28% e 3,45%, respectivamente. Considerando-se a TMA de 8,30% indicada na metodologia proposta, os valores da TIR indicam que o investimento é viável.

Tabela 25 - comparação do payback descontado (anos) para cada análise dos estudos de caso.

Início Geração	janeiro 2023		janeiro 2029	
	Cliente	RN 482	Lei 14300	RN 482
<b>A</b>	5,02	5,78	3,31	6,54
<b>B</b>	5,19	5,81	3,42	5,74

Fonte: o Autor.

O payback descontado para investimentos em sistemas fotovoltaicos participantes do SCEE tem uma perda sutil na comparação com início de geração em janeiro de 2023, menor que um ano para os dois clientes. Para a comparação hipotética, o aumento do payback descontado é significativo; para o Cliente A, 3,23 anos (acrécimo de 97,58%); para o B, 2,23 anos (acrécimo de 67,83%).

Comparando-se os cenários da Lei 14300 (DOU, 2022), o *payback* descontado para o Cliente A tem um acréscimo de 0,76 anos. Para o Cliente B um decréscimo de 0,07 anos. Percebe-se que a interação entre a simultaneidade e o reajuste tarifário contribuem para esse comportamento, uma vez que a simultaneidade do Cliente B é maior que a do A.

## 6.2 CONCLUSÃO

Investimentos na vigência da Lei 14300 são viáveis, pois o VPL apresenta valor positivo e significativo, a TIR possui valor maior que a TMA considerada no estudo e o *payback* descontado não teve acréscimos de anos significativos. No entanto, nota-se uma perda no VPL dos investimentos na vigência da nova lei.

## 6.3 SUGESTÕES DE ESTUDOS FUTUROS

- Avaliar o impacto da aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022) para modalidades de geração diferentes dos estudos de caso do presente estudo, por exemplo, autoconsumo remoto, onde a simultaneidade é 0%;
- Considerar outras modalidades de consumo e grupos de consumidores na análise, por exemplo, B2 residencial e A3 industrial;
- Promover essas análises para diferentes regiões do país, a fim de comparar os impactos para diferentes distribuidoras;
- Avaliar os estudos após a análise dos benefícios da GD pela ANEEL.

## REFERÊNCIAS

Diário Oficial da União (DOU, 2022) . **Lei nº 14.300**, 6 de Janeiro de 2022. Diário Oficial da União - Seção: 1 - Página: 4, Brasília, 2022. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm). Acesso em 1 jun. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELa, 2012). Resolução normativa nº 482. 17 abr. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 01 jun. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELb). Resolução normativa nº 687. 21 nov. 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em 01 jun. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELc). Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Módulo 7.Submódulo:7.1. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V2\\_5C.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf) . Acesso em 01 jun. 2022

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELd). Modalidades Tarifárias. Disponível em:<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 17 mai. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELe). Postos Tarifários. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Acesso em: 17 maio 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELf). Geração. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 12 set. 2022

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELg). Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/resultado->

dos-processos-tarifarios-de-distribuicao. Acesso em: 02 jun. 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEELh). Tarifas e Informações Econômico-Financeiras. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/tarifas-e-informacoes-economico-financeiras>. Acesso em: 12 set. 2022.

Companhia Paulista de Força e Luz (CPFLa). Tributos Municipais, Estaduais e Federais. Disponível em: <https://servicosonline.cpfl.com.br/agencia-webapp/#/tributos>. Acesso em: 12 set. 2022.

Companhia Paulista de Força e Luz (CPFLb). Tarifas PIS/Cofins - RGE. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/pis-cofins-rge>. Acesso em: 12 set. 2022.

CECATO DELUNARDO, Mateus. Análise Econômica das Novas Regras de Compensação de Energia Estabelecidas no Marco Legal da Geração Distribuída em Sistemas de Microgeração para Consumidores do Grupo B 103 f. – Instituto Federal do Espírito Santo - IFES, Vitória, 2022.

PEREIRA MENEZES, Mariana. Impactos da Lei 14300 na Viabilidade de Usinas de Micro e Minigeração Fotovoltaica: Estudo de Caso no Ceará 56 f. – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

Greener. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída | Lei 14.300/2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em: 17 mai. 2022.

Energês. Entendendo a fatura de energia-1, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia/>. Acesso em: 17 maio 2022.

Portal Solar. Geração Distribuída (GD), 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>. Acesso em 17 mai. 2022.

Bárbara Rubim. Principais pontos do marco legal da GD, 2022. Disponível em: <https://genyx.com.br/principais-pontos-do-marco-legal-da-gd/>. Acesso em 17 mai. 2022.

DAH Solar. DHM-72L9/BF, Módulo FV alta eficiência bifacial, 2022. Disponível em: [https://pt.dahsolarpv.com/dhm-72l9-bf-445-455w\\_p182.html](https://pt.dahsolarpv.com/dhm-72l9-bf-445-455w_p182.html). Acesso em 12 set. 2022.

Toro Blog. Afinal, quanto rende a poupança hoje, por mês e ao ano?, 2022. Disponível em: <https://blog.toroinvestimentos.com.br/renda-fixa/quanto-rende-a-poupanca>. Acesso em 14 set. 2022.

Solar Edge. Solar Edge Designer, 2022. Disponível em: <https://www.solaredge.com/br/products/installer-tools/designer#/>. Acesso em 14 set. 2022.

Mitratech. Energia Solar Como Funciona, 2022. Disponível em: <https://mitratech.com.br/como-funciona-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em 14 set. 2022.

Elysia Energia Solar. Custo de Manutenção de Sistema Fotovoltaico: Alto ou Baixo?, (2017). Disponível em: <https://elysia.com.br/manutencao-de-painel-fotovoltaico/>. Acesso em 18 set. 2022.

IPEADATA. Índice de Preços ao Consumidor Ampliado (IPCA), 2022. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=38391>. Acesso em: 18 set. 2022.

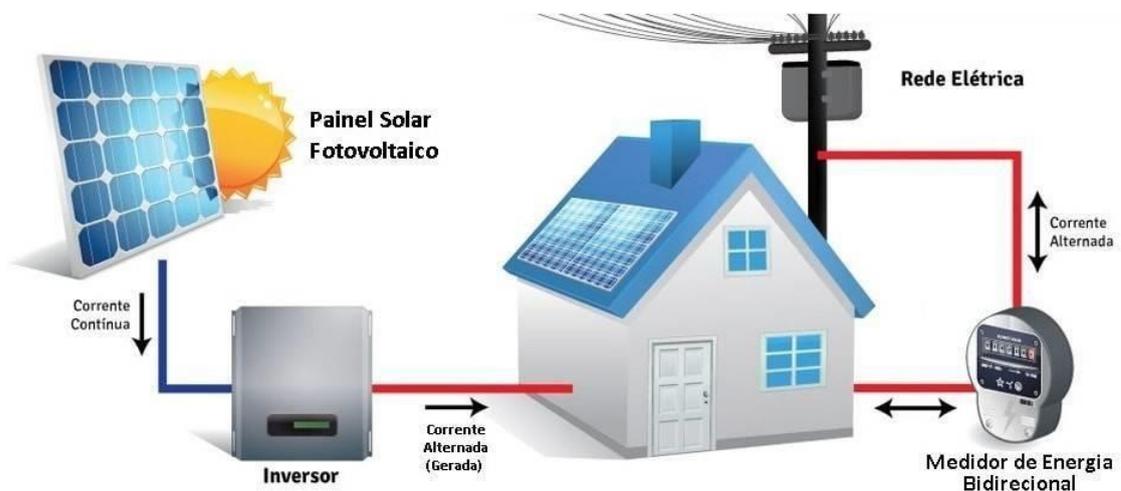
Miro. Plataforma visual colaborativa, 2022. Disponível em: <https://miro.com/pt/>. Acesso em 25 set. 2022.

Ecori Energia Solar. Energia solar ao alcance de todos, 2022. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/>. Acesso em 25 set. 2022.

## APÊNDICE A – SIMULTANEIDADE EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS JUNTO À CARGA

Esse apêndice apresenta o fator da simultaneidade em sistemas fotovoltaicos com geração junto à carga e sua importância após a aprovação da Lei 14300(DOU, 2022). Para melhor entender a simultaneidade, a Figura 21 representa o fluxo de energia de uma instalação com um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica da distribuidora.

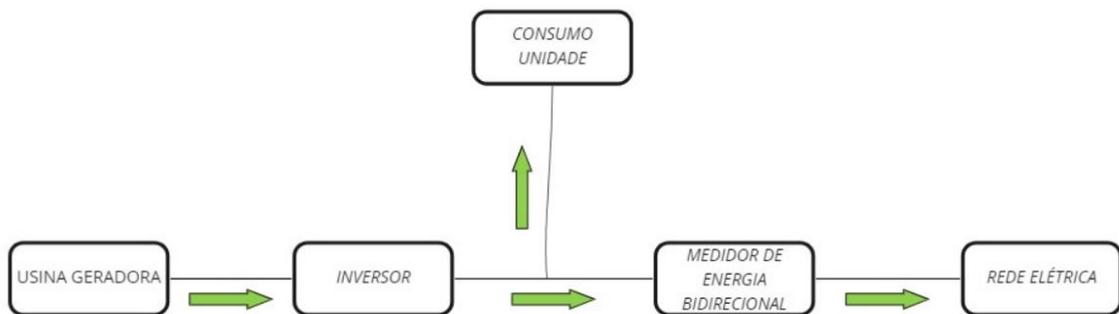
Figura 21 – fluxo de energia de consumidor participante do SCEE.



Fonte: Mitrtech (2022).

O medidor de energia bidirecional permite aferir a energia demandada e a energia que a unidade geradora injetou na rede elétrica da distribuidora. A energia elétrica que foi consumida de forma simultânea à geração não percorre o medidor bidirecional, logo, não é aferida. Com a finalidade de exemplificar esse comportamento, quatro possíveis momentos são elencados através de figuras. A Figura 22 indica o momento denominado como Momento 1.

Figura 22 – Momento 1

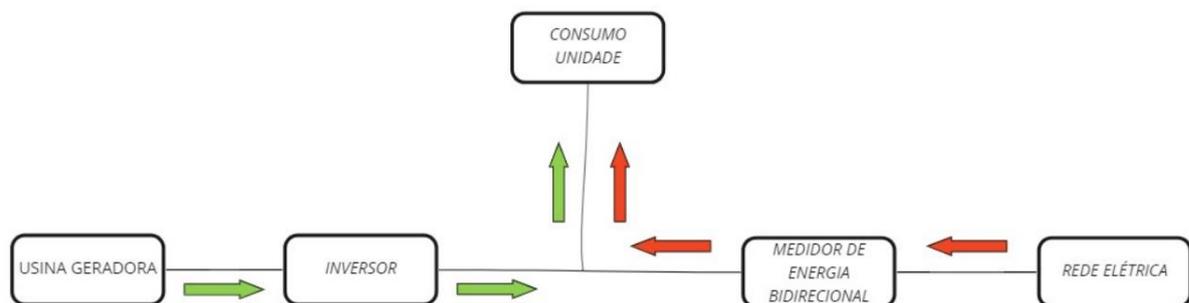


Fonte: o Autor

No Momento 1 observa-se que todo o consumo da unidade está sendo demandado da usina fotovoltaica. Além disso, parte da energia gerada está sendo injetada na rede elétrica e, dessa forma, gerando créditos através do SCEE. Nesse momento o medidor bidirecional está aferindo apenas a energia injetada pelo sistema do cliente.

A Figura 23 indica o momento denominado como Momento 2.

Figura 23 – Momento 2



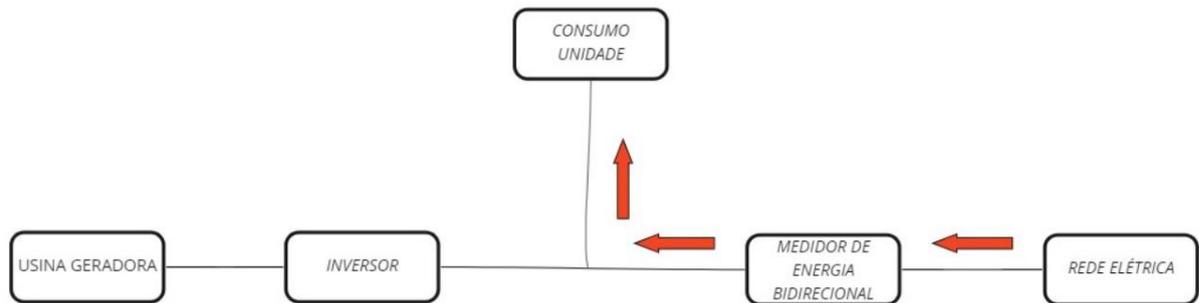
Fonte: o Autor

No momento 2 observa-se que o consumo da unidade está sendo demandado parte da usina fotovoltaica e parte da rede elétrica da distribuidora. Nesse momento o medidor bidirecional está aferindo apenas a parte da energia demandada pela rede elétrica. Nota-se que quanto maior a energia que a usina fotovoltaica entrega à unidade consumidora,

menor será a energia da rede elétrica que o medidor bidirecional aferirá.

A Figura 24 indica o momento denominado como Momento 3.

Figura 24 – Momento 3

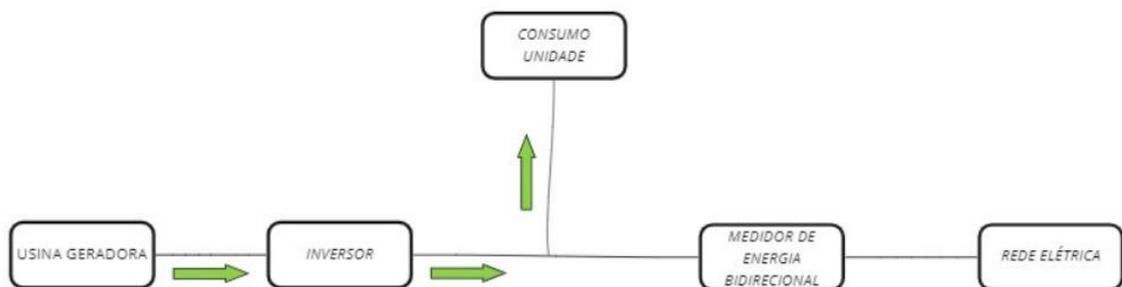


Fonte: o Autor

No Momento 3 observa-se que todo o consumo da unidade está sendo demandado da rede elétrica da distribuidora. Nesse momento o medidor bidirecional está aferindo apenas a energia demandada pela rede elétrica.

A Figura 25 indica o momento denominado como Momento 4.

Figura 25 – Momento 4



Fonte: o Autor

No momento 4 observa-se que todo o consumo da unidade está sendo demandado da usina fotovoltaica. Nota-se que nesse momento não há fluxo de energia pelo medidor bidirecional. O momento 4 ocorre apenas em situações muito específicas e em tempos muito curtos.

Todos os momentos apresentados variam conforme a geração fotovoltaica. Uma vez que a geração fotovoltaica é dependente das características da irradiação solar e, portanto, da variação do clima onde esse sistema se encontra, os momentos 1,2,3 e 4 variam ao longo das horas dos dias e também, ao longo das estações do ano. Observa-se que o momento 3, por exemplo, caracteriza as horas do dia que são noite, logo sem geração da energia que depende do sol. O Momento 1, por exemplo, caracteriza horas de dias ensolarados onde a irradiação nas placas solares apresenta seus maiores níveis.

A Tabela 26 indica as relações entre a geração da usina, o consumo da unidade e a energia aferida pelo medidor bidirecional.

Tabela 26 – relações de grandezas elétricas do medidor bidirecional.

<b>Momento</b>	<b>Relação</b> <i>Geração<sub>usina</sub> e Consumo<sub>unidade</sub></i>	<b>Energia aferida pelo medidor</b>
<b>1</b>	$Geração_{usina} > Consumo_{unidade}$	$Energia_{aferida} = Geração_{usina} - Consumo_{unidade}$
<b>2</b>	$Geração_{usina} < Consumo_{unidade}$	$Energia_{aferida} = Consumo_{unidade} - Geração_{usina}$
<b>3</b>	$Geração_{usina} = 0$	$Energia_{aferida} = Consumo_{unidade}$
<b>4</b>	$Geração_{usina} = Consumo_{unidade}$	$Energia_{aferida} = 0$

Fonte: o Autor

A simultaneidade é calculada conforme a Equação (8).

$$Simultaneidade = \frac{Energia_{Gerada} - Energia_{Injetada}}{Energia_{gerada}} \quad (8)$$

De modo geral, a simultaneidade varia conforme os momentos apresentados

variam. Para considerações em simulações, calcula-se a simultaneidade ao longo de um período determinado, gerando uma simultaneidade média.

Com a aprovação da Lei 14300 (DOU, 2022), a simultaneidade terá papel fundamental nos cálculos de retornos de investimentos para sistemas que participarão do SCEE. Sabe-se que com a aprovação da nova Lei, componentes da TUSD e TE incidirão sobre toda energia consumida da rede. Portanto, quanto maior a simultaneidade, menor será a energia que o medidor bidirecional aferirá e, dessa forma, menor será o valor que o prosumidor terá que pagar pela fatura de energia.

Ressalta-se que a simultaneidade depende de perfis de consumo de energia elétrica. Por isso, é importante conhecer o perfil de consumo da unidade consumidora que pretende participar do SCEE para realizar uma simulação precisa.

## ANEXO A – RESOLUÇÃO NORMATIVA 482

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012

Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

[Texto Integral](#)

[Módulos do PRODIST](#)

[Voto](#)

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, o que consta no Processo nº 48500.004924/2010-51 e considerando:

as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010, realizada por intercâmbio documental no período de 10 de setembro a 9 de novembro de 2010 e

as contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011, realizadas no período de 11 de agosto a 14 de outubro de 2011, resolve:

### CAPÍTULO I

#### DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Estabelecer as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. .

Art. 2º Para efeitos desta Resolução, ficam adotadas as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; ([Redação dada pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017](#))

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

IV - melhoria: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, visando manter a prestação de serviço adequado de energia elétrica; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

V - reforço: instalação, substituição ou reforma de equipamentos em instalações de distribuição existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de distribuição, de confiabilidade do sistema de distribuição, de vida útil ou para conexão de usuários; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

§1º É vedado o enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da CCEE ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, devendo a distribuidora identificar esses casos. ([Inserido pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017](#))

§2º A vedação de que trata o §1º não se aplica aos empreendimentos que tenham protocolado a solicitação de acesso, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, em data anterior a publicação deste regulamento. ([Inserido pela REN ANEEL 786, de 17.10.2017](#))

## CAPÍTULO II DO ACESSO AOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Art. 3º Na solicitação de fornecimento inicial ou aumento de potência disponibilizada de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída aplicam-se os procedimentos, prazos e condições estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e no Módulo 3 do PRODIST. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

Art. 4º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§1º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§2º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§ 3º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§4º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§5º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§6º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

Art. 4º-A É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída, devendo a distribuidora identificar esses casos, solicitar a readequação da instalação e, caso não atendido, negar a adesão ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica. ([Incluído pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Art. 5º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§1º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

§2º ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 07.12.2021](#))

## CAPÍTULO III DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 6º Podem aderir ao sistema de compensação de energia elétrica os consumidores responsáveis por unidade consumidora: ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

I – com microgeração ou minigeração distribuída; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

II – integrante de empreendimento de múltiplas unidades consumidoras; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

III – caracterizada como geração compartilhada; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

IV – caracterizada como autoconsumo remoto. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

§1º Para fins de compensação, a energia ativa injetada no sistema de distribuição pela unidade consumidora será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 (sessenta) meses. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

§2º A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

Art. 6-A A distribuidora não pode incluir os consumidores no sistema de compensação de energia elétrica nos casos em que for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em reais por unidade de energia elétrica. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

Art. 7º No faturamento de unidade consumidora integrante do sistema de compensação de energia elétrica devem ser observados os seguintes procedimentos: ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

I - deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

II – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, exceto para aquelas de que trata o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

III – para o caso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída a que se refere o inciso II do art. 6º, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

IV – o excedente de energia é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, exceto para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, em que o excedente é igual à energia injetada; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

V – quando o crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores for utilizado para compensar o consumo, não se deve debitar do saldo atual o montante de energia equivalente ao custo de disponibilidade, aplicado aos consumidores do grupo B; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VI - o excedente de energia que não tenha sido compensado na própria unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, observando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VII – para o caso de unidade consumidora em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

VIII - o titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir o percentual da energia excedente que será destinado a cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, podendo solicitar a alteração junto à distribuidora, desde que efetuada por escrito, com antecedência mínima de 60 (sessenta) dias de sua aplicação e, para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, acompanhada da cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

IX - para cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, encerrada a compensação de energia dentro do mesmo ciclo de faturamento, os créditos remanescentes devem permanecer na unidade consumidora a que foram destinados; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

X - quando a unidade consumidora onde ocorreu a geração excedente for faturada na modalidade convencional, os créditos gerados devem ser considerados como geração em período fora de ponta no caso de se utilizá-los em outra unidade consumidora; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

XI - em cada unidade consumidora participante do sistema de compensação de energia elétrica, a compensação deve se dar primeiramente no posto tarifário em que ocorreu a geração e, posteriormente, nos demais postos tarifários, devendo ser observada a relação dos valores das tarifas de energia – TE (R\$/MWh), publicadas nas Resoluções Homologatórias que aprovam os processos tarifários, se houver; ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

XII - os créditos de energia ativa expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

XIII - eventuais créditos de energia ativa existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor devem ser contabilizados pela distribuidora em nome do titular da respectiva unidade consumidora pelo prazo máximo de 60 (sessenta) meses após a data do faturamento, exceto se houver outra unidade consumidora sob a mesma titularidade e na mesma área de concessão, sendo permitida, nesse caso, a transferência dos créditos restantes; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

XIV – adicionalmente às informações obrigatórias, a fatura dos consumidores que possuem microgeração ou minigeração distribuída deve conter, a cada ciclo de faturamento: [\(Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021\)](#)

a) informação da participação da unidade consumidora no sistema de compensação de energia elétrica; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

b) o saldo anterior de créditos em kWh; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

c) a energia elétrica ativa consumida, por posto tarifário; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

d) a energia elétrica ativa injetada, por posto tarifário; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

e) histórico da energia elétrica ativa consumida e da injetada nos últimos 12 ciclos de faturamento; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

f) o total de créditos utilizados no ciclo de faturamento, discriminados por unidade consumidora; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

g) o total de créditos expirados no ciclo de faturamento; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

h) o saldo atualizado de créditos; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

i) a próxima parcela do saldo atualizado de créditos a expirar e o ciclo de faturamento em que ocorrerá; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

XV - as informações elencadas no inciso XIV podem ser fornecidas ao consumidor, a critério da distribuidora, por meio de um demonstrativo específico anexo à fatura, correio eletrônico ou disponibilizado pela internet em um espaço de acesso restrito, devendo a fatura conter, nesses casos, no mínimo as informações elencadas nas alíneas “a”, “c”, “d” e “h” do referido inciso; [\(Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.\)](#)

XVI - para as unidades consumidoras cadastradas no sistema de compensação de energia elétrica que não possuem microgeração ou minigeração distribuída instalada, além da informação de sua participação no sistema de compensação de energia, a fatura deve conter o total de créditos utilizados na correspondente unidade consumidora por posto tarifário, se houver; ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

XVII - para as unidades consumidoras atendidas em tensão primária com equipamentos de medição instalados no secundário dos transformadores deve ser deduzida a perda por transformação da energia injetada por essa unidade consumidora, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

XVIII – os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações nas tarifas de energia elétrica; e ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

XIX – para unidades consumidoras classificados na subclasse residencial baixa renda deve-se, primeiramente, aplicar as regras de faturamento previstas neste artigo e, em seguida, conceder os descontos conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

§1º Os efeitos tarifários decorrentes do sistema de compensação de energia elétrica serão contemplados nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

§ 2º A cobrança das bandeiras tarifárias deve ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado, nos termos deste artigo. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015.](#))

#### CAPÍTULO IV DA MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 8º - A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição para microgeração distribuída, de acordo com as especificações técnicas do PRODIST. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

§1º Os custos de adequação do sistema de medição para a conexão de minigeração distribuída e de geração compartilhada são de responsabilidade do interessado. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

§2º Os custos de adequação a que se refere o §1º correspondem à diferença entre os custos dos componentes do sistema de medição requeridos para o sistema de compensação de energia elétrica e dos componentes do sistema de medição convencional utilizados em unidades consumidoras do mesmo nível de tensão. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

Art. 9º Após a adequação do sistema de medição, a distribuidora será responsável pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição ou adequação.

Art. 10. A distribuidora deverá iniciar o sistema de compensação de energia elétrica após realizar a vistoria e instalar ou adequar o sistema de medição, conforme procedimentos e prazos estabelecidos nas Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

#### CAPÍTULO V DAS RESPONSABILIDADES POR DANO AO SISTEMA ELÉTRICO

Art. 11. A distribuidora deve exigir do consumidor o ressarcimento de indenizações no caso de danos ao sistema elétrico de distribuição e danos a equipamentos elétricos de outros consumidores comprovadamente ocasionado por microgeração ou minigeração distribuída, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Art.12. A distribuidora deve suspender imediatamente o fornecimento no caso de o consumidor gerar energia elétrica na sua unidade consumidora sem observar as normas e padrões da distribuidora local, conforme Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Parágrafo único. Caso seja comprovado que houve irregularidade na unidade consumidora, nos termos do *caput*, os créditos de energia ativa gerados no respectivo período não poderão ser utilizados no sistema de compensação de energia elétrica.

#### CAPÍTULO VI DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art.13 Compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia elétrica e envio dos dados para registro junto à ANEEL, conforme modelo disponível no site da Agência. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

Parágrafo único. Os dados para registro devem ser enviados até o dia 10 (dez) de cada mês, contendo os dados das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída que entraram em operação no mês anterior. ([Incluído pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

Art. 13-A ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Art. 13-B Aplicam-se às unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia, de forma complementar, as disposições das Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e do PRODIST. ([Redação dada pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Art.14. ([Revogado pela REN ANEEL 1.000, de 14.12.2021](#))

Art. 15. A ANEEL irá revisar esta Resolução até 31 de dezembro de 2019. ([Redação dada pela REN ANEEL 687, de 24.11.2015](#))

Art. 16. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

NELSON JOSÉ HÜBNER MOREIRA

Este texto não substitui o publicado no D.O. de [19.04.2012](#), seção 1, p. 53, v. 149, n. 76 e o retificado no D.O. de [08.05.2012](#) e [19.09.2012](#).

[\(Retificada a nota explicativa \(1\) da Tabela 2 da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, pelo DSP SRD/ANEEL 720 de 25.03.2014\)](#)

ANEXO B – LEI 14300

## DIÁRIO OFICIAL DA UNIÃO

Publicado em: 07/01/2022 | Edição: 5 | Seção: 1 | Página: 4

Órgão: Atos do Poder Legislativo

### LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as [Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004](#), e [9.427, de 26 de dezembro de 1996](#); e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA

Faço saber que o Congresso Nacional decreta e eu sanciono a seguinte Lei:

CAPÍTULO I

DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º Para fins e efeitos desta Lei, são adotadas as seguintes definições:

I - autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II - autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

III - consórcio de consumidores de energia elétrica: reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica instituído para a geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

IV - Conta de Desenvolvimento Energético (CDE): encargo setorial estabelecido pela [Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#);

V - consumidor-gerador: titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

VI - crédito de energia elétrica: excedente de energia elétrica não compensado por unidade consumidora participante do SCEE no ciclo de faturamento em que foi gerado, que será registrado e alocado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, ou vendido para a concessionária ou permissionária em que está conectada a central consumidora-geradora;

VII - empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea ou subterrânea ou por propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, em que as instalações para atendimento das áreas de uso comum, por meio das quais se conecta a microgeração ou minigeração distribuída, constituam uma unidade consumidora distinta, com a utilização da energia elétrica de forma independente, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento;

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o

excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;

X - geração compartilhada: modalidade caracterizada pela reunião de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora;

XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XII - microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

XIV - Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE): sistema no qual a energia ativa é injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema.

Parágrafo único. Para todas as unidades referidas no **caput** do art. 26 desta Lei, o limite de potência instalada de que trata o inciso XIII do **caput** deste artigo é de 5 MW (cinco megawatts) até 31 de dezembro de 2045.

## CAPÍTULO II

### DA SOLICITAÇÃO DE ACESSO E DE AUMENTO DE POTÊNCIA

Art. 2º As concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica deverão atender às solicitações de acesso de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com ou sem sistema de armazenamento de energia, bem como sistemas híbridos, observadas as disposições regulamentares.

§ 1º Os contratos firmados entre o consumidor e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica para fins de acesso ao sistema de microgeração ou minigeração distribuída devem ser celebrados com a pessoa física ou jurídica, consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, indicado como titular da unidade consumidora na qual a microgeração ou minigeração distribuída será ou está instalada na ocasião da solicitação de acesso, garantida a possibilidade de transferência da titularidade antes ou depois da conexão da microgeração ou minigeração distribuída.

§ 2º Para realização de solicitações de acesso de uma unidade consumidora nova, com microgeração ou minigeração distribuída, as distribuidoras deverão efetuar concomitantemente a solicitação de conexão de uma nova unidade consumidora e a solicitação de parecer de acesso para microgeração ou minigeração distribuída conforme as disposições regulatórias.

§ 3º A Aneel deverá estabelecer um formulário-padrão para a solicitação de acesso para microgeração e minigeração distribuída, que deve ser protocolado na distribuidora, acompanhado dos documentos pertinentes, não cabendo a ela solicitar documentos adicionais àqueles indicados nos formulários padronizados, e a distribuidora deverá disponibilizar ao acessante todas as informações necessárias para elaboração dos projetos que compõem a solicitação de acesso.

§ 4º Na hipótese de vício formal sanável ou de falta de documentos nos estudos de responsabilidade do acessante necessários à elaboração dos projetos que compõem o parecer de acesso, a distribuidora acessada notificará o acessante sobre todas as pendências verificadas que deverão ser sanadas e protocoladas na distribuidora acessada em até 30 (trinta) dias contados da data de recebimento da notificação formal da distribuidora para esse fim, facultado prazo distinto acordado entre as partes.

Art. 3º Os consumidores participantes de consórcio, cooperativa, condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, na forma prevista nesta Lei, poderão transferir a titularidade das contas de energia elétrica de suas unidades consumidoras participantes do SCEE para o consumidor-gerador que detém a titularidade da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída desses empreendimentos.

Art. 4º Os interessados em implantar projetos de minigeração distribuída devem apresentar garantia de fiel cumprimento, nos seguintes montantes, conforme regulamentação da Aneel:

I - 2,5% (dois e meio por cento) do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) e inferior a 1.000 kW (mil quilowatts); ou

II - 5% (cinco por cento) do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW (mil quilowatts).

§ 1º Ficam dispensadas da obrigação de que trata o caput deste artigo as centrais de microgeração ou minigeração distribuída enquadradas na modalidade de geração compartilhada por meio da formação de consórcio ou cooperativa e enquadradas na modalidade de múltiplas unidades consumidoras.

§ 2º Os projetos com potência instalada superior a 500 kW (quinhentos quilowatts) que estejam com parecer de acesso válido na data de publicação desta Lei devem apresentar as garantias de fiel cumprimento na forma deste artigo em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 3º O disposto no § 2º deste artigo não se aplica caso seja celebrado contrato com a distribuidora em até 90 (noventa) dias, contados da publicação desta Lei.

§ 4º O não cumprimento das disposições constantes dos §§ 2º e 3º deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

§ 5º Os valores referentes à execução da garantia de fiel cumprimento devem ser revertidos em prol da modicidade tarifária.

§ 6º O interessado poderá desistir da solicitação a qualquer tempo, e a garantia de fiel cumprimento será executada caso a desistência ocorra após 90 (noventa) dias da data de emissão do parecer.

§ 7º A garantia de fiel cumprimento vigorará até 30 (trinta) dias após a conexão do empreendimento ao sistema de distribuição.

§ 8º Regulamentação da Aneel definirá as condições para execução da garantia de fiel cumprimento, bem como para restituição dos valores aos interessados, nas mesmas condições em que foi prestada.

Art. 5º Fica vedada a transferência do titular ou do controle societário do titular da unidade com microgeração ou minigeração distribuída indicado no parecer de acesso até a solicitação de vistoria do ponto de conexão para a distribuidora, assegurada a destinação de créditos de energia às unidades

consumidoras beneficiárias, a partir do primeiro ciclo de faturamento subsequente ao do pedido.

Parágrafo único. A não observância da vedação prevista no **caput** deste artigo implica o cancelamento do parecer de acesso.

Art. 6º Fica vedada a comercialização de pareceres de acesso.

Art. 7º O prazo estabelecido para conclusão das melhorias e dos reforços de rede indicado no parecer de acesso poderá ser prorrogado, mediante comprovação de evolução do licenciamento ambiental ou das obras de implantação da usina a ser comunicada pelo acessante à distribuidora, o que implicará, por conseguinte, postergação do pagamento dos vencimentos dos contratos de uso do sistema de distribuição da concessionária.

### CAPÍTULO III

#### DAS RESPONSABILIDADES FINANCEIRAS

Art. 8º Para o atendimento às solicitações de nova conexão ou de alteração da conexão existente para instalação de microgeração ou minigeração distribuída, deve ser calculada a participação financeira da concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, bem como a eventual participação financeira do consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde a microgeração ou minigeração distribuída será instalada, consideradas as diretrizes e as condições determinadas pela Aneel.

§ 1º A responsabilidade de que trata o **caput** deste artigo abrange todos os custos referentes à ampliação de capacidade ou à reforma de subestações, de alimentadores e de linhas já existentes.

§ 2º O custo da obra deve considerar os critérios de mínimo dimensionamento técnico possível e de menor custo global para a conexão da central de microgeração e minigeração distribuída, observados as normas e os padrões de qualidade da prestação do serviço e de investimento prudente definidos pela Aneel.

§ 3º Se houver opção pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica ou pelo consumidor interessado na conexão da microgeração ou minigeração distribuída em realizar obras com dimensões maiores do que as estabelecidas no parecer de acesso, os custos adicionais deverão ser arcados integralmente pelo optante e ser discriminados e justificados perante a outra parte.

§ 4º A distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição da microgeração distribuída.

§ 5º Os custos de adequação do sistema de medição para conexão da minigeração distribuída são de responsabilidade do interessado.

§ 6º Os custos de eventuais melhorias ou de reforços no sistema de distribuição em função exclusivamente da conexão de microgeração distribuída serão integralmente arcados pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, não havendo participação financeira do consumidor.

§ 7º O consumidor-gerador interessado na conexão de central de microgeração ou minigeração distribuída pode optar por tensão diferente da informada pela concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, conforme as tensões definidas em regulamento específico, desde que haja viabilidade técnica do subsistema elétrico, e são de sua responsabilidade os investimentos adicionais necessários a esse atendimento.

### CAPÍTULO IV

#### DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Art. 9º Podem aderir ao SCEE os consumidores de energia, pessoas físicas ou jurídicas, e suas respectivas unidades consumidoras:

- I - com microgeração ou minigeração distribuída com geração local ou remota;
- II - integrantes de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras;
- III - com geração compartilhada ou integrantes de geração compartilhada;
- IV - caracterizados como autoconsumo remoto.

Parágrafo único. Não poderão aderir ao SCEE os consumidores livres que tenham exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas nos [arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995](#), ou consumidores especiais que tenham adquirido energia na forma estabelecida no [§ 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#).

Art. 10. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica não pode incluir consumidores no SCEE quando for detectado, no documento que comprova a posse ou propriedade do imóvel onde se encontra instalada ou será instalada a microgeração ou minigeração distribuída, que o consumidor tenha alugado ou arrendado terrenos, lotes e propriedades em condições nas quais o valor do aluguel ou do arrendamento se dê em real por unidade de energia elétrica.

Art. 11. É vedado novo enquadramento como microgeração ou minigeração distribuída das centrais geradoras que já tenham sido objeto de registro, de concessão, de permissão ou de autorização no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou tenham entrado em operação comercial para geração de energia elétrica no ACL ou no ACR ou tenham tido sua energia elétrica contabilizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, no ACR, e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deve identificar esses casos perante a Aneel.

§ 1º Unidades consumidoras com geração local, cuja potência nominal total dos transformadores seja igual ou inferior a uma vez e meia o limite permitido para ligação de consumidores do Grupo B, podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão, conforme regulação da Aneel.

§ 2º É vedada a divisão de central geradora em unidades de menor porte para se enquadrar nos limites de potência para microgeração ou minigeração distribuída.

§ 3º (VETADO).

Art. 12. A cada ciclo de faturamento, para cada posto tarifário, a concessionária de distribuição de energia elétrica, conforme o caso, deve apurar o montante de energia elétrica ativa consumido e o montante de energia elétrica ativa injetado na rede pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em sua respectiva área de concessão.

§ 1º O excedente de energia elétrica de um posto tarifário deve ser inicialmente alocado no mesmo posto tarifário e sequencialmente para outros postos tarifários da mesma unidade consumidora que gerou a energia elétrica e, posteriormente, para uma ou mais das opções a seguir:

I - mesma unidade consumidora que injetou a energia elétrica, para ser utilizado em ciclos de faturamento subsequentes, transformando-se em créditos de energia elétrica;

II - outras unidades consumidoras do mesmo consumidor-gerador, inclusive matriz e filiais, atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica;

III - outras unidades consumidoras localizadas no empreendimento com múltiplas unidades consumidoras que injetou a energia elétrica; ou

IV - unidades consumidoras de titular integrante de geração compartilhada atendidas pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

§ 2º No caso de excedente de energia a que se refere o § 1º deste artigo, quando a unidade consumidora estiver em local diferente da geração, o faturamento deve considerar a energia consumida, deduzidos o percentual de energia excedente alocado a essa unidade consumidora e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário, quando for o caso.

§ 3º Sempre que o excedente ou o crédito de energia elétrica forem utilizados em unidade consumidora do Grupo A, em postos tarifários distintos do que foi gerado, deve-se observar a relação entre as componentes tarifárias que recuperem os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor e respectivos encargos do posto em que a energia elétrica foi gerada e a do posto em que foi alocada, aplicável à unidade consumidora que os recebeu.

§ 4º O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída pode solicitar alteração dos percentuais ou da ordem de utilização dos excedentes de energia elétrica ou realocar os excedentes para outra unidade consumidora do mesmo titular, de que trata o § 1º deste artigo, perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e esta terá até 30 (trinta) dias para operacionalizar o procedimento.

Art. 13. Os créditos de energia elétrica expiram em 60 (sessenta) meses após a data do faturamento em que foram gerados e serão revertidos em prol da modicidade tarifária sem que o consumidor participante do SCEE faça jus a qualquer forma de compensação após esse prazo.

§ 1º Os créditos são determinados em termos de energia elétrica ativa, não estando sua quantidade sujeita a alterações em razão da variação nos valores das tarifas de energia elétrica.

§ 2º Para abatimento do consumo, devem ser utilizados sempre os créditos mais antigos da unidade consumidora participante do SCEE.

§ 3º Os créditos de energia elétrica existentes no momento do encerramento da relação contratual do consumidor participante do SCEE perante a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica serão mantidos em nome do titular pelo prazo estabelecido no **caput** deste artigo, exceto se houver outra unidade consumidora sob mesma titularidade de pessoa física ou jurídica, inclusive matriz e filiais, consórcio, cooperativa ou condomínio voluntário ou edifício ou qualquer outra forma de associação civil instituída para esse fim, atendida pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, e poderão ser, nesse caso, realocados para a respectiva unidade consumidora remanescente.

§ 4º A não solicitação de alocação dos créditos do consumidor-gerador para determinada unidade em até 30 (trinta) dias após o encerramento da relação contratual implicará a realocação automática pela concessionária para a unidade de maior consumo e assim sucessivamente, até a compensação integral dos créditos remanescentes.

§ 5º Para os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou de geração compartilhada, caso exista saldo de créditos acumulado na unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída, o consumidor-gerador titular da unidade consumidora pode solicitar, com antecedência de 30 (trinta) dias prévios ao fim da relação contratual, a distribuição do saldo existente para outras unidades consumidoras de consumidores que façam parte dos referidos empreendimentos.

Art. 14. O consumidor-gerador titular da unidade consumidora onde se encontra instalada a microgeração ou minigeração distribuída deve definir as unidades consumidoras que receberão os excedentes de energia elétrica na forma deste artigo e estabelecer o percentual que será alocado a cada uma delas ou a ordem de prioridade para o recebimento, a seu critério.

Parágrafo único. Nos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, os excedentes de energia somente podem ser alocados para as unidades consumidoras que fazem parte do referido empreendimento atendidos pela mesma concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

Art. 15. Os excedentes de energia provenientes de geração distribuída em unidades geradoras atendidas por permissionárias de energia elétrica podem ser alocados nas concessionárias de distribuição de energia elétrica onde a permissionária de distribuição de energia elétrica se encontra localizada, atendidas as normas estabelecidas pela Aneel.

Art. 16. Para fins de compensação, a energia injetada, o excedente de energia ou o crédito de energia devem ser utilizados até o limite em que o valor em moeda relativo ao faturamento da unidade consumidora seja maior ou igual ao valor mínimo faturável da energia estabelecido na regulamentação vigente.

§ 1º Para as unidades consumidoras participantes do SCEE não enquadradas no **caput** do art. 26 desta Lei, o valor mínimo faturável da energia deve ser aplicado se o consumo medido na unidade consumidora, desconsideradas as compensações oriundas do SCEE, for inferior ao consumo mínimo faturável estabelecido na regulamentação vigente.

§ 2º O valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores com compensação no mesmo local da geração e cujo gerador tenha potência instalada de até 1200 W (mil e duzentos watts) deve ter uma redução de até 50% (cinquenta por cento) em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes, conforme regulação da Aneel.

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os arts. 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída.

§ 1º As unidades consumidoras de que trata o **caput** deste artigo serão faturadas pela incidência, sobre a energia elétrica ativa consumida da rede de distribuição e sobre o uso ou sobre a demanda, de todas as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia, conforme regulação da Aneel, e deverão ser abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

§ 2º Competirá ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ouvidos a sociedade, as associações e entidades representativas, as empresas e os agentes do setor elétrico, estabelecer as diretrizes para valoração dos custos e dos benefícios da microgeração e minigeração distribuída, observados os seguintes prazos, contados da data de publicação desta Lei:

I - até 6 (seis) meses para o CNPE estabelecer as diretrizes; e

II - até 18 (dezoito) meses para a Aneel estabelecer os cálculos da valoração dos benefícios.

§ 3º No estabelecimento das diretrizes de que trata o § 2º deste artigo, o CNPE deverá considerar todos os benefícios, incluídos os locacionais da microgeração e minigeração distribuída ao sistema elétrico compreendendo as componentes de geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição.

§ 4º Após o transcurso dos prazos de transição de que trata o **caput** deste artigo, a unidade consumidora participante ou que venha a participar do SCEE será faturada pela mesma modalidade tarifária vigente estipulada em regulação da Aneel para a sua classe de consumo, observados os princípios desta Lei.

Art. 18. Fica assegurado o livre acesso ao sistema de distribuição para as unidades com microgeração ou minigeração distribuída, mediante o ressarcimento, pelas unidades consumidoras com minigeração distribuída, do custo de transporte envolvido.

Parágrafo único. No estabelecimento do custo de transporte, deve-se aplicar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia.

Art. 19. As bandeiras tarifárias incidem somente sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturado e não se aplicam sobre a energia excedente que foi compensada conforme estabelecido no art. 12 desta Lei.

Art. 20. As instalações de iluminação pública poderão participar do SCEE, caso em que a rede pública de iluminação do Município será considerada uma unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, desde que atendidos os requisitos regulamentares da Aneel.

## CAPÍTULO V

### DAS CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Art. 21. Para todos os efeitos regulatórios, será considerada exposição contratual involuntária, entre outras hipóteses previstas em regulamento ou disciplinadas pela Aneel, a sobrecontratação de energia elétrica das concessionárias e permissionárias de distribuição em decorrência da opção de seus consumidores pelo regime de microgeração e minigeração distribuídas.

Art. 22. A partir de 12 (doze) meses após a publicação desta Lei, a CDE custeará as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia incidentes e não remuneradas pelo consumidor-gerador sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE nas distribuidoras de energia elétrica com mercado inferior a 700 GWh (setecentos gigawatts-hora) por ano.

Parágrafo único. Os custos de que trata o **caput** deste artigo serão suportados somente pelas unidades consumidoras que comprem energia em condições reguladas.

Art. 23. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da Aneel.

Parágrafo único. A Aneel regulamentará o disposto no **caput** deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

Art. 24. A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica deverá promover chamadas públicas para credenciamento de interessados em comercializar os excedentes de geração de energia oriundos de projetos de microgeradores e minigeradores distribuídos, nas suas áreas de concessão, para posterior compra desses excedentes de energia, na forma de regulamentação da Aneel.

## CAPÍTULO VI

### DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

Art. 25. A CDE, de acordo com o disposto nos [incisos VI e VII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002](#), custeará temporariamente as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do SCEE, na forma do art. 27 desta Lei, e o efeito decorrente do referido custeio pela CDE será aplicável somente às unidades consumidoras do ambiente regulado.

Parágrafo único. As componentes tarifárias serão custeadas na forma do **caput** deste artigo, a partir de 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, e serão parcialmente custeadas na forma das disposições transitórias desta Lei.

Art. 26. As disposições constantes do art. 17 desta Lei não se aplicam até 31 de dezembro de 2045 para unidades beneficiárias da energia oriunda de microgeradores e minigeradores:

I - existentes na data de publicação desta Lei; ou

II - que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da publicação desta Lei.

§ 1º O faturamento das unidades referidas neste artigo deve observar as seguintes regras:

I - todas as componentes tarifárias definidas nas disposições regulamentares incidem apenas sobre a diferença positiva entre o montante consumido e a soma da energia elétrica injetada no referido mês com o eventual crédito de energia elétrica acumulado em ciclos de faturamento anteriores, observado o art. 16 desta Lei;

II - o faturamento da demanda, para as unidades consumidoras com minigeração distribuída pertencentes e faturadas no Grupo A, deve:

a) ser realizado conforme as regras aplicáveis às unidades consumidoras do mesmo nível de tensão até a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei; e

b) considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição realizada pela unidade com microgeração ou minigeração distribuída, se para injetar ou consumir energia, na forma do art. 18 desta Lei, após a revisão tarifária da distribuidora subsequente à publicação desta Lei.

§ 2º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis quando, 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei, ocorrer:

I - encerramento da relação contratual entre consumidor participante do SCEE e a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica, exceto no caso de troca de titularidade, hipótese na qual o direito previsto no **caput** deste artigo continuará a ser aplicado em relação ao novo titular da unidade consumidora participante do SCEE;

II - comprovação de ocorrência de irregularidade no sistema de medição atribuível ao consumidor; ou

III - na parcela de aumento da potência instalada da microgeração ou minigeração distribuída cujo protocolo da solicitação de aumento ocorra após 12 (doze) meses após a data de publicação desta Lei.

§ 3º Os empreendimentos referidos no inciso II do **caput** deste artigo, além das disposições dos arts. 4º, 5º e 6º desta Lei, devem observar os seguintes prazos para dar início à injeção de energia pela central geradora, contados da data de emissão do parecer de acesso:

- I - 120 (cento e vinte) dias para microgeradores distribuídos, independentemente da fonte;
- II - 12 (doze) meses para minigeradores de fonte solar; ou
- III - 30 (trinta) meses para minigeradores das demais fontes.

§ 4º A contagem dos prazos estabelecidos no § 3º deste artigo fica suspensa enquanto houver pendências de responsabilidade da distribuidora ou caso fortuito ou de força maior.

§ 5º Compete à distribuidora acessada implementar e verificar o cumprimento das disposições deste artigo.

§ 6º As disposições deste artigo deixam de ser aplicáveis em caso de não cumprimento dos prazos previstos no § 3º deste artigo pelo consumidor-gerador.

Art. 27. O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição:

- I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028;
- VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029.

§ 1º Para as unidades de minigeração distribuída acima de 500 kW (quinhentos quilowatts) em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do excedente de energia elétrica, o faturamento de energia das unidades participantes do SCEE deve considerar, até 2028, a incidência:

I - de 100% (cem por cento) das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição;

II - de 40% (quarenta por cento) das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica, ao uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV (duzentos e trinta quilovolts) e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas, ao uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e à conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;

III - de 100% (cem por cento) dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e

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

§ 2º Para as unidades que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora entre o 13º (décimo terceiro) e o 18º (décimo oitavo) mês contados da data de publicação desta Lei, a aplicação do art. 17 desta Lei dar-se-á a partir de 2031.

## CAPÍTULO VII

## DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 28. A microgeração e a minigeração distribuídas caracterizam-se como produção de energia elétrica para consumo próprio.

Parágrafo único. (VETADO).

Art. 29. Para a outorga de autorização de usinas fotovoltaicas pela Aneel destinadas ao ACL ou à autoprodução de energia elétrica, deverá ser apresentado estudo simplificado que contenha os dados de pelo menos 1 (um) ano de medição realizada por meio de medição satelital ou estação solarimétrica instalada no local do empreendimento, juntamente com o sumário de certificação de medições solarimétricas e de estimativa da produção anual de energia elétrica associada ao empreendimento, emitida por certificador independente, com base na série de dados apresentada.

Art. 30. A Aneel e as concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, a fim de cumprir as disposições desta Lei, deverão adequar seus regulamentos, suas normas, seus procedimentos e seus processos em até 180 (cento e oitenta) dias da data de publicação desta Lei.

Art. 31. Qualquer alteração de norma ou de procedimento das distribuidoras relacionada à microgeração ou minigeração distribuída ou às unidades consumidoras participantes do SCEE deverá ser publicada com prazo mínimo de 90 (noventa) dias para sua entrada em vigor.

Art. 32. A Aneel promoverá a divulgação dos custos e dos benefícios sistêmicos das centrais de microgeração e minigeração distribuída de forma a manter a transparência das informações à sociedade.

Art. 33. A [Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#), passa a vigorar com as seguintes alterações:

\*Art. 2º .....

§ 5º .....

IV - geração distribuída.

.....\* (NR)

\*Art. 2º-D Os montantes de energia elétrica de excedentes das concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, serão considerados exposição contratual involuntária.\*

Art. 34. O [art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996](#), passa a vigorar acrescido do seguinte § 1º-J:

\*Art. 26. ....

§ 1º-J As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo também são aplicáveis aos microgeradores e minigeradores distribuídos.

.....\* (NR)

Art. 35. Para fins desta Lei, os projetos de microgeração e minigeração distribuídas serão considerados sistemas de geração de energia renovável elegíveis para enquadramento no [inciso VI do caput e no § 3º do art. 1º da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000](#).

Parágrafo único. A Aneel deve garantir que as contratações de que trata o [inciso IV do § 5º do art. 2º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#), sejam feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas.

Art. 36. Fica instituído o Programa de Energia Renovável Social (PERS), destinado a investimentos na instalação de sistemas fotovoltaicos e de outras fontes renováveis, na modalidade local ou remota compartilhada, aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a [Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010](#).

§ 1º Os recursos financeiros do PERS serão oriundos do Programa de Eficiência Energética (PEE), de fontes de recursos complementares, ou ainda de parcela de Outras Receitas das atividades exercidas pelas distribuidoras convertida para a modicidade tarifária nos processos de revisão tarifária.

§ 2º A distribuidora de energia elétrica deverá apresentar plano de trabalho ao Ministério de Minas e Energia que contenha, no mínimo, o investimento plurianual, as metas de instalações dos sistemas, as justificativas para classificação do rol de beneficiados, bem como a redução do volume anual do subsídio da Tarifa Social de Energia Elétrica dos consumidores participantes do PERS.

§ 3º A distribuidora de energia elétrica promoverá chamadas públicas para credenciamento de empresas especializadas e, posteriormente, chamadas concorrenciais para contratação de serviços com o objetivo de implementar as instalações dos sistemas fotovoltaicos, locais ou remotos, ou de outras fontes renováveis.

§ 4º O consumidor participante do PERS será faturado pela distribuidora de energia elétrica com base na regra do art. 17 desta Lei, e os volumes de energia excedentes oriundos da geração nas unidades atendidas pelo PERS poderão ser adquiridos pela distribuidora, conforme regulação da Aneel.

§ 5º Caberá à Aneel adaptar as normas pertinentes, no que couber, para viabilizar a formação dos recursos estabelecidos no § 1º deste artigo e demais medidas para a operacionalização dos procedimentos estabelecidos, e realizar o acompanhamento físico e contábil do PERS.

§ 6º As contratações a que se refere o § 3º deste artigo deverão ser feitas por processos de concorrência por meio de chamadas públicas, na forma da regulamentação da Aneel.

Art. 37. Esta Lei entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 6 de janeiro de 2022; 201º da Independência e 134º da República.

**JAIR MESSIAS BOLSONARO**  
*Marcelo Pacheco dos Guarany's*  
*Bento Albuquerque*

Este conteúdo não substitui o publicado na versão certificada.