

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
DE GOIÁS**

CÂMPUS ITUMBIARA

CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

LEOCÁDIO NARCISO DE SOUSA FILHO

**ESTUDO DE CASO DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE ECONÔMICA
DE PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA
CONSUMIDOR DO GRUPO A**

ITUMBIARA - GO

2023



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Leocádio Narciso de Sousa Filho

Matrícula: 20151040070042

Título do Trabalho: Estudo de caso da Lei 14.300 na viabilidade econômica de projeto de geração distribuída fotovoltaica para consumidor do grupo A

Autorização - Marque uma das opções

1. ☒ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. ☐ Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. ☐ Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

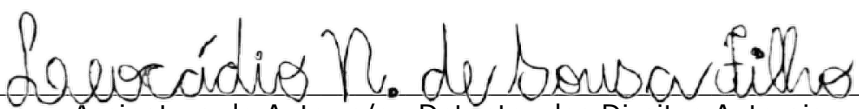
- ☐ O documento está sujeito a registro de patente.
☐ O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
☐ Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 16 / 08 / 2023 .
Local Data


Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

LEOCÁDIO NARCISO DE SOUSA FILHO

**ESTUDO DE CASO DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE ECONÔMICA
DE PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA
CONSUMIDOR DO GRUPO A**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à Banca Examinadora do Curso Bacharelado em Engenharia Elétrica, em cumprimento às exigências legais como requisito parcial à obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Linha de pesquisa: Fontes renováveis de energia

Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto (IFG)

Coorientador: Prof. Dr. Sergio Batista da Silva (IFTM)

ITUMBIARA - GO

2023

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

S725e Sousa Filho, Leocádio Narciso de

Estudo de caso da lei 14.300 na viabilidade econômica de projeto de geração distribuída fotovoltaica para consumidor do grupo A./ Leocádio Narciso de Sousa Filho. -- Itumbiara, 2023.
86 p. : il. color.

Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto

Coorientador: Prof. Dr. Sergio Batista Silva

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Legislação. I. Título. II. Souto, Olívio Carlos Nascimento. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.47

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Eduardo Pereira Resende CRB1/3266



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

LEOCÁDIO NARCISO DE SOUSA FILHO

ESTUDO DE CASO DA LEI 14.300 NA VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Câmpus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 07 de Agosto de 2023, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Olívio Carlos Nascimento Souto - Orientador

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Marcos Antônio Arantes de Freitas - Membro

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Prof. Dr. Cláudio Roberto Pacheco - Membro da banca

Instituto Federal de Goiás, Câmpus Itumbiara

Itumbiara – GO

2023

Documento assinado eletronicamente por:

- **Claudio Roberto Pacheco**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 17/08/2023 09:35:30.
- **Marcos Antonio Arantes de Freitas**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 16/08/2023 14:51:26.
- **Olívio Carlos Nascimento Souto**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 16/08/2023 14:23:52.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 16/08/2023. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 442013

Código de Autenticação: 0bb7e246a9



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha mãe, minha maior fonte de força e inspiração, que esteve ao meu lado em toda essa jornada, compartilhando tanto os momentos difíceis quanto os de felicidade. Seu apoio incondicional e sua presença constante foram essenciais para que eu chegasse até aqui.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por tudo que tem proporcionado na minha vida, pelas oportunidades, desafios e pelas pessoas que tem colocado em meu caminho. Essa etapa da minha vida se tornou possível através de muita fé e perseverança.

A minha mãe e minha avó, Ana Paula Michelle Cintra Bueno e Sandra Leila Cintra Bueno, que estiveram sempre presentes na minha vida me apoiando e fazendo até o que não tinham condições financeiras para me ajudar, e também aos meus irmãos, tio e sobrinhos, que contribuíram de forma direta e indireta na conclusão desta etapa.

A minha namorada, Luana Alves de Queiroz por todo carinho e motivação, sempre me apoiando e incentivando para alcançar minhas metas.

A todos os meus amigos de faculdade e, em especial Elizabete da Silva Costa, Getúlio Santiago dos Santos Júnior, Matheus Bueno de Siqueira Pinto e Max Victor Fideles Cunha. Que também percorreram esta caminhada, onde juntos superamos vários obstáculos, vivemos diversos momentos de dedicação e de alegrias, e que serão companheiros para vida toda.

Ao meu orientador, professor Olívio Carlos Nascimento Souto por acreditar e jamais desistir de mim, pelo seu apoio, conselhos e paciência nos momentos difíceis. E também ao professor Sergio Batista Silva, por ter ajudado neste trabalho, além de sua contribuição no meu início de carreira profissional no setor de energia solar.

Por fim, agradeço a todos os servidores e professores IFG Câmpus Itumbiara que estiveram presentes durante essa minha fase acadêmica e colaboram para a conclusão desta etapa da minha vida.

RESUMO

O presente trabalho realiza um estudo de caso da Lei 14.300 para avaliar a viabilidade econômica de projeto de geração distribuída fotovoltaica para consumidores do Grupo A. O objetivo geral é identificar os principais impactos dessa Lei na viabilidade econômica desse projeto. Para isso, o estudo conceitua os consumidores do Grupo A, adequação da demanda contratada e a Geração Distribuída (GD), discorre sobre o marco legal da GD (Lei 14.300), simula a potência de um sistema fotovoltaico ideal para atender todo o consumo da unidade escolhida para o estudo e analisa a viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída fotovoltaica para o consumidor do Grupo A. A justificativa para esse estudo reside no papel significativo desempenhado pela geração distribuída na matriz elétrica brasileira, promovendo a utilização de fontes renováveis, reduzindo a fatura de energia dos consumidores, diminuindo o impacto ambiental, gerando empregos e contribuindo com a arrecadação de tributos. O presente estudo consiste em pesquisa de caráter exploratório e descritivo, com base em fontes secundárias e abordagem qualitativa e quantitativa. Os resultados demonstram que uma gestão eficiente de energia elétrica com a adequação da demanda contratada pode reduzir o custo da energia em aproximadamente R\$ 3.664,07, representando uma diminuição de 3,084% ao ano. Além disso, a escolha de métodos e softwares adequados para simular a geração de energia fotovoltaica resultou em uma economia de cerca de R\$ 527.280,96 no investimento, correspondendo a uma redução de 21,37%. A análise dos grupos de cobrança estabelecidos pela Lei 14.300 indicou que investir em geração distribuída fotovoltaica ainda é viável, no primeiro grupo com retornos financeiros entre 5,27 e 5,34 anos, e uma economia na fatura de energia entre 78,05% e 79,06%. Já o segundo grupo, o retorno financeiro e saldo positivo no fluxo de caixa seria a partir do sexto ano.

Palavras-chave: Lei 14.300, Geração Distribuída Fotovoltaica, Consumidor do Grupo A, Demanda Contratada.

ABSTRACT

This study conducts a case study of Law 14,300 to assess the economic viability of a photovoltaic distributed generation project for Group A consumers. The overall objective is to identify the main impacts of this law on the economic feasibility of the project. To achieve this, the study conceptualizes Group A consumers, contracted demand adjustments, and Distributed Generation (DG), discusses the legal framework of DG (Law 14,300), simulates the power of an ideal photovoltaic system to meet the entire consumption of the selected unit, and analyzes the economic viability of a photovoltaic distributed generation project for Group A consumers. The justification for this study lies in the significant role played by distributed generation in the Brazilian electricity matrix, promoting the use of renewable sources, reducing consumers' energy bills, mitigating environmental impact, generating employment, and contributing to tax revenue. This study is an exploratory and descriptive research, based on secondary sources and a qualitative and quantitative approach. The results demonstrate that efficient management of electricity with contracted demand adjustments can reduce energy costs by approximately R\$ 3,664.07, representing a decrease of 3.084% per year. Additionally, the selection of appropriate methods and software to simulate photovoltaic energy generation resulted in savings of approximately R\$ 527,280.96 in investment costs, corresponding to a reduction of 21.37%. The analysis of billing groups established by Law 14,300 indicated that investing in photovoltaic distributed generation is still viable. In the first group, financial returns range from 5.27 to 5.34 years, with energy bill savings between 78.05% and 79.06%. As for the second group, the financial returns and positive cash flow would start from the sixth year.

Keywords: Law 14,300, Photovoltaic Distributed Generation, Group A Consumer, Contracted Demand.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (2023)	15
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	17
Figura 3 - Benefícios da Fonte Solar Fotovoltaica ao Brasil.....	18
Figura 4 - Esquema de como funciona o setor elétrico brasileiro	21
Figura 5 - Horário de Ponta, Fora Ponta e Intermediário	24
Figura 6 - Análise dos gastos com energia elétrica	27
Figura 7 – Evolução do Crescimento de Geração Distribuída de 2012 a 2022.....	31
Figura 8 - Funções de custos e componentes tarifários da TE	36
Figura 9 - Funções de custos e componentes tarifários da TUSD.....	37
Figura 10 – Cobrança progressiva do Fio B, conforme as modalidades da GD.....	38
Figura 11 – Cobrança parcial dos componentes tarifários, conforme as modalidades da GD .	38
Figura 12 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD I	40
Figura 13 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD II.....	40
Figura 14 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD III.....	41
Figura 15 – Comparativo do valor da TUSD G e TUSD C nas distribuidoras	43
Figura 16 - Redução do custo de Demanda entre TUSD C e TUSD G.....	43
Figura 17 - Empresa Rações VR	44
Figura 18 - Tarifa de aplicação do subgrupo A4 (Enel - GO).....	51
Figura 19 - Tela inicial do PV*SOL versão de teste 2023	57
Figura 20 - Dados climáticos da cidade de Orizona - GO no PV*SOL	57
Figura 21 - Configuração dos módulos FV no PV*SOL	58
Figura 22 - Previsão de geração FV (kWh/Mês) pelo PV*SOL	59
Figura 23 – Resumo das Regras de Compensação	60
Figura 24 - Cobrança da DG para Geração junto a carga.....	61

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Registros da demanda de energia da VR RAÇÕES (kW)	47
Gráfico 2 - Custo mensal da Demanda Faturada.....	48
Gráfico 3 – Consumo de energia elétrica da VR RAÇÕES (2022)	50
Gráfico 4 - Adequação da demanda de energia da VR RAÇÕES (kW)	63
Gráfico 5 - Novo custo mensal da Demanda Faturada.....	64
Gráfico 6 – Fluxo de Caixa da GD II sem a adequação da DC.....	71
Gráfico 7 - Fluxo de Caixa da GD II, considerando a adequação da DC.....	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Subgrupos A, conforme com a tensão de fornecimento.....	23
Tabela 2 - Critérios para determinar a Demanda Faturada.....	26
Tabela 3 - Migração do Grupo B para o Grupo A.....	28
Tabela 4 - Dados do Consumidor	45
Tabela 5 - Tarifas de aplicação e base econômica do subgrupo A4 (Enel – GO)	46
Tabela 6 – Dados da demanda de energia da UC	46
Tabela 7 – Custo mensal da Demanda Faturada.....	48
Tabela 8 - Registro do consumo Hora Ponta e Hora Fora Ponta.....	49
Tabela 9 - Irradiação solar média diária em Orizona - GO	53
Tabela 10 - Comparativo do CEPEL e PV*SOL	65
Tabela 11 – Preço estimado das simulações dos Sistemas Fotovoltaicos estudados	66
Tabela 12 - Fatura de Energia sem GD	67
Tabela 13 - Fatura de Energia com GD I (Sem pagar a TUSD G).....	68
Tabela 14 - Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e sem a Adequação da DC)...	69
Tabela 15 - Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e com a Adequação da DC) ..	69
Tabela 16 - Fluxo de Caixa obtido com a GD II sem a Adequação da DC.....	70
Tabela 17 - Fluxo de Caixa obtido na GD II tendo realizado a Adequação da DC	71
Tabela 18 - Fatura de Energia com GD II (Sem a Adequação da DC)	82
Tabela 19 - Fatura de Energia com GD II (Com a Adequação da DC).....	84

LISTA DE ABREVIATURAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional De Energia Elétrica
C.A	Corrente Alternada
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAOM	custo de administração, operação e manutenção
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
DC	Demanda Contratada
DF	Demanda Faturada
DG	Demanda de Geração
DL	Demanda Limite
DM	Demanda Medida
DU	Demanda de Ultrapassagem
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços de Sistema
FDI	Fator de Dimensionamento do Inversor
FIPs	Fundos de Investimento em Participações
FP	Fora Ponta
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HSP	Horas de Sol Pleno
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IFES	Instituição Federal de Ensino Superior
MMGD	Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica
MTH	Modalidade Tarifária Horária
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

P	Ponta
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PL	Projeto de Lei
PR	Performance Ratio
REN	Resolução Normativa
SCE	Sistema de Compensação de Energia
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
TD	Taxa de Desempenho
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	15
1.2	CENÁRIO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	16
1.3	CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA	18
1.4	JUSTIFICATIVA	19
1.5	OBJETIVOS	20
1.6	OBJETIVOS GERAL	20
1.7	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
1.8	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	20
2	FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	21
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
2.2	MODALIDADES TARIFÁRIAS DO GRUPO A.....	22
2.3	POSTOS TARIFÁRIOS	23
2.4	DEMANDA CONTRATADA.....	25
2.4.1	<i>Critérios para determinar Demanda Faturada.....</i>	<i>26</i>
2.4.2	<i>Adequação de demanda contratada.....</i>	<i>27</i>
2.5	CONDIÇÕES PARA MIGRAÇÃO DO GRUPO B PARA O GRUPO A	28
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	29
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	29
3.2	MARCOS REGULATÓRIOS	31
3.2.1	<i>Resolução Normativa 482/2012</i>	<i>31</i>
3.2.2	<i>Resolução Normativa 687/2015</i>	<i>32</i>
3.2.3	<i>Resolução Normativa 786/2017</i>	<i>32</i>
3.2.4	<i>PL 5829/2019</i>	<i>32</i>
3.3	MARCO LEGAL DA GD – LEI 14.300.....	33
3.3.1	<i>Modalidades da GD</i>	<i>34</i>
3.3.2	<i>Tributação nas Componentes Tarifárias.....</i>	<i>34</i>
3.3.3	<i>Regras de Compensação GD I, GD II e GD III</i>	<i>39</i>
3.3.4	<i>TUSD G.....</i>	<i>42</i>

4	MATERIAIS E MÉTODOS	44
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	44
4.2	LEVANTAMENTO DE DADOS.....	44
4.3	DEMANDA DE ENERGIA DA RAÇÕES VR.....	46
4.3.1	<i>Custo da Demanda Faturada</i>	<i>47</i>
4.4	CONSUMO DE ENERGIA DA RAÇÕES VR	49
4.4.1	<i>Calculo da Geração Necessária.....</i>	<i>50</i>
4.5	SIMULAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO PELO CEPEL	52
4.5.1	<i>Disponibilidade do recurso solar do local.....</i>	<i>53</i>
4.5.2	<i>Taxa de Desempenho (TD).....</i>	<i>54</i>
4.5.3	<i>Dimensionamento da Potência do Sistema Fotovoltaico.....</i>	<i>55</i>
4.5.4	<i>Dimensionamento da Potência do Inversor</i>	<i>55</i>
4.6	SIMULAÇÃO DO GERADOR FOTOVOLTAICO PELO PV*SOL	56
4.7	CUSTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	59
4.8	REGRAS DE COMPENSAÇÃO DA LEI 14.300	60
4.8.1	<i>Cobrança da DG para usinas remotas e com geração junto a carga</i>	<i>61</i>
4.9	PAYBACK DO SFV.....	62
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	63
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	63
5.2	ADEQUAÇÃO DA DEMANDA CONTRATADA CONFORME LEITURA DE 2022	63
5.3	IMPLANTAÇÃO DE UM PROJETO DE GDFV QUE ATENDA 100% DO CONSUMO	65
5.3.1	<i>Regras de Compensação da Lei 14.300</i>	<i>67</i>
5.3.2	<i>GD I.....</i>	<i>68</i>
5.3.3	<i>GD II.....</i>	<i>70</i>
6	CONCLUSÕES	73
7	TRABALHOS FUTUROS	75
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
9	ANEXOS	81

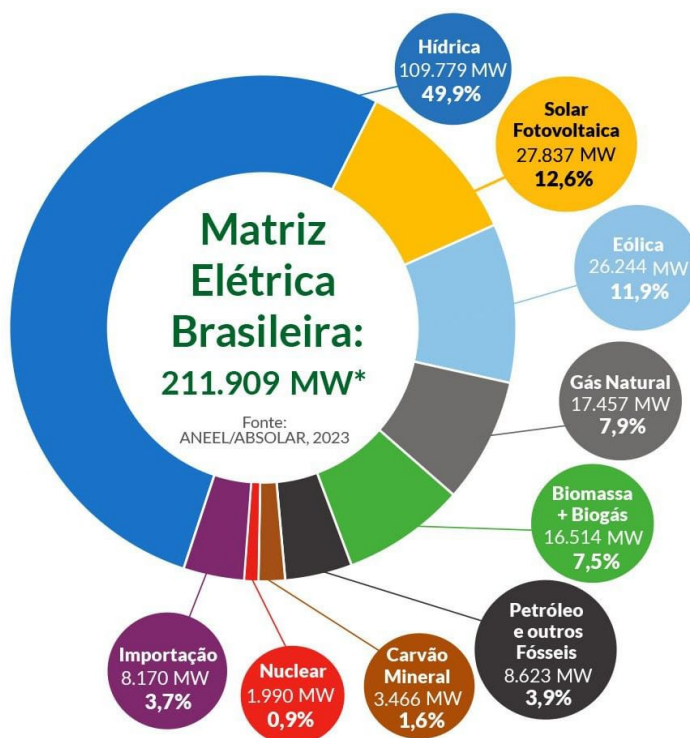
1 INTRODUÇÃO

1.1 Matriz Elétrica Brasileira

Matriz elétrica refere-se especificamente às fontes de energia utilizadas para a geração de eletricidade. Nesse sentido, a matriz elétrica faz parte da matriz energética que engloba todas as fontes de energia utilizadas para diversos fins, como transporte e aquecimento, além da geração de eletricidade (EPE, 2023).

No Brasil, as fontes renováveis desempenham um papel significativo na geração de energia elétrica. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) e conforme representado na Figura 1, a principal fonte primária da Matriz Elétrica Brasileira é a Hídrica, representando 49,9%, seguida pela Solar Fotovoltaica, com 12,6%. A energia Eólica possui 11,9% e a Biomassa + Biogás com 7,5% fecham o grupo das energias renováveis. Já a geração de energia elétrica por fontes não renováveis corresponde a 14,3%, sendo a geração por Gás Natural a mais expressiva, com 7,9%. As demais fontes não renováveis correspondem a 6,4% que incluem energia por Petróleo e outros Fósseis, Carvão Mineral e a Nuclear. A importação de geração de energia elétrica corresponde a 3,7%.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (2023)



*A potência total da matriz não inclui a importação e segue critério aplicado pelo MME, que adiciona, nos valores de capacidade instalada, as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte.

Fonte: ABSOLAR (2023)

Conforme a análise realizada pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2015; MARANGONI, 2021), é viável e financeiramente prudente seguir uma agenda de desenvolvimento de uma matriz energética baseada em fontes não poluentes. A análise destaca ainda a existência de ferramentas e mecanismos para apoiar mudanças inovadoras e transformadoras que conduzem a um futuro energético acessível, seguro e ambientalmente sustentável.

Nesse sentido, a utilização de fontes renováveis destaca-se como uma alternativa para mitigar os problemas ambientais. Além disso, o desenvolvimento e crescimento da geração distribuída surgem como uma opção para aumentar a geração de energia elétrica sem a necessidade de construir grandes usinas ou expandir o sistema elétrico de potência (MARANGONI, 2021).

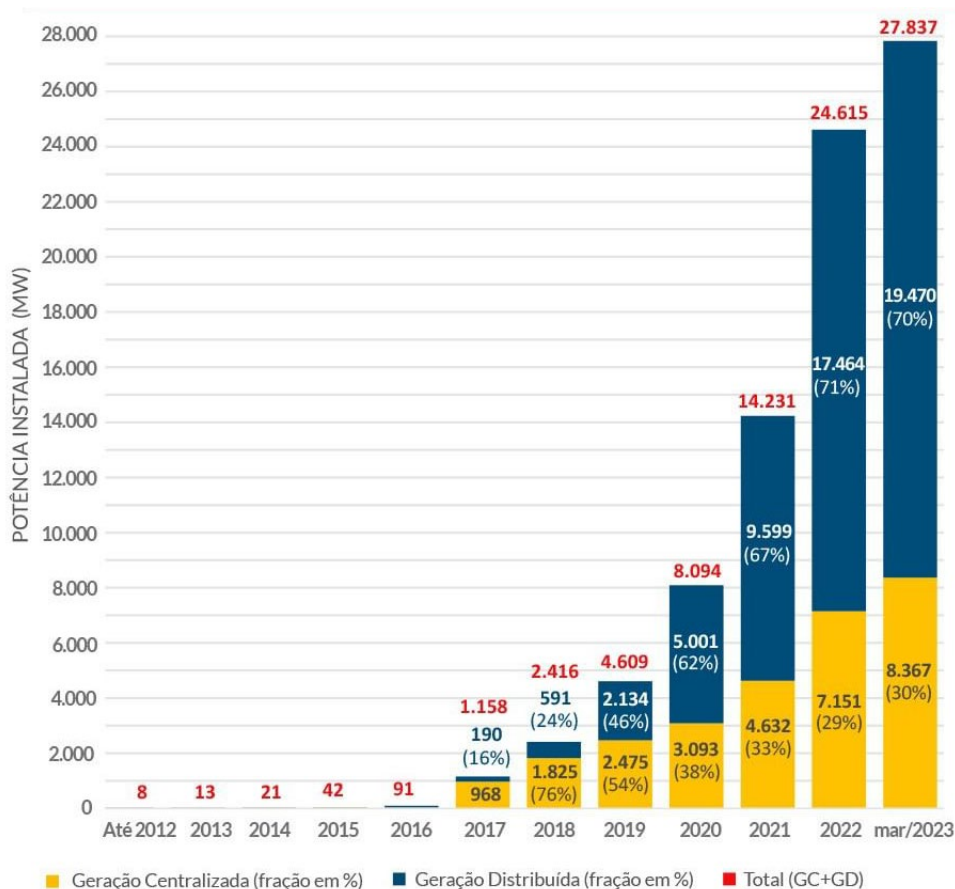
1.2 Cenário da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil

A energia solar fotovoltaica é produzida por meio da conversão direta da luz em eletricidade, conhecida como efeito fotovoltaico. Utiliza-se a célula fotovoltaica como unidade fundamental desse processo, sendo ela um dispositivo feito de material semicondutor (CEPEL, 2014).

A tecnologia fotovoltaica foi desenvolvida para atender à demanda de uma fonte de energia em áreas remotas e também encontrou aplicação nos programas espaciais, estabelecendo-se como a principal tecnologia para fornecer energia aos equipamentos eletrônicos no espaço (CEPEL, 2014; MARQUES, 2019).

No Brasil, a história da geração fotovoltaica iniciou-se por meio de programas de pesquisa e desenvolvimento realizados em centros universitários e de pesquisa. Com o passar do tempo, essa tecnologia começou a ser adotada de forma comercial e deu os seus primeiros passos em direção a uma utilização em larga escala, a partir do final do século XX (MARQUES, 2019).

A Figura 2 ilustra a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil, revelando que a Geração Centralizada (GC) estava em destaque nos anos de 2017 a 2019. No entanto, a partir de 2020, a Geração Distribuída (GD) assumiu a liderança e tem se mantido no topo, representando cerca de 70% da geração da fonte solar fotovoltaica atualmente.

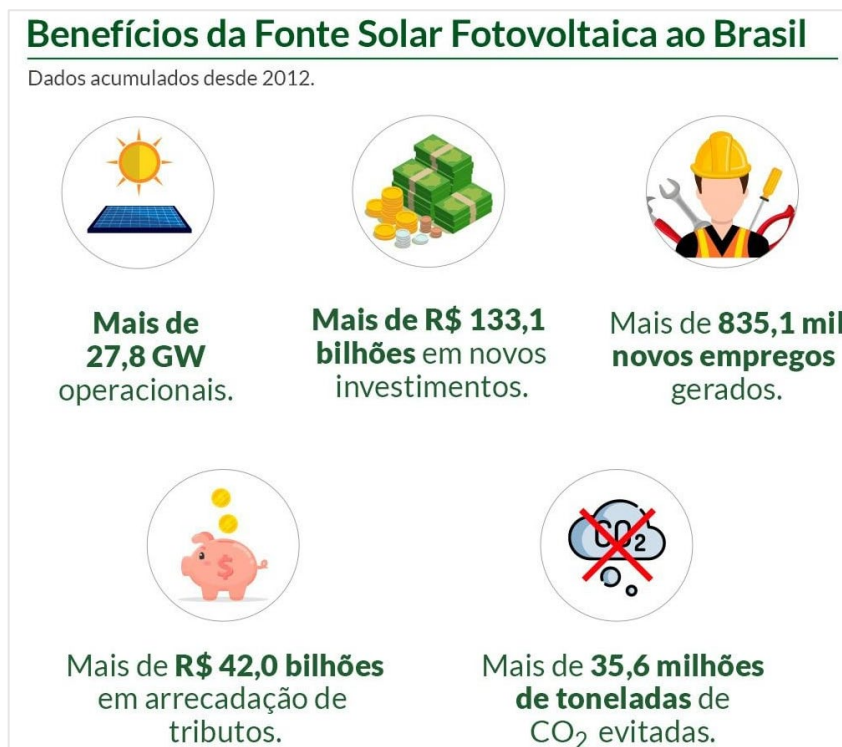
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

Fonte: ANEEL/ABSOLAR (2023)

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em março de 2023, o Brasil conquistou pela primeira vez um lugar entre os dez países com maior potência instalada acumulada de energia solar fotovoltaica, conforme dados da Agência Internacional de Energias Renováveis (Irena). Isso ocorreu devido ao marco de 24 GW de potência solar operacional atingido em 2022, e evidenciou o constante crescimento do setor de energia solar fotovoltaica no país e a perspectiva de diversas oportunidades para o desenvolvimento e expansão de um mercado já em ascensão.

Uma série de benefícios proporcionados pela fonte solar fotovoltaica no Brasil é exposta conforme ilustrado na Figura 3, com dados acumulados desde 2012. O país conta com mais de 27,8 GW de capacidade operacional (19,470 GW de geração distribuída e 8,367 GW de geração centralizada), além de atrair mais de R\$ 133,1 bilhões em novos investimentos. Toda essa expansão também resultou na criação de mais de 835,1 mil empregos e na arrecadação de mais de R\$ 42,0 bilhões em tributos. Além disso, a adoção dessa fonte de energia renovável contribuiu para evitar a emissão de mais de 35,6 milhões de toneladas de CO₂.

Figura 3 - Benefícios da Fonte Solar Fotovoltaica ao Brasil



Fonte: ABSOLAR (2023)

1.3 Contextualização do Problema

Desde abril de 2012, os consumidores brasileiros têm o direito de gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada, podendo inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição local e compensar o consumo posteriormente. Essas práticas são conhecidas como Microgeração e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica (MMGD) e Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), que oferecem benefícios financeiros, conscientização socioambiental e autossustentabilidade (ANEEL, 2023a).

Após a implementação da Lei 14.300, os sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede a partir de 7 de janeiro de 2023 passaram a ser regidos por novas regras de compensação de créditos. Apesar da pequena redução percentual na média de economia mensal, o investimento continua altamente vantajoso para os consumidores brasileiros (CASARIN, 2023).

Segundo Santini (2023), a sanção da Lei 14.300 trouxe duas preocupações importantes. Primeiramente, a falta de clareza no texto da lei gerava incerteza sobre o que aconteceria após o período de transição, prejudicando a segurança jurídica esperada para a micro e minigeração

distribuída no Brasil. Em segundo lugar, havia a questão das regras tarifárias estabelecidas pela ANEEL, que poderiam impactar a cobrança de tarifas para a geração distribuída.

Embora a lei possa aumentar o custo da energia para os geradores, ainda é altamente viável e interessante instalar sistemas fotovoltaicos para micro e minigeração de energia em residências, comércios, indústrias e propriedades rurais (SANTINI, 2023).

1.4 Justificativa

O setor de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) tem crescido exponencialmente no Brasil nos últimos anos e a tendência é que esse crescimento continue, impulsionado por políticas públicas aceitas e pela crescente preocupação com o meio ambiente e a sustentabilidade. Nesse contexto, a escolha de realizar um Estudo de Caso da Lei 14.300 na viabilidade econômica de Projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A, justifica-se pôr a GD desempenhar um papel significativo na matriz elétrica brasileira, promovendo a utilização de fontes renováveis, reduzindo a fatura de energia de consumidores de pequeno e grande porte, diminuindo significativamente o impacto ambiental, gerando empregos e contribuindo com a arrecadação de tributos.

Com a entrada em vigor da Lei 14.300, houve um aumento das exigências e novas regras para a GD. Os consumidores que desejam gerar sua própria energia, terão cobranças que antes não eram exigidas na compensação de energia pela regulamentação antiga, o que pode impactar no tempo necessário para recuperar o investimento realizado e então começar a obter lucro, isso gerou uma certa insegurança e desinformação sobre as mudanças trazidas pela Lei. Por ser uma lei, ela traz maior estabilidade ao setor, por também estabelecer limites para as ações das agências reguladoras, que antes poderiam facilmente realizar modificações de forma relativamente fácil, sem um processo democrático amplo.

Assim, é possível notar que desenvolver um estudo de caso da Lei 14.300 na viabilidade econômica de Projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A pode impactar direta ou indiretamente as empresas, investidores, consumidores, integradores, instaladores, governo e órgãos reguladores, bem como a sociedade em geral, além de contribuir para um futuro energético acessível, economicamente viável, seguro e ambientalmente sustentável. Para tanto, é preciso gerar conhecimento sobre essa tecnologia, principalmente para os grandes consumidores (grupo A) que terão maiores arrecadações, discutir sobre as cobranças da Lei 14.300, projetar e analisar os possíveis resultados financeiros.

1.5 Objetivos

1.6 Objetivos Geral

Este trabalho possui como objetivo geral de identificar os principais impactos da Lei 14.300 na viabilidade econômica de Projeto de Geração Distribuída Fotovoltaica para Consumidor do Grupo A.

1.7 Objetivos Específicos

Com a finalidade de assegurar a execução do objetivo geral do trabalho, os seguintes objetivos específicos serão apresentados a seguir:

- Conceituar os Consumidores do Grupo A e a adequação da demanda contratada;
- Conceituar a Geração Distribuída;
- Discorrer sobre o Marco Legal da GD - Lei 14.300;
- Simular a potência de um sistema fotovoltaico ideal para atender todo o consumo da unidade escolhida para o estudo;
- Analisar a viabilidade econômica de um projeto de geração distribuída fotovoltaica para o consumidor do Grupo A;

1.8 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto por 6 capítulos, cada um abordando aspectos específicos relacionados ao objetivo central do estudo. O capítulo 1 é a introdução, que apresenta a contextualização e a estrutura geral do trabalho. No capítulo 2, é mostrado o processo de faturamento de energia elétrica no Brasil, com foco nas características do consumidor do Grupo A e a adequação da demanda contratada. O capítulo 3 aprofunda-se no conceito, características, marcos regulatórios e o marco legal da Geração Distribuída (Lei 14.300). Os materiais e métodos utilizados no desenvolvimento deste trabalho são detalhados no capítulo 4. No capítulo 5, são apresentados os resultados das análises realizadas. Por fim, o capítulo 6 traz as conclusões do estudo.

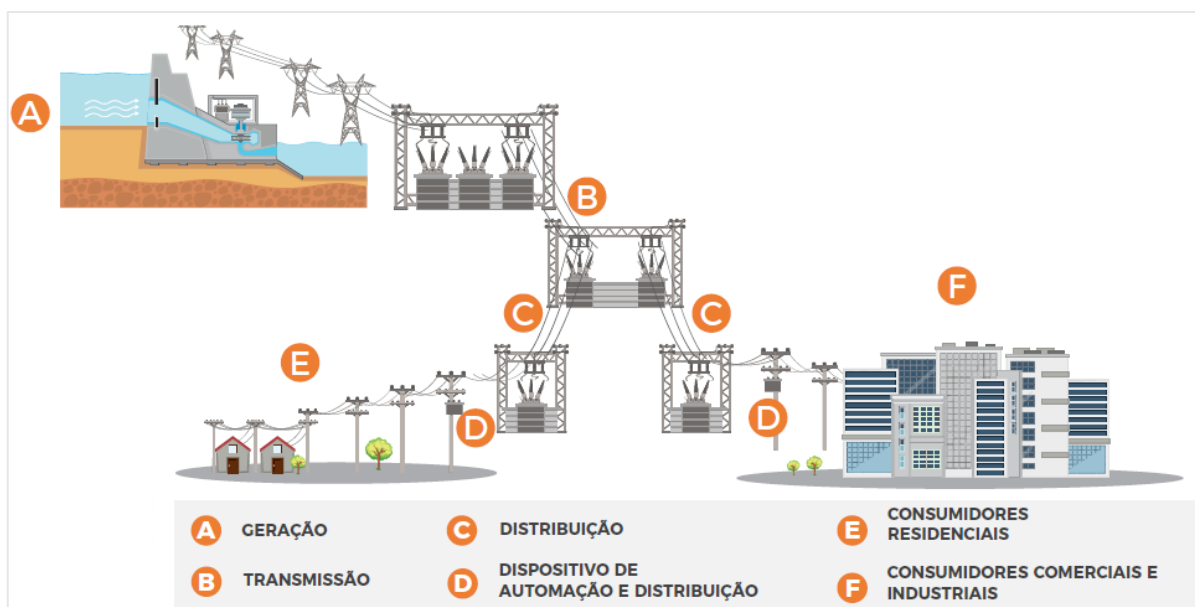
2 FATURAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.1 Considerações Iniciais

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022a), o setor elétrico brasileiro é composto por geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras de energia. A ANEEL é responsável por estabelecer tarifas justas aos consumidores, considerando os custos desde a geração até a entrega da energia. A tarifa é composta por três custos: energia gerada, transporte de energia e encargos setoriais. Os tributos, que não são criados pela ANEEL, também estão embutidos na tarifa. Para o cálculo tarifário, os custos da distribuidora são divididos em duas parcelas: compra de energia, transmissão e encargos setoriais (Parcela A) e distribuição de energia (Parcela B). A preservação do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias é importante para garantir a qualidade do serviço prestado aos consumidores.

A Figura 4 ilustra o funcionamento do setor elétrico brasileiro, mostrando todo o processo desde a geração da energia até a entrega aos consumidores.

Figura 4 - Esquema de como funciona o setor elétrico brasileiro



Fonte: PIETA.TECH (2022)

As modalidades tarifárias são diferentes formas de tarifação para o consumo de energia elétrica e demanda de potência ativa, definidas de acordo com o Grupo Tarifário. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e o Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária -

Prorot estabelecem as seguintes opções de contratação para cada Grupo Tarifário (ANEEL, 2022b):

Grupo B: As unidades consumidoras do Grupo B são classificadas em Baixa Tensão, nas Classes Residencial (Subgrupo B1), Rural (B2), Demais Classes (B3) e Iluminação Pública (B4). Para esse grupo, existem duas opções tarifárias:

- Convencional Monômnia: Essa tarifa possui uma única tarifa de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia.
- Horária Branca: Essa tarifa diferencia o consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia, utilizando postos tarifários. No entanto, ela não está disponível para o subgrupo B4 e para a subclasse Baixa Renda do subgrupo B1.

Grupo A: As unidades consumidoras do Grupo A são classificadas em Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4) e sistemas subterrâneos (Subgrupo AS). Para esse grupo, existem duas opções tarifárias:

- Horária Azul: Essa tarifa possui diferenciação no consumo de energia elétrica e na demanda de potência, considerando as horas de utilização do dia, conhecidas como postos tarifários. Essa opção está disponível para todos os subgrupos do Grupo A.
- Horária Verde: Essa tarifa também considera as horas de utilização do dia, mas possui uma única tarifa de demanda de potência. Essa opção está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS.

2.2 Modalidades Tarifárias do Grupo A

As descrições na Resolução Normativa (REN) nº 1.000/2021 para a definição das modalidades tarifárias horárias do grupo A (ANEEL, 2021, p. 90) são:

Art. 213. A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por:

- I - uma tarifa para a demanda, sem segmentação horária;
- II - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e
- III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

Art. 214. A modalidade tarifária horária azul é caracterizada por:

- I - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário ponta;
- II - uma tarifa para a demanda para o posto tarifário fora de ponta;
- III - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário ponta; e
- IV - uma tarifa para o consumo de energia elétrica para o posto tarifário fora de ponta.

A Tabela 1 apresenta conforme o valor da tensão de fornecimento, a divisão dos subgrupos do grupo A. É feito o enquadramento automático na Modalidade Tarifária Horária (MTH) Azul para os subgrupos A1, A2 e A3, enquanto os subgrupos A3a, A4 e AS possuem a possibilidade de optar entre a modalidade Azul e Verde.

Tabela 1 - Subgrupos A, conforme com a tensão de fornecimento

Subgrupo	Tensão de Fornecimento	Modalidade Tarifária Horária
A1	≥ 230 kV	Azul
A2	88 kV a 138 kV	Azul
A3	69 kV	Azul
A3a	30 kV a 44 kV	Azul ou Verde
A4	2,3 kV a 25 kV	Azul ou Verde
AS	$< 2,3$ kV (a partir de sistema subterrâneo de distribuição)	Azul ou Verde

Fonte: Adaptado de ANEEL (2021).

A MTH verde possui uma tarifa única para a demanda e tarifas distintas para o consumo de energia elétrica nos postos tarifários Ponta e Fora de Ponta. Já a MTH azul possui tarifas separadas para a demanda nos postos tarifários Ponta e Fora de Ponta, além de tarifas distintas para o consumo de energia elétrica nos postos tarifários ponta e fora de ponta.

2.3 Postos Tarifários

A definição dos postos tarifários é necessária para a aplicação das modalidades tarifárias horárias, como definido na REN nº 1.000/2021 e nos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret. A distribuidora é responsável por definir os postos tarifários durante o processo de revisão tarifária periódica, que ocorre a cada 4 ou 5 anos. No Grupo A, são aplicados os horários de ponta e fora ponta, enquanto na Tarifa Branca aplicada ao Grupo B, são utilizados os três postos tarifários: ponta, intermediário e fora ponta. Cada posto tarifário é definido por um período de tempo específico (ANEEL, 2022c):

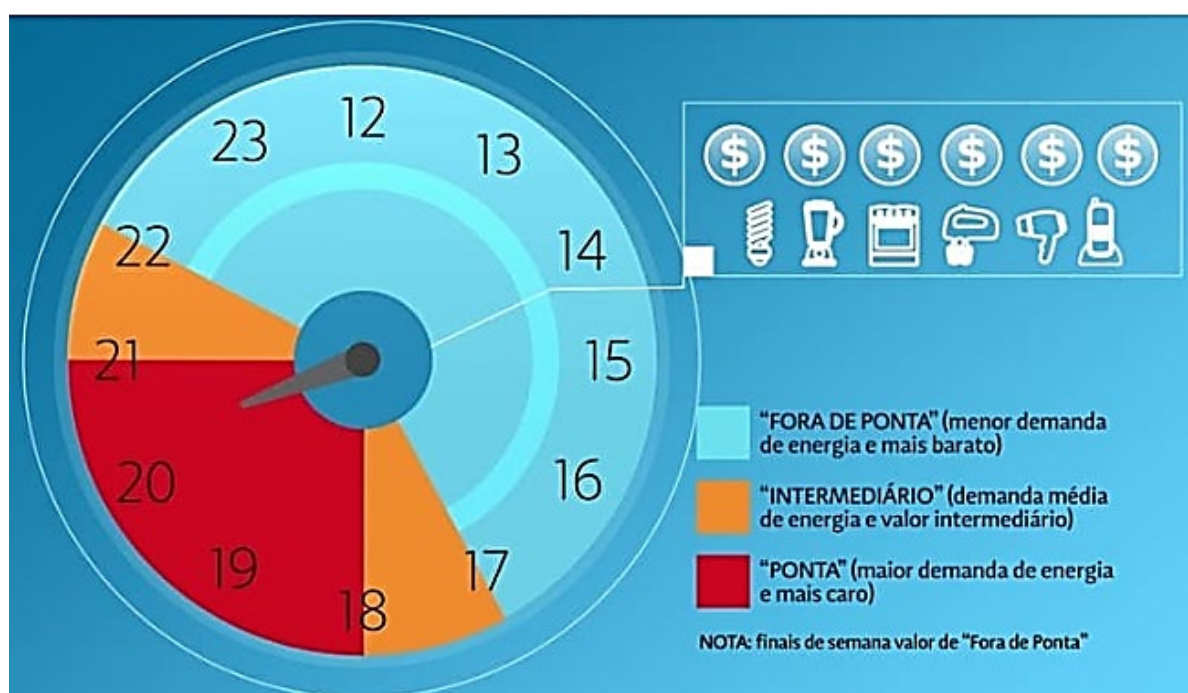
- O posto de Ponta é um período diário de 3 horas consecutivas, exceto aos sábados, domingos e feriados nacionais.
- Já o posto intermediário é um período de horas conjugadas ao horário de ponta, aplicado apenas às unidades consumidoras que optam pela Tarifa Branca, e pode variar de 1 a 1h30 antes e depois do horário de ponta.

- Por fim, o posto Fora de Ponta é composto pelas horas consecutivas e complementares aos postos de ponta e intermediário.

Os postos tarifários são definidos por área de concessão ou permissão, exceto para algumas distribuidoras que possuem exceções, as quais constam na Resolução que homologa a revisão tarifária da distribuidora. É importante lembrar que os postos tarifários são aplicados somente nos dias úteis, enquanto nos fins de semana e feriados nacionais, todas as horas são consideradas como fora de ponta. Por fim, é válido ressaltar que existem onze feriados nacionais que são considerados fora de ponta.

Conforme exemplo da Figura 5 o horário de ponta corresponde ao período do dia em que há maior consumo de energia elétrica pela população, ocorrendo geralmente entre 18h e 21h. Nesse momento, as concessionárias de energia precisam fornecer uma maior quantidade de energia para atender a demanda tanto das residências quanto das indústrias e do comércio. Isso ocorre porque a maioria das pessoas está em casa, a iluminação pública é acionada e parte do setor produtivo continua em atividade (GENERAC, 2021).

Figura 5 - Horário de Ponta, Fora Ponta e Intermediário



Fonte: GENERAC (2021)

Cada distribuidora estabelece de forma distinta o horário de ponta em cada estado do país, como demonstrado no Quadro 1.

Quadro 1 - Horários de Ponta da Distribuidora

Concessionárias	Estado	Horário de Ponta
CEMIG	MINAS GERAIS	17h às 20h
LIGHT	RIO DE JANEIRO	17h30 às 20h30
ELETROPAULO	SÃO PAULO	17h30 às 20h30
CELG	GOIÁS	18h às 21h
CPFL (RGE) E CEEE	RIO GRANDE DO SUL	18h às 21h
COEL CE	CEARÁ	17h30 às 20h30
COEL BA	BAHIA	18h às 21h
CEB	DISTRITO FEDERAL	18h às 21h
CELPE	PERNAMBUCO	17h30 às 20h30
ENEL	SP, RJ, GO	18h às 21h
ELEKTRO	SP, MS	17h30 às 20h30

Fonte: ROCHA; RESENDE (2023)

2.4 Demanda Contratada

A ANEEL define a demanda contratada como a potência ativa que a distribuidora deve fornecer continuamente no ponto de conexão, de acordo com o valor e período estabelecidos no contrato, em quilowatts (kW). A demanda é registrada a cada 15 minutos pelo medidor de energia da unidade consumidora e corresponde à média das potências elétricas ativas requeridas ao sistema elétrico pela carga ou geração instalada em operação. Assim, ao longo de um mês de faturamento, são realizados cerca de 2.880 registros de demanda, sendo que o valor máximo registrado é considerado como a Demanda Medida (*DM*) (SANCHES, 2022).

Conforme a REN nº 1000/2021 (ANEEL, 2021) o prazo para atendimento da solicitação de aumento da demanda contratada varia de acordo com o tipo de conexão. Para unidades consumidoras com microgeração distribuída ou sem geração em tensão menor que 69kV, em que não haja necessidade de obras no sistema, o prazo é de 15 dias, enquanto para conexões que exigem obras, o prazo é de 30 dias, e para as demais conexões, é de 45 dias, a partir da data de solicitação do consumidor. Na hipótese de pedido da redução de demanda contratada a distribuidora tem o prazo de 90 dias para consumidores do subgrupo AS ou A4, e de 180 dias para os demais usuários, importante destacar que, é impedida mais de uma redução de demanda contratada dentro de um período de 12 meses.

De acordo com MARANGONI (2021) a concessionária é responsável por garantir que o consumidor tenha disponível, a qualquer momento, toda a potência necessária solicitada pela carga instalada, a partir da assinatura do contrato e dentro dos prazos legais. O consumidor, por

sua vez, deve pagar integralmente o valor da Demanda Contratada e pode sofrer penalidades, como uma tarifa de ultrapassagem que é o dobro do valor da tarifa de demanda, caso ultrapasse o valor de tolerância estabelecido.

A distribuidora deve cobrar um valor adicional em relação à demanda contratada caso a demanda medida exceda em: 1% para geradores, importadores ou exportadores, 5% para consumidores e 10% para outras distribuidoras conectadas.

2.4.1 Critérios para determinar Demanda Faturada

Segundo a ANEEL (2021), a Demanda Faturada, a qual é o valor utilizado para fins de faturamento com a aplicação das tarifas correspondentes, é obtida a partir da Demanda Medida utilizando três critérios.

Tabela 2 - Critérios para determinar a Demanda Faturada

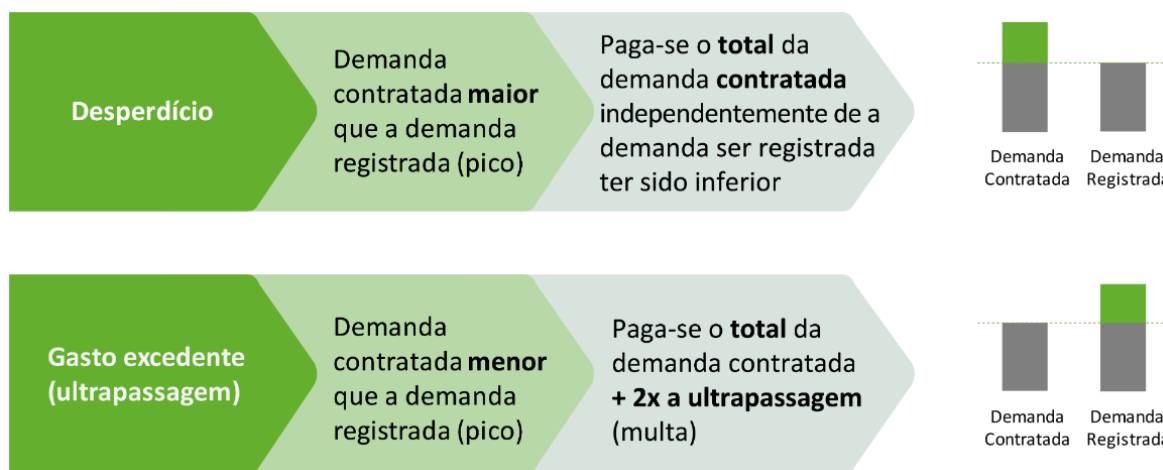
	Critério	Demanda Faturada (DF)
1	$DM < DC$	DC
2	$DC \leq DM \leq DL$	DM
3	$DL < DM$	DM + DU

Fonte: Adaptado da ANEEL (2021)

A Tabela 2 exhibe os três critérios, com as siglas correspondendo a: Demanda Medida (DM), Demanda Contratada (DC), Demanda Limite (DL) e Demanda de Ultrapassagem (DU).

No 1º critério paga-se por inteiro o valor total da Demanda Contratada (DC) para quando a Demanda Medida (DM) for inferior à Demanda Contratada (DC). A Figura 6 apresenta que é gerado desperdício nos gastos com energia elétrica devido ao que sobra (fundo verde) entre a subtração da Demanda Contratada com a Demanda Medida (na figura sendo escrita como Demanda Registrada), essa diferença representa uma sobra de energia não utilizada, pela qual ainda é necessário pagar.

Figura 6 - Análise dos gastos com energia elétrica



Fonte: Ministério da Economia (2020)

De acordo com o 2º critério apresentado na Tabela 2, quando o valor da Demanda Medida (DM) estiver entre a Demanda Contratada (DC) e a Demanda Limite (DL), o valor faturado será referente à própria DM. Isso significa que o consumidor pagará apenas pelo consumo de energia elétrica que utilizou durante o período, sem precisar arcar com custos extras pela demanda que sobrou. No entanto, é importante que o consumidor monitore sua demanda para evitar ultrapassar o limite máximo estipulado pela concessionária de energia elétrica, pois caso isso ocorra, serão aplicadas as tarifas de ultrapassagem conforme definido pela ANEEL.

Conforme o 3º critério apresentado na Tabela 2, caso a Demanda Medida (DM) ultrapasse o limite estabelecido (DL), que é estabelecido para consumidores uma tolerância de 5%, será cobrada não somente a DM, mas também a Demanda de Ultrapassagem (DU). A Figura 6 relata que, ao exceder a Demanda Contratada (e considerando que foi ultrapassado a tolerância de 5%), é aplicada uma multa correspondente à Demanda de Ultrapassagem (DU), resultando em gastos excedentes para o consumidor.

2.4.2 Adequação de demanda contratada

Ao analisar os critérios da Demanda Faturada e também a Figura 6, é possível constatar que há duas situações em que o consumidor pode acabar pagando uma quantia extra de forma desnecessária: A primeira ocorre quando a Demanda Medida é inferior à Demanda Contratada (1º critério), e a segunda se dá quando a Demanda Medida excede o limite e há a cobrança de ultrapassagem (3º critério). Isso significa que o consumidor pode estar tendo prejuízos financeiros evitáveis com um contrato de demanda mais adequado.

A revista FotoVolt publicou em junho de 2021 um estudo que ressaltou a importância do gerenciamento da demanda contratada para eliminar desperdícios e aumentar a eficiência energética, resultando em redução de custos. A análise, que utilizou dados de uma Instituição Federal de Ensino Superior (IFES), apontou que uma revisão do contrato de fornecimento para um valor de demanda mais adequado poderia levar a uma redução potencial de custos de energia de R\$ 943,36 mensais ou R\$ 11.320,30 anuais. Isso sinalizou a necessidade de outras instituições federais também avaliarem seus contratos de energia de forma criteriosa (FILHO, 2021).

2.5 Condições para Migração do Grupo B para o Grupo A

De acordo com a Cartilha do ministério da Economia (2020), a migração do consumidor do Grupo B para o Grupo A é uma possibilidade para consumidores alimentados em baixa tensão que buscam reduzir seus custos com energia elétrica e a obtenção de uma energia de melhor qualidade. Para que essa migração seja realizada, é necessário que a unidade consumidora siga as condições apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Migração do Grupo B para o Grupo A

Condições	Descrição
Carga instalada	Superior a 75 kW
Demanda	Igual ou superior a 30 kW
Viabilidade técnica e econômica	Possibilidade de migração considerada viável
Investimentos necessários	Análise tarifária e investimentos em subestação (transformadores)

Fonte: Adaptado de Ministério da Economia (2020).

É importante destacar que essa migração requer um estudo detalhado com um profissional especializado, por implicar análise tarifária e investimentos em subestação, como transformadores. A migração para o Grupo A pode trazer benefícios como a melhoria da qualidade da energia elétrica, redução de perdas técnicas e aumento da disponibilidade de energia elétrica.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

3.1 Considerações Iniciais

A Geração Distribuída (GD) é o termo utilizado para descrever a produção de energia elétrica próxima ou junto ao consumidor, considerando restrições de potência, tecnologia e fonte de energia. No sistema de GD, o consumidor instala sua própria usina geradora na unidade consumidora e a conecta à rede elétrica da concessionária. Através do Sistema de Compensação de Energia (SCE), o excedente de energia gerado pelo sistema, quando não utilizado pelo consumidor, é enviado para a rede da concessionária. Quando o sistema não está gerando energia suficiente, o consumidor pode utilizar a eletricidade da concessionária. No final de cada mês, ocorre a compensação entre a energia gerada e a energia consumida (DACHERY, 2020).

As usinas de Geração Centralizada (GC) usam grandes fontes geradoras e potências para converter energia primária em eletricidade. Exemplos incluem usinas térmicas e hidrelétricas de grande porte. No entanto, essas usinas têm restrições quanto à localização devido à demanda de matéria-prima, como estar próximas a grandes rios no caso de hidrelétricas. Isso resulta na necessidade de longas linhas de transmissão e estações de tratamento, aumentando os custos repassados ao consumidor final. Ao contrário da geração distribuída, que está se espalhando por todo o Brasil, a geração solar fotovoltaica centralizada é concentrada em áreas ensolaradas do país, levando em consideração tanto a disponibilidade de energia solar quanto o custo da terra (MARQUES, 2019).

A GD é um método descentralizado que utiliza pequenos geradores, diferentemente do modelo tradicional de geração de energia. Ela oferece uma opção mais acessível para aqueles que não podem arcar com os custos de instalação e manutenção de seu próprio sistema de geração de energia solar, por exemplo. Ao contrário da geração centralizada, que envolve grandes usinas afastadas dos centros de consumo, que requerem a transmissão de energia por meio de extensas linhas de transmissão, na GD, os geradores são instalados próximos aos centros de consumo ou no mesmo local onde a energia é consumida (GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2022). Essa proximidade contribui para a redução dos custos de transmissão e minimiza os impactos ambientais associados à geração centralizada (ESFERA BLOG, 2021).

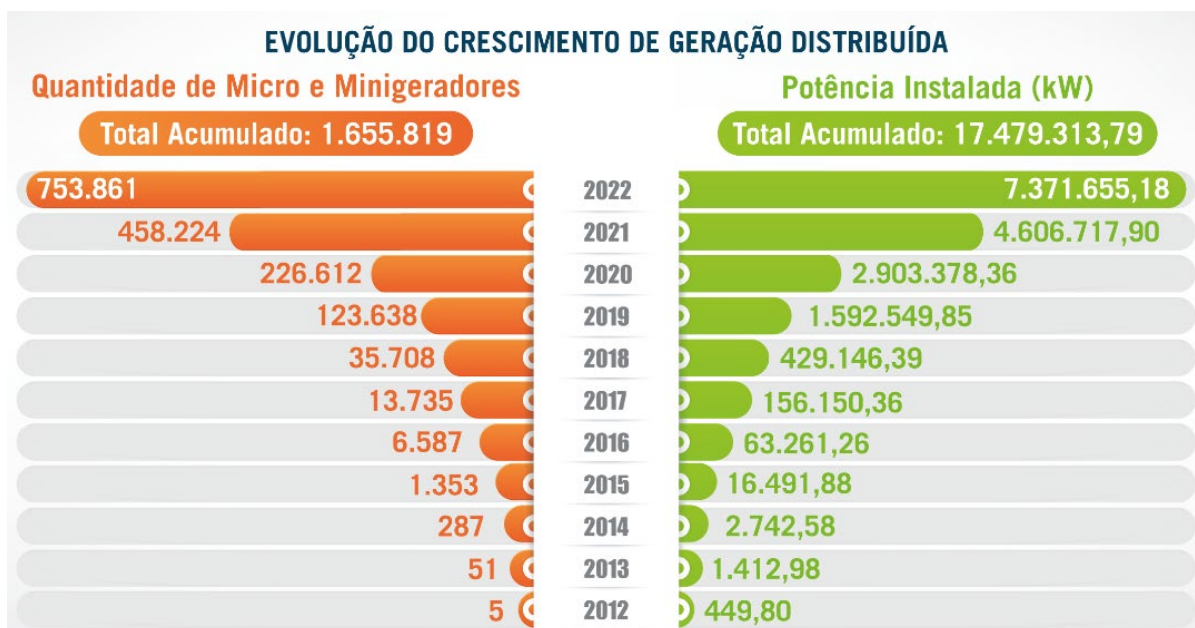
Nesse cenário, conforme (ANEEL, 2016; MARANGONI, 2021) a geração de energia próxima às cargas oferece vários benefícios para o sistema elétrico, incluindo a possibilidade de adiar investimentos em expansão das redes de distribuição e transmissão, a redução do

impacto ambiental através do uso de fontes renováveis, a melhoria da qualidade da tensão durante os períodos de alta demanda e a diversificação da matriz energética. Segundo Ackermann; Andersson; Söder (2001), a GD engloba tecnologias de pequena escala que utilizam tanto fontes de energia renováveis (como solar, eólica, geotérmica, biomassa, biogás e hidroelétrica) quanto fontes não renováveis (como combustíveis fósseis). Essas tecnologias são integradas de maneira distribuída ao sistema elétrico de distribuição.

No Brasil, a Geração Distribuída (GD) foi regulamentada pelo Decreto nº 5.163/04, que estabelece as diretrizes para a comercialização de energia elétrica no país, de acordo com a Lei nº 10.848/04. Essa regulamentação abrange a GD e estabelece os procedimentos para sua contratação. Segundo esse marco legal, são considerados empreendimentos de GD aqueles que utilizam as seguintes fontes de geração: (a) energia solar; (b) energia eólica; (c) hidrelétrica, com potência instalada igual ou inferior a 30 MW; e (d) termelétricas, incluindo a cogeração a gás, desde que apresentem eficiência energética igual ou superior a 75%. No caso de biomassa ou resíduos de processo como combustível, não é exigido um limite de eficiência energética (FIUZA, 2022). Em 2012, foi implementado o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) por meio da Resolução Normativa nº 482/2012, permitindo a inserção da energia ativa gerada por Unidades Consumidoras (UC) com GD na rede elétrica. Nesse sistema, a energia excedente é fornecida à concessionária como um empréstimo, para posterior compensação no consumo da UC. Em 2015, a Resolução Normativa nº 687/2015 promoveu uma revisão do SCEE, introduzindo o conceito de autoconsumo remoto, que possibilita a compensação de créditos gerados em locais diferentes do consumo. No entanto, devido à injeção direta na rede de distribuição, não é permitida a exportação de créditos para unidades consumidoras localizadas em áreas de concessão diferentes.

A Geração Distribuída apresenta diversas vantagens, tais como a redução da dependência da rede elétrica pública, economia de custos ao utilizar fontes renováveis para consumo próprio, o controle e monitoramento em tempo real da geração e consumo de energia, a redução de investimentos em infraestrutura de transmissão e subestações de transformação, a diminuição de perdas nas linhas de distribuição, impacto ambiental reduzido e um uso mais eficiente dos recursos naturais disponíveis. Através de todas essas vantagens, a Figura 7 mostra a evolução do crescimento da GD teve de 2012 a 2022.

Figura 7 – Evolução do Crescimento de Geração Distribuída de 2012 a 2022



Fonte: ANEEL (2023b)

3.2 Marcos Regulatórios

A seguir são apresentados os principais marcos regulatórios das legislações da GD desde 2012, quando foi estabelecido o sistema de compensação de energia elétrica pela ANEEL até o projeto de lei PL 5829/2019 que desempenhou um papel importante na criação do Marco Legal da GD em 2022.

3.2.1 Resolução Normativa 482/2012

- Estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Ela também regulamentou o sistema de compensação de energia elétrica.
- Definiu a potência dos microgeradores até 100 kW e os minigeradores aqueles acima de 100 kW e até 1 MW (PIMENTEL, 2022).
- As concessionárias tornam-se responsáveis pela conexão de GDs e manutenção da rede.

3.2.2 Resolução Normativa 687/2015

- Criação das modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada.
- Possibilidade de compensação de créditos entre matrizes e filiais.
- Geração compartilhada entre consumidores de condomínios, ou com formação de cooperativas, ou consórcios.
- Diminuição da microgeração para até 75 kW.
- Elevação do limite da minigeração de 1 MW para 5 MW.
- Ampliação da validade dos créditos de energia elétrica para 60 meses.
- Redução dos prazos de tramitação dos processos junto às distribuidoras.

3.2.3 Resolução Normativa 786/2017

- Vedou o enquadramento como micro 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.

3.2.4 PL 5829/2019

- Apresentação do projeto de lei PL 5829/2019 é um importante marco para o desenvolvimento sustentável e a promoção de energia renovável, tornando-a mais acessível e econômica (BLUE SOL ENERGIA SOLAR, 2023).
- Proposto pelo Deputado Silas Câmara em 2019 e aprimorado pelo Deputado Lafayette de Andrada em 2021, o projeto foi aprovado tanto na Câmara dos Deputados quanto no Senado Federal (BLUE SOL ENERGIA SOLAR, 2023).
- Estabeleceu mudanças nas cobranças de encargos e tributos sobre os sistemas de distribuição dos micros e minigeradores de energia elétrica.

- Foram dois anos de esforços e a sua tramitação envolveu: agentes privados do setor de geração de energia, associações de geração de energias renováveis, representantes do poder público, do setor regulatório e das distribuidoras.

3.3 Marco Legal da GD – Lei 14.300

A promulgação da Lei 14.300/22, que unificou as regras existentes e introduziu novas diretrizes para a geração distribuída, foi resultado de acordos estabelecidos entre associações que representam todas as partes envolvidas. O texto da Lei foi baseado na versão mais recente do Projeto de Lei (PL) nº 5829, que foi aprovado com apenas dois vetos presidenciais e contou com o apoio dessas associações (PIMENTEL, 2022). Conforme Júnior (2022), o presidente vetou duas permissões que constavam na proposta inicial. A primeira permitia a construção de múltiplas usinas de micro e minigeração distribuída em reservatórios ou superfícies de água de hidroelétricas. O segundo veto dizia respeito à possibilidade de enquadrar projetos de geração distribuída em programas como debêntures incentivadas, Fundos de Investimento em Participações (FIPs) e outros meios que auxiliam no financiamento desses projetos.

Assim, embora os marcos regulatórios tenham desempenhado um papel importante na busca por um equilíbrio entre as necessidades das distribuidoras, consumidores e as empresas do setor, eles ainda são definidos por agências reguladoras, como a ANEEL, e podem ser modificados de forma relativamente fácil, sem um processo democrático abrangente. Por outro lado, as leis estabelecem limites para as ações dos órgãos reguladores, trazendo maior estabilidade ao setor. A Lei 14.300 é reconhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, uma vez que foi a primeira lei federal a abordar o tema.

De acordo com a ANEEL (2023a), a Lei nº 14.300 estabelece que a geração distribuída abrange o uso de fontes renováveis e cogeração qualificada. Existem duas categorias: microgeração distribuída, com potência de até 75 kW, e minigeração distribuída, com potência acima de 75 kW e até 3 MW (ou até 5 MW em casos específicos). Ambas estão conectadas à rede de distribuição por meio de unidades consumidoras. O Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) permite a injeção de energia excedente na rede durante o dia e a utilização dessa energia armazenada pela rede durante a noite. O consumidor pode distribuir o excedente de energia para outras unidades consumidoras no mesmo mês ou converter em créditos para compensar o consumo futuro. Os créditos têm validade de 60 meses.

3.3.1 Modalidades da GD

Segundo a ANEEL (2023a) e as definições presentes na Lei nº 14.300/2022, as modalidades da GD são as seguintes:

- Autoconsumo local: a energia é gerada e compensada no mesmo local onde a micro ou minigeração distribuída está instalada.
- Autoconsumo remoto: a energia gerada no local pode ser compensada para outras unidades consumidoras, desde que sejam do mesmo titular.
- Geração distribuída em Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC): a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos, de acordo com porcentagens ou ordem de prioridade definidas pelos próprios consumidores.
- Geração compartilhada: várias pessoas interessadas podem se unir em consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edifício, ou qualquer outra forma de associação civil, visando instalar uma ou mais centrais de micro ou minigeração distribuída e utilizar a energia gerada para compensar o consumo de todos os participantes.

3.3.2 Tributação nas Componentes Tarifárias

A Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas no mercado de distribuição de energia elétrica, que diferenciam os custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias. Essas tarifas são determinadas através dos processos de revisão ou reajuste tarifário, sendo compostas por diferentes componentes, como Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Esses componentes se agregam para formar as tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e de Energia (TE).

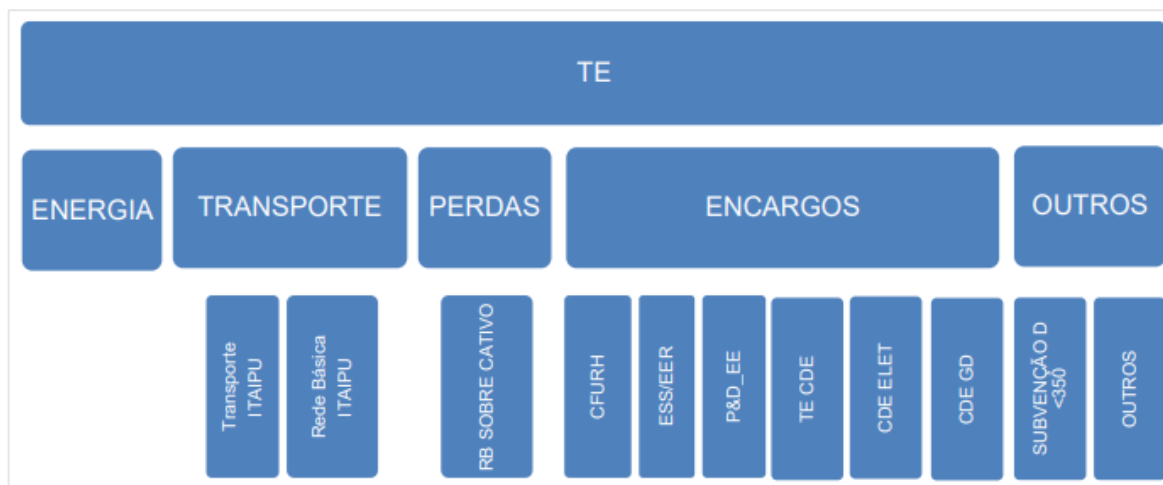
Conforme (SCHROER, 2022), a ANEEL é responsável pela regulação das tarifas de energia que os consumidores finais devem pagar. Esses valores são calculados considerando diversos fatores que compõem o custo final da energia elétrica. As definições de cada um desses fatores estão estabelecidas no documento Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, disponibilizado pela ANEEL e que possui caráter normativo. O módulo 7 do PRORET trata

especificamente da Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. No submódulo 7.1, versão 2.8, encontram-se as definições detalhadas relacionadas a esse assunto (ANEEL, 2022d).

As funções de custos da tarifa de energia (TE) são compostas por diversas componentes tarifárias, conforme ilustrado na Figura 8. Essas componentes incluem:

- A. TE ENERGIA - representa a parte da tarifa de energia que cobre os custos relacionados à compra de energia elétrica para revenda aos consumidores. Isso inclui:
 - a) aquisição por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulada (ACR);
 - b) quota de energia proveniente de Itaipu;
 - c) geração própria;
 - d) aquisição do atual agente supridor;
 - e) compra de energia proveniente de geração distribuída;
- B. TE ENCARGOS - representa a parcela da TR que cobre os custos relacionados a:
 - 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 associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (TE CDE).
 - e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras (CDE ELET); e
 - f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída (CDE GD).
- C. TE TRANSPORTE - representa a parcela da TE que cobre os custos de transmissão relacionados ao transporte de energia de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
- D. TE PERDAS - representa parcela da TE que cobre os custos decorrentes de perdas na Rede Básica, devido ao mercado de referência de energia.
- E. TE OUTROS – parcela da TE referente:
 - a) Subvenção $D < 350$;
 - b) Outros.

Figura 8 - Funções de custos e componentes tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2022d)

As funções de custos da TUSD são compostas pelos seguintes componentes tarifários, conforme ilustrado na Figura 9:

- A. TUSD TRANSPORTE - é a parcela da TUSD composta pela TUSD FIO A e TUSD FIO B, que incluem:
- a) TUSD FIO A - engloba os custos regulatórios relacionados ao uso de ativos de terceiros, abrangendo:
 - a. utilização dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
 - b. utilização dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
 - c. utilização dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
 - d. conexão às instalações de transmissão ou distribuição.
- B. TUSD FIO B - engloba os custos regulatórios relacionados ao uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, incluindo:
- a) custo anual dos ativos (CAA);
 - b) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
- C. TUSD ENCARGOS - é a 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);
- f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica (CDE CONTAS).

D. TUSD PERDAS - parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios relacionados a:

- 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.

E. TUSD OUTROS - é a parcela da TUSD que abrange:

- a) subvenção $D < 350$;
- b) outros.

Figura 9 - Funções de custos e componentes tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2022d)

Segundo Dachery (2022), o Fio A e Fio B são componentes da tarifa de energia, mais especificamente da TUSD, que engloba o transporte de energia. Eles representam os custos relacionados ao uso do sistema de distribuição e transmissão. O Fio B está associado aos custos da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária até o consumidor final (Parcela B), enquanto o Fio A está relacionado aos custos de manutenção e operação das linhas de transmissão (Parcela A). Ambos são calculados pela ANEEL com base nos custos da concessionária.

A Lei 14.300 assegura a manutenção dos benefícios obtidos até 2045 para todas as unidades existentes que protocolaram acesso até 12 meses após a sua publicação (até dia 07/01/2023). Além disso, estabelece as regras a serem aplicadas durante e após a transição regulatória. Para os consumidores que solicitarem acesso após os 12 meses da publicação da Lei, ou seja, que não possuírem direito adquirido, o faturamento seguirá a seguinte forma:

- a) Para a geração autoconsumo local, geração compartilhada, EMUC ou autoconsumo com potência inferior a 500 kW, o faturamento seguirá uma cobrança progressiva da TUSD Fio B, conforme indicado na Figura 10.

Figura 10 – Cobrança progressiva do Fio B, conforme as modalidades da GD

Autoconsumo Local Geração Compartilhada EMUC Autoconsumo R. até 500 kW Fontes Despacháveis - qualquer modalidade - % de pagamento da TUSD fio B						
2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029 (*)
15% do fio B	30% do fio B	45% do fio B	60% do fio B	75% do fio B	90% do fio B	Nova regra

Fonte: RUBIM (2023)

A componente Fio B da TUSD apresenta variações entre as concessionárias e os grupos tarifários, resultando em impactos diferentes na viabilidade econômica da geração distribuída (GD) dependendo da concessionária em questão. É importante ressaltar que a cobrança incide sobre a energia elétrica ativa compensada, ou seja, aquela armazenada na rede e posteriormente utilizada para compensação, e não sobre toda a energia gerada ou consumida.

- b) No caso de autoconsumo remoto com potência superior a 500 kW ou geração compartilhada em que um dos consumidores possua uma participação de 25% ou mais nos créditos de energia, serão aplicadas as seguintes cobranças: TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE e P&D. Essas informações estão detalhadas na Figura 11.

Figura 11 – Cobrança parcial dos componentes tarifários, conforme as modalidades da GD

Autoconsumo Remoto > 500 kW G. Compartilhada quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos	
2023 a 2028	2029 em diante (*)
100% da TUSD fio B + 40% da TUSD fio A + TFSEE + P&D	Nova regra

Fonte: RUBIM (2023)

A partir de 2029, terá uma regra final em que serão cobrados todos os custos não associados à energia, e abatidos os benefícios da GD.

3.3.3 Regras de Compensação GD I, GD II e GD III

A Resolução Homologatória ANEEL nº 3.169, de 29 de dezembro de 2022, publica os percentuais de redução para a aplicação da regra de transição estabelecida no art. 27 da Lei nº 14.300/2022 em relação à energia do Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE. O Anexo da resolução apresenta, por distribuidora, os percentuais de redução a serem aplicados na Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e na Tarifa de Energia - TE para determinar a tarifa aplicada no faturamento do consumo associado ao SCEE, de acordo com a referida regra de transição prevista no art. 27 da Lei nº 14.300/2022. Para estabelecer a classificação dos consumidores participantes da Microgeração e Minigeração Distribuída de acordo com as regras de compensação, foram criados três grupos: GD I, GD II e GD III.

GD I: art. 26 da Lei n. 14.300/2022. Conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023;

GD II: caput do art. 27 da Lei n. 14.300/2022. Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III;

GD III: § 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/2022. Conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia.

As usinas enquadradas como GD I são aquelas que foram instaladas ou protocoladas até 07/01/2023. Essas usinas continuam a seguir o formato de compensação 1:1, no qual não há cobrança pelo uso da rede e todas as componentes tarifárias são compensadas. Isso significa que o consumidor pode gerar energia e injetá-la na rede, recebendo de volta o mesmo valor proporcional aos kWh que foram injetados (DACHERY, 2023). Vale ressaltar que é necessário verificar o prazo de conexão ao sistema de distribuição e o prazo para injeção de energia. O não cumprimento desses prazos resulta na perda da classificação como GD I. A Figura 12 ilustra um exemplo fictício de como é realizada uma compensação completa de todas as componentes tarifárias no enquadramento da GD I, onde a injeção de 1 kW é compensada exatamente com 1 kW, sem a necessidade de pagamento adicional.

Figura 12 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD I

GD I			
COMPONENTES TARIFÁRIOS		VALORAÇÃO	
T U S D tarifa do uso do sistema de distribuição	TRANSPORTE - FIO A	R\$	0,07
	TRANSPORTE - FIO B	R\$	0,25
	PERDAS	R\$	0,05
	ENCARGOS	R\$	0,15
	OUTROS	R\$	0,01
T E tarifa de energia	ENERGIA	R\$	0,38
	TRANSPORTE - ITAIPU	R\$	0,02
	PERDAS	R\$	0,01
	ENCARGOS	R\$	0,05
	OUTROS	R\$	0,01
CUSTO TOTAL DA TARIFA (kWh)		R\$	1,00
COMPONENTES COMPENSADOS		R\$	1,00
COMPONENTES A PAGAR		R\$	-

VALORES DE TARIFA FICTÍCIOS - DEVE SER AVALIADO EM CADA DISTRIBUIDORA - NÃO CONSIDERADO IMPOSTOS

Fonte: DACHERY (2023)

Usinas enquadradas como GD II referem-se às conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023. Nesse caso, será aplicada uma cobrança progressiva da TUSD Fio B, de acordo com as modalidades da geração distribuída, conforme foi mostrado na Figura 10.

A Figura 13 ilustra um exemplo fictício de como é realizada a compensação no enquadramento da GD II, considerando a cobrança do Fio B que começa com 15% em 2023 e chega a 90% em 2028.

Figura 13 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD II

GD II * (15% FIO B)			
COMPONENTES TARIFÁRIOS		VALORAÇÃO	
T U S D tarifa do uso do sistema de distribuição	TRANSPORTE - FIO A	R\$	0,07
	15% TRANSPORTE - FIO B	R\$	0,0375
	85% TRANSPORTE - FIO B	R\$	0,2125
	PERDAS	R\$	0,05
	ENCARGOS	R\$	0,15
	OUTROS	R\$	0,01
T E tarifa de energia	ENERGIA	R\$	0,38
	TRANSPORTE - ITAIPU	R\$	0,02
	PERDAS	R\$	0,01
	ENCARGOS	R\$	0,05
	OUTROS	R\$	0,01
CUSTO TOTAL DA TARIFA (kWh)		R\$	1,00
COMPONENTES COMPENSADOS		R\$	0,9625
COMPONENTES A PAGAR		R\$	0,0375

GD II * (90% FIO B)			
COMPONENTES TARIFÁRIOS		VALORAÇÃO	
T U S D tarifa do uso do sistema de distribuição	TRANSPORTE - FIO A	R\$	0,07
	90% TRANSPORTE - FIO B	R\$	0,225
	10% TRANSPORTE - FIO B	R\$	0,025
	PERDAS	R\$	0,05
	ENCARGOS	R\$	0,15
	OUTROS	R\$	0,01
T E tarifa de energia	ENERGIA	R\$	0,38
	TRANSPORTE - ITAIPU	R\$	0,02
	PERDAS	R\$	0,01
	ENCARGOS	R\$	0,05
	OUTROS	R\$	0,01
CUSTO TOTAL DA TARIFA (kWh)		R\$	1,00
COMPONENTES COMPENSADOS		R\$	0,7725
COMPONENTES A PAGAR		R\$	0,2025

Fonte: DACHERY (2023)

Usinas enquadradas como GD III referem-se às conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023 e configuradas conforme apresentado na Figura 11, como Autoconsumo Remoto > 500 kW e quando um consumidor tiver 25% ou mais dos créditos na Geração Compartilhada. Assim, para essas usinas, não ocorre uma cobrança progressiva dos componentes tarifários, mas sim uma cobrança integral desde o primeiro mês.

A Figura 14 ilustra um exemplo fictício de como ocorre a compensação no enquadramento da GD III. Nesse enquadramento, são aplicadas as seguintes cobranças: 100% da TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE e P&D. Os componentes tarifários TFSEE e P&D são encargos que correspondem à taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica e ao encargo destinado à pesquisa e desenvolvimento.

Figura 14 - Compensação das Usinas Enquadradas na GD III

GD III			
COMPONENTES TARIFÁRIOS			VALORAÇÃO
tarifa do uso do sistema de distribuição	T U S D	TRANSPORTE - FIO A	R\$ 0,04
		40% TRANSPORTE - FIO A	R\$ 0,03
		100% TRANSPORTE - FIO B	R\$ 0,25
		PERDAS	R\$ 0,05
		ENCARGOS	R\$ 0,14906
		ENCARGOS (TFSEE + P&D)	R\$ 0,000930
		OUTROS	R\$ 0,010
tarifa de energia	T E	ENERGIA	R\$ 0,38
		TRANSPORTE - ITAIPU	R\$ 0,02
		PERDAS	R\$ 0,0089
		ENCARGOS (P&D)	R\$ 0,001
		ENCARGOS	R\$ 0,05
		OUTROS	R\$ 0,01
CUSTO TOTAL DA TARIFA (kWh)			R\$ 1,00
COMPONENTES COMPENSADOS			R\$ 0,72
COMPONENTES A PAGAR			R\$ 0,28

Fonte: DACHERY (2023)

Ressalta-se que os exemplos apresentados utilizaram valores fictícios da tarifa visando ilustrar o funcionamento das compensações em cada grupo. A ANEEL por meio da resolução homologatória 3169/2022 definiu os conceitos de GD I, GD II e GD III e nos anexos da resolução, foram estabelecidos os percentuais compensáveis para cada grupo, de acordo com a distribuidora atendente.

3.3.4 TUSD G

A Lei 14.300/22 promoveu mudanças relevantes na forma de cobrança pelo uso da rede para usinas de geração distribuída de média tensão. Conforme a regulamentação anterior (REN 482/2012), essas usinas de geração distribuída de média tensão que injetavam energia na rede eram cobradas como se consumissem energia (pagavam TUSD C). Essa prática colocava o consumidor-gerador em desvantagem, pois a cobrança pelo uso da rede para os consumidores de energia era maior em comparação aos geradores que apenas injetavam energia na rede (NERIS, 2023). A TUSD C é uma tarifa que se aplica a todos os consumidores do grupo A, ela cobre o uso da rede de distribuição e transmissão de energia elétrica.

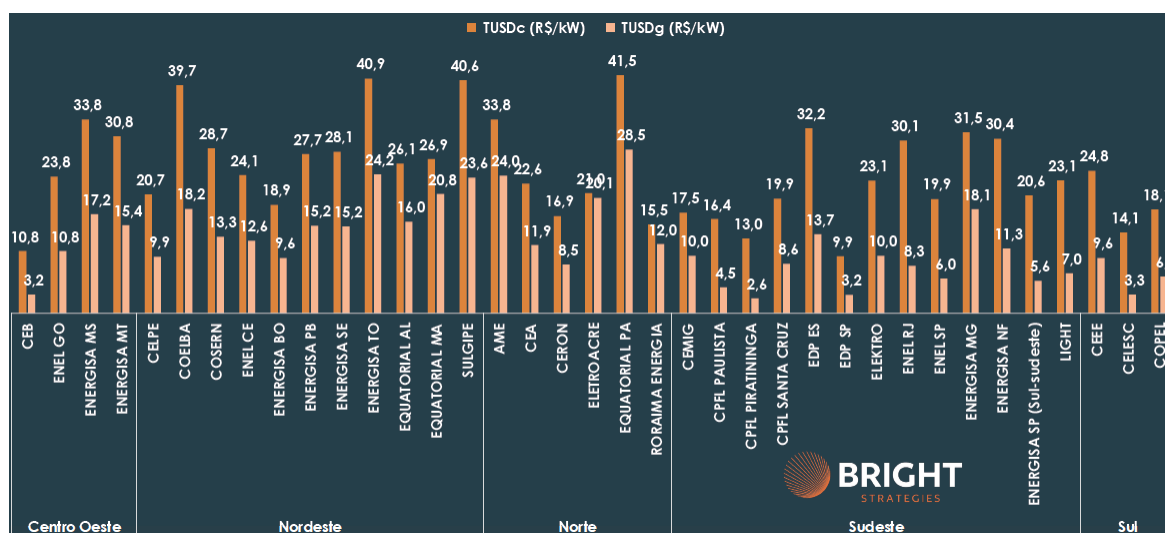
Agora, a tarifa aplicada para esses casos das usinas de geração distribuída de média tensão é a TUSD G, substituindo a TUSD C conforme o art. 18 da Lei 14.300/22 e art.655-J da REN 1.000/21 (DACHERY, [sd]). A cobrança da TUSD G traz benefícios significativos, isso porque agora os consumidores que geram sua própria energia passarão a pagar pela utilização da rede de acordo com a forma como a utilizam. Essa cobrança da TUSD G é feita com base na potência injetada na rede da distribuidora, tornando a cobrança mais justa para os consumidores que produzem sua própria energia.

Segundo Dachery [sd], a cobrança da TUSD G depende do direito adquirido pela usina e da capacidade de medição do sistema. Anteriormente, de acordo com a REN 482/2012, o prosumidor (consumidor que gera sua própria energia) do Grupo A com minigeração distribuída pagava a TUSD C com base na potência associada à unidade consumidora. Porém, com a Lei 14.300/22, as seguintes modificações foram feitas:

1. Usinas com direito adquirido (GD I) começam a pagar a TUSD G após a revisão tarifária da distribuidora (Essa revisão ocorre a cada 4 ou 5 anos, de acordo com a distribuidora).
2. Usinas sem direito adquirido (GD II E GD III) passam a pagar a TUSD G imediatamente, a partir do primeiro ciclo de faturamento.
3. A cobrança da TUSD G se aplica a todos os sistemas de geração distribuída, incluindo micro e minigeração. No Grupo B, a cobrança só é possível em unidades consumidoras com sistema de medição capaz de registrar as demandas de consumo e injeção de energia.

A cobrança da TUSD G para as usinas de minigeração pode resultar em uma redução de custo significativa, podendo chegar a até 80% dependendo da distribuidora. Um comparativo entre os valores da TUSD G e TUSD C em diversas distribuidoras das regiões Centro-Oeste, Nordeste, Norte, Sudeste e Sul do Brasil é apresentado na Figura 15.

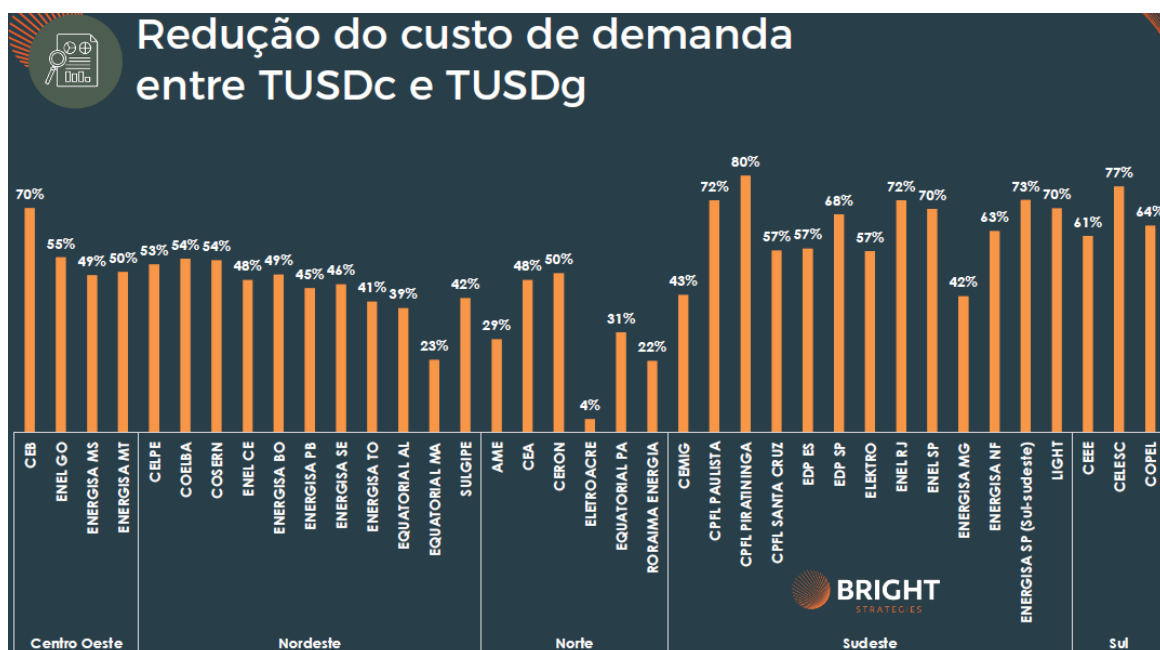
Figura 15 – Comparativo do valor da TUSD G e TUSD C nas distribuidoras



Fonte: RUBIM (2023)

A Figura 16 mostra que em alguns casos, como na distribuidora CPFL PIRATININGA na região Sudeste, a redução no custo de demanda ao migrar da TUSD C para a TUSD G pode chegar a 80%. Na distribuidora CELESC da região Sul, a redução pode ser de 77%, e na Enel – GO da região Centro-Oeste, a redução poderia chegar a 55%.

Figura 16 - Redução do custo de Demanda entre TUSD C e TUSD G



Fonte: RUBIM (2023)

4 MATERIAIS E MÉTODOS

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, serão apresentados os materiais e métodos empregados no desenvolvimento deste trabalho, visando alcançar os objetivos propostos. O presente estudo consiste em pesquisa de caráter exploratório e descritivo, com base em fontes secundárias e abordagem qualitativa e quantitativa.

O estudo de caso da Lei 14.300 na viabilidade econômica de projeto de geração distribuída fotovoltaica para consumidor do grupo A teve como base os registros históricos de consumo e demanda presentes nas faturas de energia elétrica da empresa de setor industrial RAÇÕES VR, que é fabricante de ração para animais na cidade de Orizona - GO. O interesse em realizar esses estudos surgiu da necessidade de ajustar a demanda contratada para reduzir os gastos com energia e promover o uso eficiente da mesma, além do interesse da empresa em implantar um sistema de geração fotovoltaica no local.

Figura 17 - Empresa Rações VR



Fonte: Próprio Autor (2023)

4.2 Levantamento de Dados

Utilizando o sistema de histórico de faturas disponibilizado pela distribuidora de energia EQUATORIAL - GO, foi possível coletar as faturas de energia do consumidor, bem como informações sobre a contratação de demanda e perfil de consumo. Para a organização e análise

desses dados, foram desenvolvidas planilhas utilizando o software Excel da Microsoft, destacando as informações mais relevantes para a realização do estudo, as quais são:

Demanda Contratada (DC): é a quantidade de energia ativa que a distribuidora de energia elétrica é obrigada a fornecer continuamente no ponto de conexão, de acordo com o valor e período de vigência estabelecidos em contrato, expressos em kW (quilowatts).

Demanda Medida (DM): maior demanda de potência ativa consumida ou gerada pelo sistema elétrico de distribuição, verificada por medição e registrada em intervalos de 15 minutos durante o período de faturamento, expressa em kW (quilowatts).

Demanda Limite (DL): valor permitido de excedência de até 5% da Demanda Contratada para consumidores.

Demanda de Ultrapassagem (DU): valor obtido entre a diferença da DM e DC para quando for excedido a Demanda Limite.

Consumo Fora Ponta (FP) e Consumo Ponta (P): consumo de energia no horário fora de ponta e ponta, respectivamente, em kWh.

Os dados do consumidor na Tabela 4 foram utilizados como premissa para o levantamento de informações:

Tabela 4 - Dados do Consumidor

Dados do Consumidor	
Setor	Industrial
Subgrupo	A4
Coordenadas	17°02'25.6"S 48°18'35.0"W
Modalidade	Horária Verde
Tensão	13.800 V
Transformador Próprio	500 kVA
Demanda contratada	290 kW

Fonte: Próprio Autor (2023)

A Tabela 5 exibe as tarifas vigentes aplicadas pela concessionária Enel - GO, para clientes do Grupo A (subgrupo A4), na modalidade Verde. Os valores mencionados estão em conformidade com a Resolução Homologatória nº 3.130 do Reajuste Tarifário Anual de 2022, datada dia 18 de outubro de 2022, essa concessionária possui contrato de concessão no estado de Goiás (ANEEL, 2022e).

Tabela 5 - Tarifas de aplicação e base econômica do subgrupo A4 (Enel – GO)

Tarifa Horária Verde	REH N° 3.130 - ANEEL	
	Tarifa de Aplicação	Base Econômica (Com Impostos)
Demanda (R\$/kW)	22,94	24,32
Consumo Ponta (R\$/kWh)	1,91077	2,01713
Consumo Fora Ponta (R\$/kWh)	0,41215	0,40883
Demanda de Geração (R\$/kW)	11,21	12,19

Fonte: ANEEL (2022e)

Através das informações disponibilizadas pelo site da Equatorial - GO, é possível analisar o histórico de faturas do consumidor, agrupando dados de demanda e consumo do ano de 2022. Com o uso do software Excel e dos critérios para determinar a demanda faturada, é possível calcular o custo anual da demanda de energia, a partir da demanda contratada atual. Em seguida, analisando o perfil de consumo da unidade consumidora e coletando todo o consumo faturado no período de 1 ano, é mensurado o valor da geração necessária para atender o consumidor. Por fim, realizar simulações do gerador fotovoltaico para atender essa geração, calculando o custo desse gerador e avaliando o retorno financeiro com a Lei 14.300.

4.3 Demanda de energia da RAÇÕES VR

Foram coletados os registros da demanda de energia durante o ano de estudo (2022). A Tabela 6 apresenta os valores dos elementos de demanda necessários para determinar a Demanda Faturada conforme explicado na seção 2.4.1.

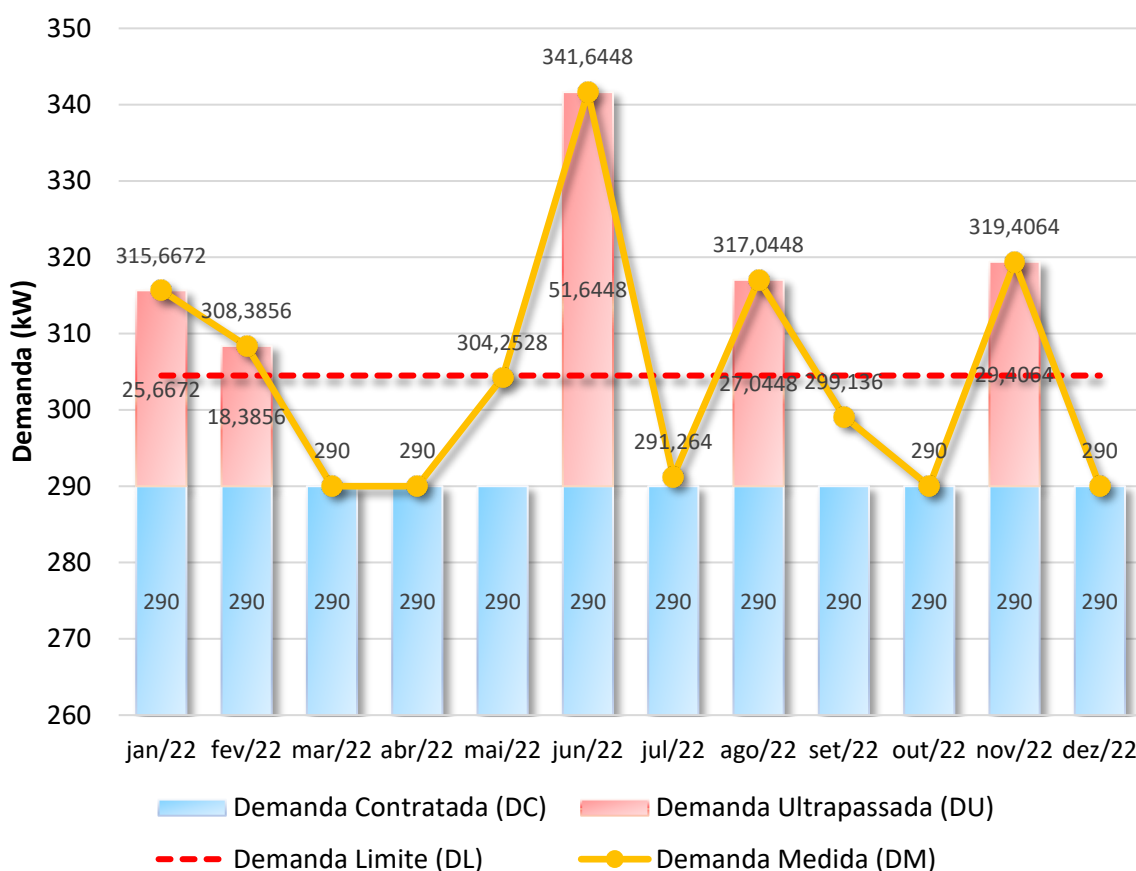
Tabela 6 – Dados da demanda de energia da UC

Período	DM	DC	DL	DU
	kW	kW	kW	kW
dez/22	290	290	304,5	0
nov/22	319,406	290	304,5	29,4064
out/22	290	290	304,5	0
set/22	299,136	290	304,5	0
ago/22	317,045	290	304,5	27,0448
jul/22	291,264	290	304,5	0
jun/22	341,645	290	304,5	51,6448
mai/22	304,253	290	304,5	0
abr/22	290	290	304,5	0
mar/22	290	290	304,5	0
fev/22	308,386	290	304,5	18,3856
jan/22	315,667	290	304,5	25,6672

Fonte: Próprio Autor (2023)

No Gráfico 1 são apresentados os valores mensais de Demanda Medida (linha amarela), Demanda Contratada (coluna azul) e Demanda Limite (linha tracejada em vermelho) para a unidade consumidora. É possível observar que em 5 meses do período analisado (janeiro, fevereiro, junho, agosto e novembro), a Demanda Medida ultrapassou o limite de tolerância estabelecido, resultando na Demanda de Ultrapassagem (coluna vermelha). Essa situação ressalta a importância de revisar regularmente os contratos de demanda, a fim de evitar gastos excessivos com multas e demanda desnecessária.

Gráfico 1 - Registros da demanda de energia da VR RAÇÕES (kW)



Fonte: Próprio Autor (2023)

4.3.1 Custo da Demanda Faturada

A Tabela 7 mostra o custo mensal da demanda faturada da unidade consumidora. Os valores foram calculados com base na tarifa horária verde vigente de base econômica (com impostos), conforme estabelecido na Resolução Homologatória nº 3.130 da Enel – GO conforme já apresentado na Tabela 5.

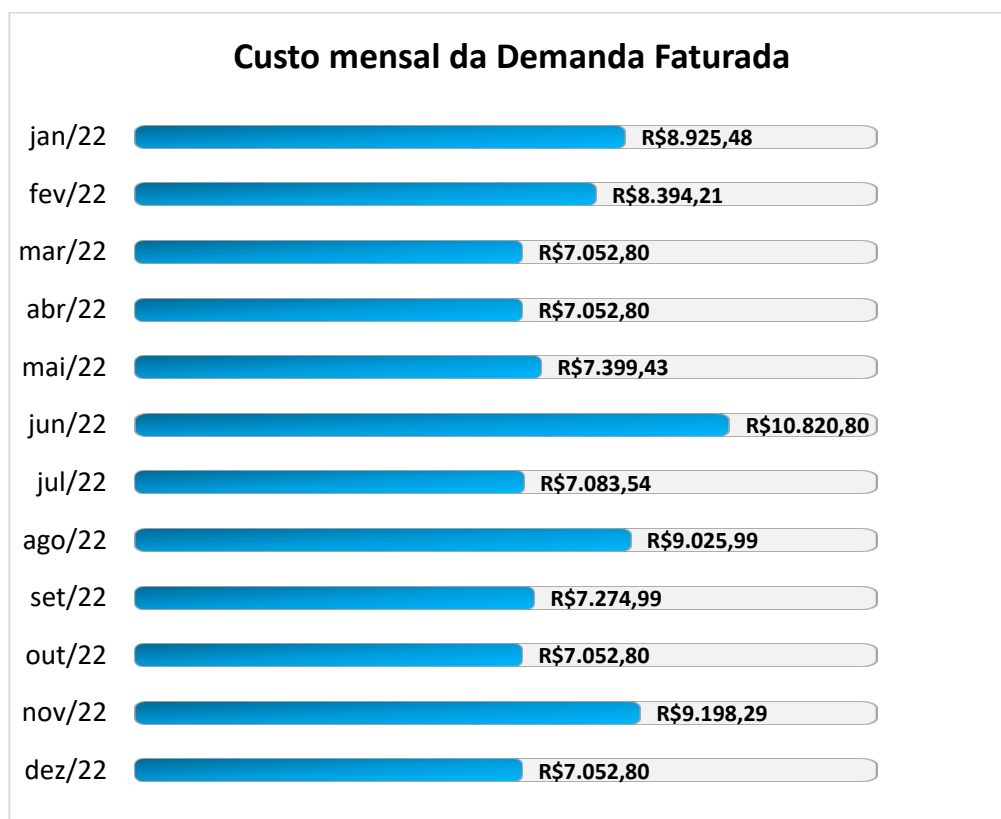
Tabela 7 – Custo mensal da Demanda Faturada

Período	DF	Tarifa	Gasto
	kW	R\$	R\$
dez/22	290	24,32	R\$ 7.052,80
nov/22	378,2192	24,32	R\$ 9.198,29
out/22	290	24,32	R\$ 7.052,80
set/22	299,136	24,32	R\$ 7.274,99
ago/22	371,1344	24,32	R\$ 9.025,99
jul/22	291,264	24,32	R\$ 7.083,54
jun/22	444,9344	24,32	R\$ 10.820,80
mai/22	304,2528	24,32	R\$ 7.399,43
abr/22	290	24,32	R\$ 7.052,80
mar/22	290	24,32	R\$ 7.052,80
fev/22	345,1568	24,32	R\$ 8.394,21
jan/22	367,0016	24,32	R\$ 8.925,48

Fonte: Próprio Autor (2023)

A partir dos dados presentes na Tabela 7, o Gráfico 2 representa o custo mensal com a demanda de energia. Ao somar todos os valores mensais ao longo do ano de 2022, verifica-se que a unidade consumidora teve um gasto total de R\$ 96.333,93.

Gráfico 2 - Custo mensal da Demanda Faturada



Fonte: Próprio Autor (2023)

4.4 Consumo de energia da RAÇÕES VR

Ao longo dos anos, a unidade consumidora teve aumento do consumo de energia elétrica, proporcional à oferta de novos serviços e crescimento da empresa. Desse modo, o ano de 2022 foi o ano de maior consumo de energia elétrica, sendo também o ano base para o dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Para dimensionar o sistema fotovoltaico de forma precisa, é fundamental conhecer o perfil de consumo da unidade. A Tabela 8 apresenta o registro do consumo presentes nas faturas de energia para realizar a análise. A avaliação foi realizada considerando o consumo da unidade ao longo de um período de 12 meses, durante esse período, o consumo anual do horário de ponta (C_p) foi de 28.669,62 kWh e a do horário fora ponta (C_{fp}) de 761.075,94 kWh.

Tabela 8 - Registro do consumo Hora Ponta e Hora Fora Ponta

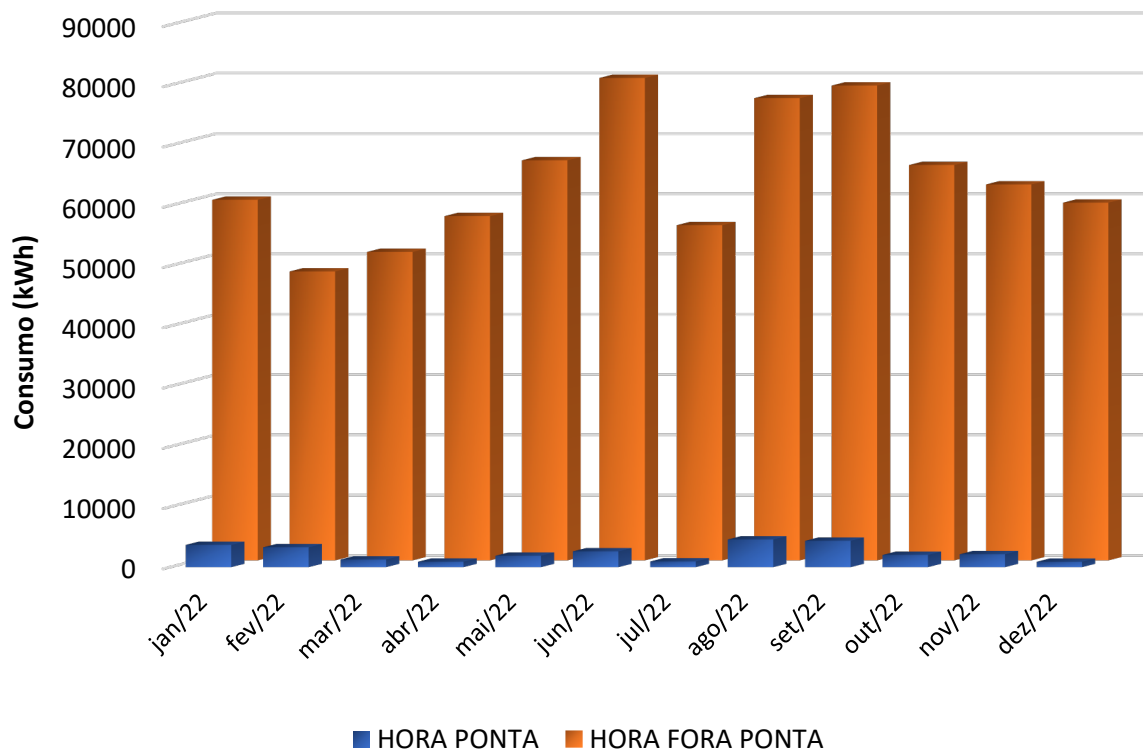
Período	Hora Ponta	Hora Fora Ponta
	kWh	kWh
dez/22	895,65	59367
nov/22	2142,29	62389,38
out/22	2035,69	65613,12
set/22	4379,09	78798,72
ago/22	4595,23	76707,72
jul/22	948,18	55630,44
jun/22	2622,99	80058,24
mai/22	1893,21	66395,4
abr/22	900,9	57135,96
mar/22	1267,83	51192,6
fev/22	3297,48	47950,32
jan/22	3691,08	59837,04
Total	28669,62	761075,94

Fonte: Próprio Autor (2023)

A opção pela modalidade tarifária horária verde é mais benéfica quando o consumo de energia elétrica da unidade consumidora não é intenso no horário de ponta, mas tem uma demanda elevada. É apropriada para consumidores que ajustam a carga elétrica no horário de ponta e reduzem significativamente o consumo de energia nessa faixa de tarifação (SILVA, 2022).

A partir do Gráfico 3 observa-se que há um consumo elevado durante o horário fora de ponta, o que justifica a opção da unidade pela tarifa verde.

Gráfico 3 – Consumo de energia elétrica da VR RAÇÕES (2022)



Fonte: Próprio Autor (2023)

4.4.1 Calculo da Geração Necessária

A energia produzida pelo gerador fotovoltaico coincide com o horário fora de ponta devido às suas características. Essa energia é usada para alimentar as cargas que estão em funcionamento no momento da geração e, caso haja um excedente, ele é injetado na rede da concessionária local.

De acordo com a regulamentação em vigor (VIEIRA; CASTRO, 2016), ao final do período de medição, a energia injetada na rede será compensada primeiro com a energia consumida fora do horário de ponta. Caso ainda haja excedente, esse saldo terá a aplicação de um fator de ajuste para compensar a energia consumida pela unidade consumidora durante o horário de ponta, conforme a Equação (1).

$$Fa = \frac{TE_{FP}}{TE_p} \quad (1)$$

Onde:

Fa = Fator de Ajuste;

TE_{FP} = Tarifa de Energia na Fora de Ponta;

TE_P = Tarifa de Energia na Ponta;

Conforme o Caderno Temático Micro e Mini Geração Distribuída (VIEIRA, D.; CASTRO, 2016), o fator de ajuste é obtido através da divisão entre a tarifa de energia (TE) no horário de ponta e fora de ponta, no caso do excedente ser gerado no horário de ponta. Já no caso do excedente ser gerado no horário fora de ponta, a divisão é feita entre a tarifa fora de ponta e a tarifa de ponta. Vale destacar que a tarifa de energia é a mesma para as modalidades tarifárias azul e verde.

Os valores da TE, podem ser consultados no site da ANEEL e estão disponíveis nas resoluções homologatórias que apresentam o resultado do reajuste tarifário anual na data de aniversário do contrato de concessão com a concessionária atendente. A Figura 18, apresenta o valor da TE do Reajuste Tarifário Anual de 2022, referentes à Enel Distribuição Goiás (ENEL - GO) que é a concessionária com contrato de concessão no estado de Goiás.

Figura 18 - Tarifa de aplicação do subgrupo A4 (Enel - GO)

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONÔMICA		
				TUSD		TE	TUSD		TE
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
A3a (30 a 44kV)	AZUL	NA	P	55,05	139,33	437,01	59,13	124,02	459,64
			FP	22,94	139,33	272,82	24,32	124,02	284,81
			NA	55,05	24,68	0,00	59,13	26,38	0,00
	AZUL APE	NA	FP	22,94	24,68	0,00	24,32	26,38	0,00
			NA	22,94	0,00	0,00	24,32	0,00	0,00
			P	0,00	1.473,76	437,01	0,00	1.557,49	459,64
	VERDE	NA	FP	0,00	139,33	272,82	0,00	124,02	284,81
			NA	22,94	0,00	0,00	24,32	0,00	0,00
			P	0,00	1.359,11	0,00	0,00	1.459,85	0,00
	VERDE APE	NA	FP	0,00	24,68	0,00	0,00	26,38	0,00
			P	27,27	15,08	0,00	26,66	14,82	0,00
			FP	14,39	15,08	0,00	13,84	14,82	0,00
	DISTRIBUIÇÃO	EMT	NA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
			NA	11,21	0,00	0,00	12,19	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	55,05	139,33	437,01	59,13	124,02	459,64
			FP	22,94	139,33	272,82	24,32	124,02	284,81
			NA	55,05	24,68	0,00	59,13	26,38	0,00
	AZUL APE	NA	FP	22,94	24,68	0,00	24,32	26,38	0,00
			NA	22,94	0,00	0,00	24,32	0,00	0,00
			P	0,00	1.473,76	437,01	0,00	1.557,49	459,64
	VERDE	NA	FP	0,00	139,33	272,82	0,00	124,02	284,81
			NA	22,94	0,00	0,00	24,32	0,00	0,00
			P	0,00	1.359,11	0,00	0,00	1.459,85	0,00
	VERDE APE	NA	FP	0,00	24,68	0,00	0,00	26,38	0,00
			NA	11,21	0,00	0,00	12,19	0,00	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	11,21	0,00	0,00	12,19	0,00	0,00
			NA	11,21	0,00	0,00	12,19	0,00	0,00

Fonte: ANEEL (2022e)

A partir dos valores da TE e conforme a Equação (1):

$$Fa = \frac{TE_{FP}}{TE_P} = \frac{272,82}{437,01} = 0,6243$$

Após determinar o fator de ajuste, é possível obter o Consumo na Ponta Corrigido (C_{PC}) que será o valor total a ser compensado no excedente do horário de ponta, por meio da Equação (2):

$$C_{PC} = \frac{C_P}{Fa} \quad (2)$$

Onde:

C_{PC} = Consumo na Ponta Corrigido;

C_P = Consumo na Ponta;

$$C_{PC} = \frac{C_P}{Fa} = \frac{28669,62}{0,6243} = 45923,73 \text{ kWh/Ano}$$

O cálculo para determinar a geração necessária ($G_{necessária}$) para atender todo o consumo da unidade consumidora será igual ao somatório da média anual do Consumo na Fora de Ponta (C_{FP}) com o Consumo na Ponta Corrigido (C_{PC}), conforme a Equação (3).

$$G_{necessária} = C_{FP} + C_{PC} \quad (3)$$

$$G_{necessária} = C_{FP} + C_{PC} = 806.999,66 \text{ kWh/Ano}$$

ou

$$G_{necessária} = C_{FP} + C_{PC} = 67.249,97 \text{ kWh/Mês}$$

ou

$$G_{necessária} = C_{FP} + C_{PC} = 2.210,96 \text{ kWh/Dia}$$

4.5 Simulação do Gerador Fotovoltaico pelo CEPEL

Boa parte dos orçamentos para projetos de energia fotovoltaica ainda é baseada em cálculos e equações encontrados em literaturas especializadas, tais como o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL, 2014).

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (CEPEL, 2014; MARQUES, 2019), uma das formas de dimensionar um sistema fotovoltaico é considerando parâmetros como o consumo médio diário de energia (E em Wh/dia) da unidade consumidora, a média diária anual de horas de sol pleno (HSP) no local de instalação e a taxa de desempenho (TD), que é um parâmetro adimensional definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Este último é geralmente obtido por meio de testes de vários sistemas fotovoltaicos na mesma localidade sob condições semelhantes. O uso desses parâmetros é fundamental para garantir um dimensionamento adequado e eficiente do sistema fotovoltaico.

4.5.1 Disponibilidade do recurso solar do local

O programa SunData, desenvolvido pelo CRESEB, calcula a irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional. O programa foi criado em 1995 para auxiliar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e foi atualizado em 2017 com dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar. Embora as informações apresentadas sejam indicativas, o programa é uma ferramenta útil para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, embora medições locais sejam recomendadas para avaliações mais precisas (CEPEL, 2018).

Tabela 9 - Irradiação solar média diária em Orizona - GO

Mês	Irradiação
	kWh/m ² /dia
Jan	5,65
Fev	5,82
Mar	5,12
Abr	5,07
Mai	4,76
Jun	4,58
Jul	4,82
Ago	5,67
Set	5,61
Out	5,65
Nov	5,29
Dez	5,67
Média	5,31

Fonte: CRESEB (2018)

A Tabela 9 apresenta os dados coletados do programa SunData da irradiância solar média diária na cidade de Orizona - GO, considerando os módulos fotovoltaicos no plano horizontal com uma inclinação (β) em relação à superfície de 0° . Com esta irradiação, a unidade poderá produzir energia suficiente para suprir sua demanda e gerar créditos ao injetar o excesso na rede elétrica pública, que poderão ser usados em momentos de pico de consumo ou na ausência de Sol. A irradiação solar média diária ($Gdm(\beta)$) para o local do projeto é aproximadamente $5,31 \text{ kWh/m}^2/\text{dia}$ conforme apresentado na Tabela 9.

Segundo Mendes (2020), para calcular a média diária anual de horas de sol pleno (HSP), é necessário utilizar os níveis de irradiação solar média diária e dividir esse valor pela irradiância de 1 kW/m^2 (condição padrão de medida). Essa relação é representada pela equação:

$$HSP = \frac{Gdm(\beta)}{1} \quad (4)$$

HSP = Horas de Sol Pleno (h/dia);

$Gdm(\beta)$ = Irradiação solar média diária em uma superfície com ângulo de inclinação β (kWh/m^2);

$$HSP = \frac{Gdm(\beta)}{1} = 5,31 \text{ h/dia}$$

4.5.2 Taxa de Desempenho (TD)

A Taxa de Desempenho (TD) ou Performance Ratio (PR) é usada para medir o desempenho de sistemas fotovoltaicos (SFV) em relação ao desempenho máximo teórico, levando em consideração as perdas associadas ao sistema, tais como: perdas por queda de tensão, sujeira na superfície do painel, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, descasamento (mismatch) entre módulos, resposta espectral e temperatura operacional (CEPEL, 2014).

A taxa de desempenho, segundo o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos da CEPEL (2014), varia entre 0,7 e 0,8. Para a aplicação do estudo será utilizado o valor de 0,8.

4.5.3 Dimensionamento da Potência do Sistema Fotovoltaico

Após as definições da média diária anual de HSP e da Taxa de Desempenho (TD), é possível calcular a potência do sistema fotovoltaico (P_{FV}) conectado à rede, a fim de suprir a fração desejada da energia elétrica consumida (E em kWh) pela quantidade de $DIAS$ (Número de dias que compõem o consumo E), utilizando a Equação (5).

$$P_{FV}(kWp) = \frac{E}{HSP * TD * DIAS} \quad (5)$$

A energia elétrica consumida (E) será o valor definido da Geração necessária ($G_{necessária}$) para atender a composição somada do Consumo na Fora de Ponta (C_{FP}) com o Consumo na Ponta Corrigido (C_{PC}), conforme explicado na seção 4.4.1.

$$P_{FV}(kWp) = \frac{E}{HSP * TD * DIAS} = \frac{806.999,66}{5,31 * 0,8 * 365} = 520,47 \text{ kWp}$$

Com base nos cálculos realizados, a potência necessária para atender uma geração de energia de 806.999,66 kWh/ano é estimada em 520,47 kWp.

4.5.4 Dimensionamento da Potência do Inversor

O dimensionamento do inversor para um sistema fotovoltaico depende de vários fatores, como a potência do sistema fotovoltaico, tecnologia e características elétricas dos módulos, ambiente local e topologia de instalação. Além disso, é importante considerar a credibilidade do fabricante do inversor em relação à garantia, capacidade de produção e assistência técnica no Brasil, assim como na escolha dos módulos fotovoltaicos.

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos da CEPEL (2014) o Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) é definido como a relação entre a potência nominal de saída em corrente alternada (P_{CA} em kW) do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico (P_{FV}), conforme mostra a Equação (6):

$$FDI = \frac{P_{CA}}{P_{FV}} \quad (6)$$

Ajustar as potências do gerador fotovoltaico e do inversor é importante para garantir que o *FDI* do inversor seja ótimo em termos de custo/benefício. Estudos sugerem que os valores recomendados de *FDI* pelos fabricantes e instaladores variam de 0,75 a 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05.

Visando o custo/benefício e a recomendação de fabricantes dos inversores, será adotado a potência de saída em corrente alternada (C.A) de aproximadamente 400 kW. Com essa configuração, o valor do *FDI* é de 0,7685, o qual está dentro da faixa recomendada.

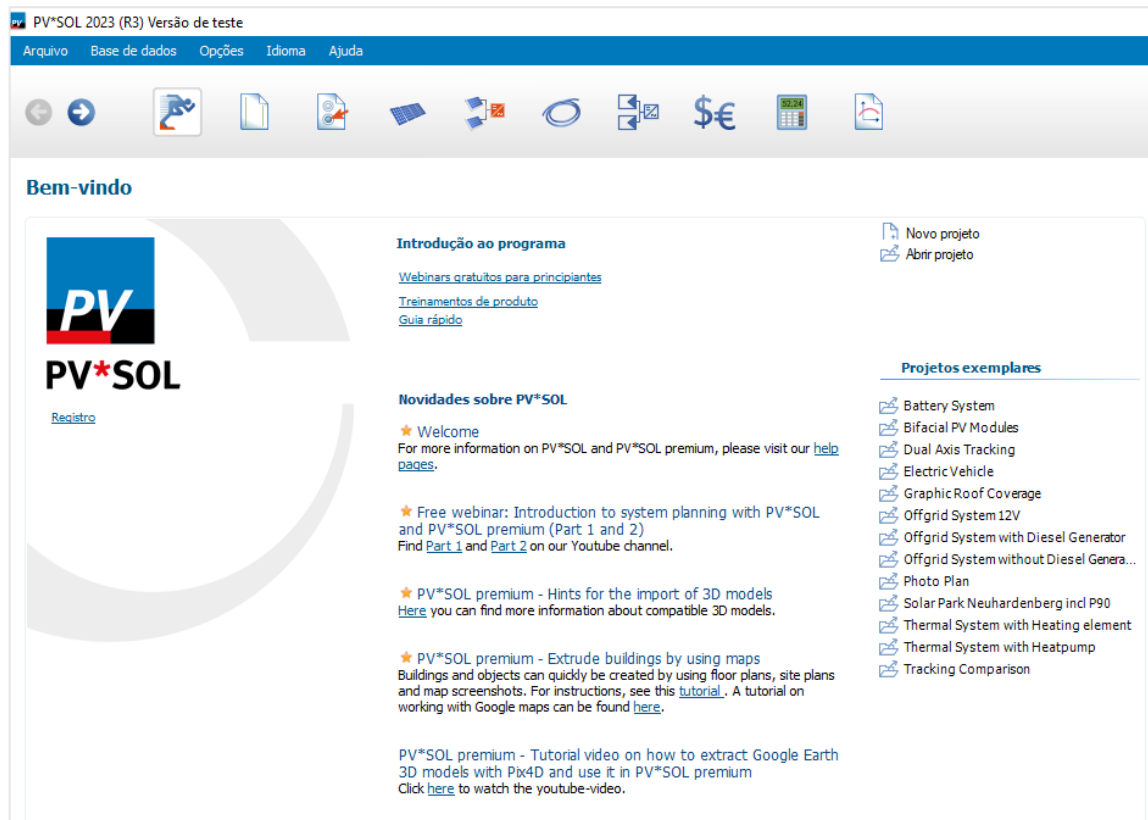
4.6 Simulação do Gerador Fotovoltaico pelo PV*SOL

A maioria dos profissionais recorrem a programas computacionais para agilizar o processo e obter maior precisão nos cálculos, tanto na previsão de geração de energia elétrica quanto na elaboração de orçamentos para projetos fotovoltaicos.

O software PV*SOL é uma ferramenta poderosa para projetar e simular sistemas fotovoltaicos modernos, desde pequenos sistemas de telhado a grandes parques solares com até 100.000 módulos. Ele fornece resultados detalhados sobre o desempenho do sistema, incluindo cálculos de autoconsumo, projetos de armazenamento de bateria e integração de veículos elétricos. Além disso, o PV*SOL tem um extenso banco de dados de produtos, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, sistemas de bateria e outros produtos, atualizados regularmente pelos fabricantes para garantir dados precisos (VALENTIN SOFTWARE, 2023). O programa tem a tradução para o português, possui interface amigável e relatórios didáticos tornando-o acessíveis a pessoas com diferentes níveis de conhecimento sobre energia solar fotovoltaica.

O PV*SOL pode ser adquirido por € 895,00 para a versão sem simulações 3D e por € 1.295,00 para a versão completa (Premium), o que equivale a R\$ 4.864,26 e R\$ 7.038,23, respectivamente, após conversão para reais. O download é disponibilizado no site <https://www.valentin-software.com>. Para a realização das simulações neste trabalho, utilizou-se a versão de avaliação gratuita liberada por um período de 30 dias.

Figura 19 - Tela inicial do PV*SOL versão de teste 2023



Fonte: Próprio Autor (2023)

O programa utiliza um banco de dados meteorológicos da Meteonorm Versão 8, com registros históricos de irradiação no Brasil no intervalo de 1996 até 2015. Os dados de entrada para a simulação no PV*SOL incluíram a cidade de Orizona - GO como local de instalação do sistema, além do modelo e orientação dos módulos fotovoltaicos do sistema e a configuração dos módulos no inversor.

Figura 20 - Dados climáticos da cidade de Orizona - GO no PV*SOL

Dados climáticos

País: Localização:  

Latitude	-17° 2' 23" (-17,04°)	Soma anual da irradiação global	2052 kWh/m²
Longitude	-48° 18' 35"		
Fuso horário	UTC-3	Média anual da temperatura	22 °C
Período	1996 - 2015		
Fonte	Meteonorm 8.1(i)		

[Parâmetros da simulação](#)

Fonte: Próprio Autor (2023)

Conforme a Figura 20 os dados mostram que selecionando a cidade de Orizóna – GO a média anual de irradiação global no plano horizontal é de aproximadamente 2.052,00 kWh/m² (média obtida no período de 1996 – 2015, 19 anos de observação). Utilizando a Equação (4), resultaria numa HSP de 5,6219 h/dia.

Figura 21 - Configuração dos módulos FV no PV*SOL

Fabricante: Jinko Solar

Módulo fotovoltaico: Tiger Neo JKM470N-60HL4-(V)

☐ Seleção somente dos favoritos

☐ Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado

☐ Ocupação gráfica

Número de módulos: 954 → 448,38 kWp [Calcular em relação ao consumo](#)

Situação de montagem: Montagem elevada - espaço livre

Rastreamento: Nenhum

Inclinação: 17°

Orientação: 0°

Azimute 0°

Potência do gerador fotovoltaico: 448,38 kWp

Área do gerador fotovoltaico: 2.058,7 m²

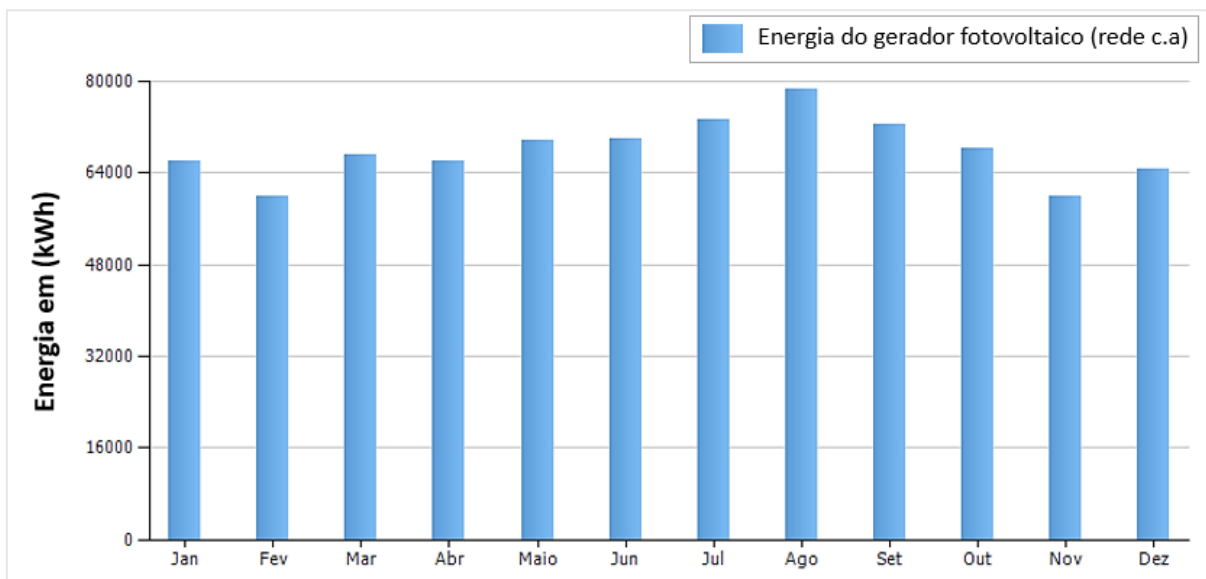
Fonte: Próprio Autor (2023)

Com base na Figura 21, a simulação adotou a potência total de 448,38 kWp do sistema fotovoltaico, utilizando a configuração de montagem dos módulos no solo (montagem elevada – espaço livre), com inclinação de 17° e orientação de 0° (norte). As perdas simuladas do sistema foram de 3%, correspondentes às perdas normalmente utilizadas no mercado.

A simulação utilizou a potência C.A total do(s) inversor(es) de 350 kW, visando alcançar um FDI de 0,7806, valor que está dentro da faixa recomendada por fabricantes e instaladores, buscando uma relação custo/benefício adequada.

A Figura 22 exhibe o resultado da simulação para a previsão de geração de energia anual, de forma a compensar o consumo de energia para a UC avaliada. Totalizou-se uma geração estimada de aproximadamente 815.317,00 kWh/Ano, com uma Taxa de Desempenho (TD) do sistema de 85,2%.

Figura 22 - Previsão de geração FV (kWh/Mês) pelo PV*SOL



Fonte: Próprio Autor (2023)

4.7 Custo do Sistema Fotovoltaico

O mercado de energia solar está em constante mudança devido ao rápido avanço tecnológico dos últimos anos, além da entrada de novas marcas e equipamentos no mercado brasileiro, levando a uma redução dos preços desses produtos.

Os custos que impactam no preço final enviado ao cliente podem ser identificados por meio de práticas comuns adotadas pelas empresas do setor. Os gastos operacionais englobam a elaboração do orçamento, consulta de disponibilidade de equipamentos junto aos fornecedores, visita técnica no local, simulações de geração estimada do projeto e outros custos variáveis de empresa para empresa. Além disso, o custo dos equipamentos (Kit), incluindo inversores, módulos, cabos, estrutura de montagem, monitoramento virtual do sistema fotovoltaico e string box, é um importante fator de custo. A mão de obra e os custos de engenharia são proporcionais à quantidade de equipamentos a serem instalados, com valores médios praticados no mercado em torno de R\$140,00 por módulo fotovoltaico instalado. Por fim, é preciso levar em conta a estimativa de impostos que serão cobrados.

Vale ressaltar que os preços de cada componente podem variar de acordo com a região e o fornecedor escolhido, além de outros fatores como o tipo de instalação, a potência do sistema, o inversor escolhido, entre outros. Por isso, é recomendado fazer uma análise detalhada do orçamento e avaliar as opções disponíveis no mercado antes de tomar uma decisão.

4.8 Regras de Compensação da Lei 14.300

Conforme explicado nas secções 3.3.2 e 3.3.3, a tributação nas componentes tarifárias e a classificação dos consumidores participantes da Microgeração e Minigeração Distribuída é dividida em três grupos: GD I, GD II e GD III. A Figura 23 resume as exigências e aplicações para cada grupo, abrangendo informações sobre a cobrança, o período de conexão protocolada, o enquadramento das modalidades da GD e as normativas correspondentes a cada grupo.

Figura 23 – Resumo das Regras de Compensação

	GD I	GD II	GD III
COBRANÇA	Compensação integral dos componentes tarifários. (Não há a cobrança pelo uso da rede)	% Fio B (2023- 15%, 2024 - 30%, 2025 - 45%, 2026 - 60%, 2027 - 75% e 2028 e/ou 2029 e 2030 - 90%)	100% Fio B + 40% Fio A + TFSEE e P&D (De 2023 até 2028 ou 2030)
MARCO	Conexões protocoladas até 07/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023	Conexões protocoladas a partir do dia 08/01/2023
ENQUADRAMENTO	Todas as modalidades.	• Autoconsumo Local • EMUC • Autoconsumo Remoto até 500 kW • Geração Compartilhada até 500 kW (beneficiária com <25% dos excedentes) • Fontes Despacháveis – qualquer modalidade	• Autoconsumo Remoto > 500 kW • Geração Compartilhada > 500kW (beneficiária com ≥ 25% dos excedentes)
NORMATIVOS	Art. 26 Lei 14.300/22 Art. 655-O REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22	Art. 27 Lei 14.300/22 Art. 655-P REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22	Art. 27 § 1º Lei 14.300/22 Art. 655-P REN 1.000/21 Art. 1º REH 3.169/22

Fonte: DACHERY (2023)

Para este estudo, devido às características do consumidor, será feita uma análise da unidade classificando no grupo GD I e GD II.

Na GD I, a compensação é feita de forma integral nos componentes tarifários, as conexões devem ter sido protocoladas até o dia 07/01/2023 e são válidas para todos os enquadramentos nas modalidades da GD. No entanto, existem três cenários possíveis nesse grupo. O primeiro cenário é quando a usina não paga a TUSD G e é cobrada como se consumisse energia. O segundo cenário é quando a usina paga a TUSD G, mas a empresa não realizou a adequação da sua demanda contratada. E por último, o terceiro cenário é quando a usina paga a TUSD G e a empresa realiza a adequação da demanda contratada, levando em consideração os benefícios dessa adequação.

Para a GD II, durante a compensação, haverá a cobrança no Fio B iniciando em 15% no ano de 2023 e aumentando gradualmente 15% a cada ano, chegando a 90% no ano de 2028. As conexões devem ter sido protocoladas a partir do dia 08/01/2023. A partir disso, será realizado o cálculo da economia anual obtida na fatura de energia ao longo dos próximos 10 anos. A partir desse cálculo, será possível fazer uma previsão do fluxo de caixa do cliente, identificando em qual ano ele terá um saldo positivo e, conseqüentemente, obterá seu retorno financeiro.

4.8.1 Cobrança da DG para usinas remotas e com geração junto a carga

A cobrança da Demanda de Geração (DG) para usinas remotas é calculada multiplicando o valor da Demanda de Geração Contratada DG_c (é o valor da Potência de Geração da usina em kW) pela TUSD G estabelecida pela distribuidora atendente. Essa relação é representada pela Equação (7):

$$DG = DG_c * TUSD G \quad (7)$$

Conforme DACHERY, [sd], a cobrança da DG para usinas com geração junto à carga é regulamentada pelas regras estabelecidas no §2º do art. 127, no §3º do art. 149 e no inciso II do §1º do art. 294 da REN nº 1.000/2021. Nessas circunstâncias, a usina paga a Demanda Contratada (TUSD C) correspondente ao seu uso, e caso necessite de uma potência adicional, essa diferença será valorada utilizando a TUSD G conforme ilustrado na Figura 24.

Figura 24 - Cobrança da DG para Geração junto a carga



Fonte: DACHERY, [sd]

A Equação (8) determina a cobrança da DG para usinas com geração junto à carga:

$$DG = (DG_c - DC) * TUSD G \quad (8)$$

4.9 Payback do SFV

O payback é um método de análise que determina o tempo necessário para recuperar o investimento realizado e começar a obter lucro. O cálculo desse critério envolve dividir o custo total do investimento pela economia anual proporcionada, conforme a Equação (9) (INSTITUTO SOLAR, 2020). No cálculo do payback, são consideradas variáveis como as tarifas de energia, que são medidas em R\$/kWh e variam de acordo com as modalidades tarifárias definidas pela ANEEL e o tipo de cliente, como Grupo A e B.

$$Payback = \frac{Inv_T}{E_T} \quad (9)$$

Onde:

Inv_T = Investimento Total do sistema fotovoltaico;

E_T = Economia Total do sistema fotovoltaico;

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

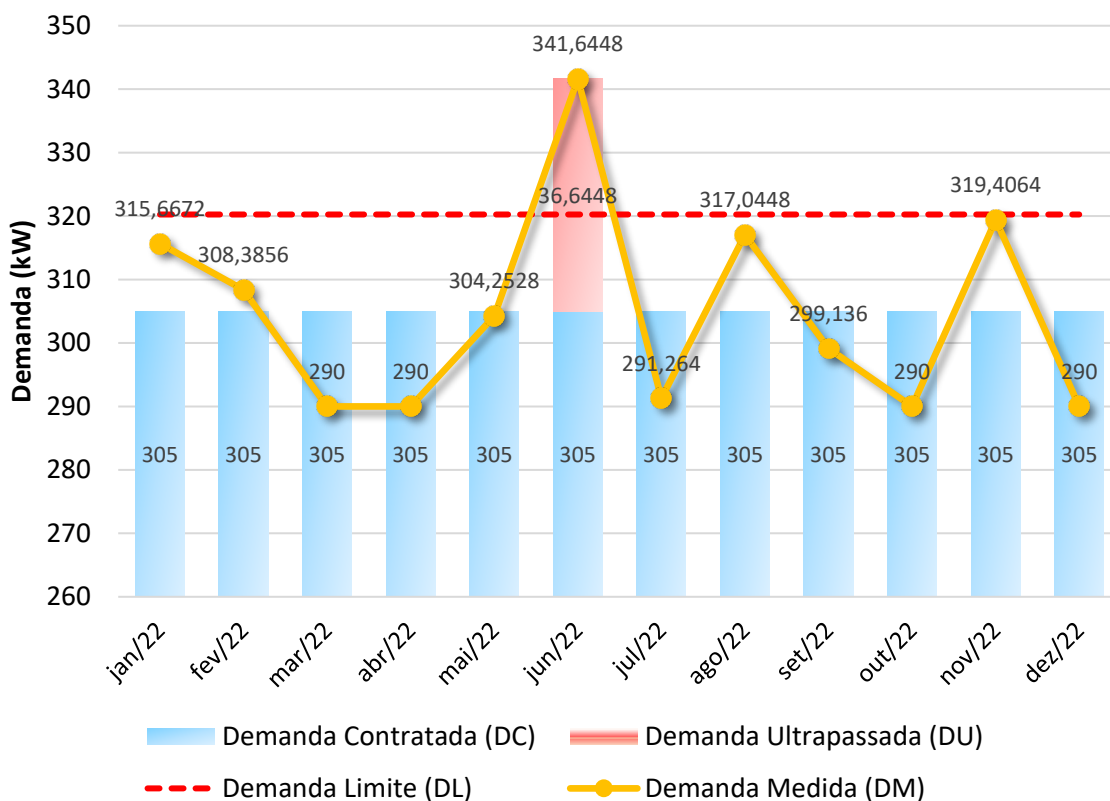
5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo pretende apresentar os resultados obtidos das análises realizadas para determinar a melhor adequação de demanda contratada na unidade em estudo, além das simulações produzidas para implementação de um gerador fotovoltaico capaz de atender 100% do consumo dessa unidade, em que é feito um comparativo de geração estimada e os custos dessas implementações. Em seguida, é realizado um comparativo de retorno financeiro da implementação desse gerador, levando em consideração a conformidade com as regras de compensação da Lei 14.300.

5.2 Adequação da Demanda Contratada conforme Leitura de 2022

O objetivo da adequação da Demanda Contratada (DC) é eliminar desperdícios e alcançar a eficiência na gestão da energia elétrica da unidade consumidora, visando a redução de custos.

Gráfico 4 - Adequação da demanda de energia da VR RAÇÕES (kW)

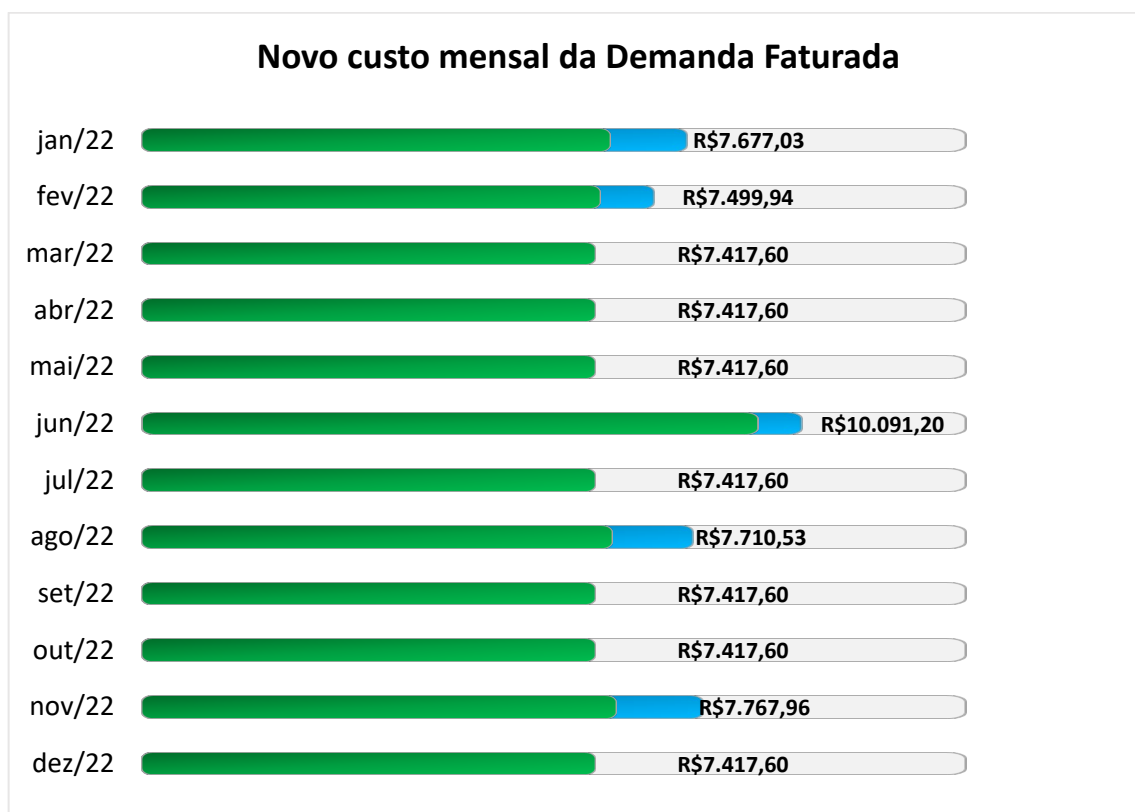


Fonte: Próprio Autor (2023)

Foram testados diferentes valores para encontrar a DC ideal que resulte no menor valor de faturamento durante o período analisado (2022), levando em consideração as necessidades do consumidor. O Gráfico 4 apresenta o melhor resultado da DC ideal no valor de 305 kW (coluna azul), o que resultaria em uma nova Demanda Limite (DL) de 320,25 kW (linha tracejada em vermelho). Vale destacar, que mesmo com a obtenção da demanda ideal, ainda pode haver a incidência de multa por ultrapassagem, como demonstrado no mês de junho. Isso ressalta a importância de compreender os critérios para determinar a demanda faturada e considerar diferentes cenários, incluindo possíveis sobras da demanda contratada em certos meses e períodos de gastos com às ultrapassagens.

O Gráfico 5 representa o novo custo mensal com a demanda de energia da unidade durante o ano de 2022, evidenciando as reduções em relação ao levantamento anterior. É possível observar uma diminuição de custos em cinco meses específicos: janeiro, fevereiro, junho, agosto e novembro.

Gráfico 5 - Novo custo mensal da Demanda Faturada



Fonte: Próprio Autor (2023)

Ao somar todos os valores mensais ao longo do ano, constata-se que a unidade consumidora teria um novo gasto total de demanda de R\$ 92.669,86, representando uma redução de custo de R\$ 3.664,07 ou uma economia de aproximadamente 3,804% ao ano. Cabe

destacar que comumente também é feita uma análise financeira de troca de modalidade tarifária, mas neste caso a mudança para a tarifa azul não se mostrou viável pela impossibilidade de modulação da demanda da empresa no horário de ponta como já mencionado.

5.3 Implantação de um projeto de GDFV que atenda 100% do consumo

A implantação de um projeto de GDFV tem como objetivo principal reduzir os gastos com energia elétrica, ao mesmo tempo em que promove o uso de uma fonte de energia renovável. Além disso, essa solução oferece um retorno financeiro viável em comparação a outros investimentos disponíveis. Dessa forma, ao investir em um projeto de GDFV, a empresa pode obter benefícios tanto econômicos quanto ambientais, contribuindo para a sustentabilidade do negócio e para a redução de gás carbono.

Foi calculado e constatou-se que, para suprir integralmente o consumo da empresa em estudo, seria necessário um sistema fotovoltaico capaz de produzir uma geração necessária (*Gnecessária*) de 806.999,66 kWh/ano. Esse valor representa a quantidade de energia que o sistema fotovoltaico precisaria gerar ao longo de um ano para atender plenamente às demandas de consumo da empresa.

Visando determinar o investimento mais vantajoso para a empresa em termos de custo e benefício, foram empregados dois métodos de simulação para estimar a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos. O primeiro método baseou-se no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). O segundo método utilizou o software PV*SOL para realizar as simulações. Essas abordagens proporcionaram uma análise mais abrangente e precisa para embasar a tomada de decisão da empresa.

A Tabela 10 abaixo exibe um comparativo dos principais parâmetros resultantes das simulações realizadas para projetar a geração estimada do SFV na empresa em questão.

Tabela 10 - Comparativo do CEPEL e PV*SOL

Simulação	Irradiação Solar	HSP	TD	P_FV	P_Inv	FDI	Geração Estimada
	kWh/m ² /dia	h/dia	-	kWp	kW	-	kWh/Ano
CEPEL	5,31	5,31	0,8	520,47	400	0,7685	806.999,66
PV*SOL	5,6219	5,6219	0,852	448,38	350	0,7806	815.317,00

Fonte: Próprio Autor (2023)

O software PV*SOL obteve a melhor estimativa de geração, alcançando um valor de 815.317,00 kWh/ano, mesmo quando comparado à simulação realizada pelo CEPEL, que teve valores maiores para a Potência do sistema fotovoltaico (P_FV) e do inversor (P_Inv). Essa diferença pode ser justificada pelos demais parâmetros considerados, como a Irradiação solar, o HSP, o TD e o FDI, os quais o PV*SOL apresentou valores mais elevados. Esses resultados indicam que o PV*SOL consegue fornecer uma estimativa mais otimista da geração do sistema fotovoltaico, por utilizar banco de dados meteorológicos mais recentes e calcular de forma mais precisa as perdas associadas ao sistema.

Com a finalidade de estimar o preço dos projetos simulados nos valores atuais de mercado, foram adotados alguns valores médios: Primeiro o preço dos equipamentos (kit) que foram cotados no catálogo do mês de maio de 2023 do site Aldo (<https://www.aldo.com.br/>), um dos mais utilizados no Brasil. Segundo, o custo médio de R\$ 140,00 por módulo fotovoltaico a ser instalado, para o gasto de mão de obra + engenharia. Terceiro uma margem de 5% de impostos totais. E por último, uma margem de lucro de 20% para a empresa responsável pelo projeto com seus gastos operacionais.

A partir disso, foram obtidos os preços totais ao consumidor de conforme a Tabela 11:

Tabela 11 – Preço estimado das simulações dos Sistemas Fotovoltaicos estudados

	CEPEL	PV*SOL
Custo do Kit	R\$ 1.825.059,00	R\$ 1.423.849,00
Mão de obra + Engenharia	R\$ 155.033,72	R\$ 133.560,00
Impostos	R\$ 91.252,95	R\$ 71.192,45
Gastos Operacionais	R\$ 396.018,54	R\$ 311.481,80
Preço Final de Venda	R\$ 2.467.364,21	R\$ 1.940.083,25

Fonte: Próprio Autor (2023)

Além do PV*SOL ter fornecido a melhor estimativa de geração, como mencionado anteriormente, ele também contribui para um cenário mais favorável dos custos que impactam diretamente no preço final para o cliente. Mesmo o fornecedor dos equipamentos sendo o mesmo, os parâmetros utilizados nas simulações têm um impacto significativo nos custos envolvidos para implantação do sistema fotovoltaico. Essa variação nos parâmetros considerados pode levar a uma composição de custos diferentes, resultando em valores de investimento distintos para a implementação do sistema.

A Tabela 11 evidencia a diferença significativa no preço final de venda para o cliente ao utilizar a simulação do PV*SOL, representando uma redução de R\$ 527.280,96,

correspondendo a uma economia de cerca de 21,37% em relação ao preço final calculado com a simulação do CEPEL. Essa diferença salienta a importância de escolher os métodos e softwares de simulações adequados para as simulações, pois eles têm um impacto direto nos custos e na viabilidade financeira do projeto.

Portanto, a utilização do PV*SOL demonstrou ser a opção mais vantajosa, proporcionando uma redução significativa no preço final para o cliente. Isso destaca que, mesmo sendo um software pago, sua utilização oferece uma sólida justificativa financeira devido aos benefícios que proporciona, benefícios esses que podem facilmente superar o custo do software.

5.3.1 Regras de Compensação da Lei 14.300

Após os cálculos realizados, foi constatado que o preço final de venda mais vantajoso para a unidade foi obtido por meio da simulação realizada no software PV*SOL, resultando em um investimento total de R\$ 1.940.083,25, conforme já mencionado. A potência de geração considerada pela distribuidora, é determinada pelo menor valor entre a Potência do Inversor e do Sistema Fotovoltaico. Nesta simulação específica, foi adotada a potência do inversor de 350 kW, que representa a menor entre as duas opções.

Considerando a potência de geração de 350 kW e o enquadramento na modalidade de Autoconsumo Local, a empresa teria a possibilidade de se enquadrar nos grupos GD I ou GD II, dependendo da data de conexão protocolada. Com base nessa premissa, foram elaboradas análises da Fatura de Energia que a empresa obteria em cada um desses grupos, a partir da Fatura de Energia atual da unidade sem a GD conforme a Tabela 12.

Tabela 12 - Fatura de Energia sem GD

Fatura de Energia sem GD			
Item	Quantidade	Tarifa Base econômica (Com Impostos)	Gasto anual
Consumo FP (kWh)	761075,94	0,40883	R\$ 311.150,68
Consumo P (kWh)	28669,62	2,01713	R\$ 57.830,35
Demanda Faturada (kW)	3961,0992	24,32	R\$ 96.333,93
Total Gasto anualmente			R\$ 465.314,96

Fonte: Próprio Autor (2023)

5.3.2 GD I

A Tabela 13 apresenta a fatura de energia no grupo GD I, sem a usina pagar a TUSD G. Conforme a regulamentação anterior (REN 482/2012), as usinas de geração distribuída de média tensão que injetavam energia na rede eram cobradas como se consumissem energia (pagavam TUSD C). Nesse caso, a unidade teria de contratar uma demanda de 350 kW e gastaria quantidade de demanda faturada anualmente de 4200 kW, já que com esse valor, não teria ultrapassagens de demanda. O gasto financeiro total anual com a conta de energia seria de R\$ 102.144,00, resultando em uma redução na fatura de energia de aproximadamente 78,05%, que corresponderia a uma economia anual de R\$ 363.170,96. Com base nesses valores o Payback para esse cenário seria de aproximadamente 64 meses ou 5,34 anos.

Tabela 13 - Fatura de Energia com GD I (Sem pagar a TUSD G)

Fatura de Energia com GD I (Sem pagar a TUSD G)			
Item	Quantidade	Tarifa Base econômica (Com Impostos)	Gasto anual
Consumo FP (kWh)	761075,94	0,40883	R\$ 311.150,68
Consumo P (kWh)	28669,62	2,01713	R\$ 57.830,35
Inj. Comp. FP (kWh)	761075,94	0,40883	-R\$ 311.150,68
Inj. Comp. P (kWh)	28669,62	2,01713	-R\$ 57.830,35
Demanda Faturada (kW))	4200	24,32	R\$ 102.144,00
Demanda Geração (kW)	-	-	0
Total Gasto anualmente			R\$ 102.144,00
Redução na Fatura de Energia			78,05% ▲
Economia Anual			R\$ 363.170,96
Payback			64 meses
			5,34 anos

Fonte: Próprio Autor (2023)

Vale lembrar que as Usinas com direito adquirido da GD I só iram pagar TUSD G após a realização da revisão tarifária da distribuidora, que só ocorre a cada 4 ou 5 anos, de acordo com o cronograma de cada distribuidora.

O segundo cenário é apresentado na Tabela 14, que mostra a Fatura de Energia no grupo GD I, considerando que a unidade consumidora paga a TUSD G sem ter feito a adequação da sua DC. Neste caso, teria um gasto financeiro total anual de R\$ 99.246,13 na fatura de energia, que resultaria em uma redução na fatura de energia de aproximadamente 78,67%. Isso se traduziria em uma economia anual de R\$ 366.068,83. Com base nesses valores, o payback estimado para esse cenário seria de aproximadamente 64 meses ou 5,3 anos.

Tabela 14 - Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e sem a Adequação da DC)

Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e sem a Adequação da DC)			
Item	Quantidade	Tarifa Base econômica (Com Impostos)	Gasto anual
Consumo FP (kWh)	761075,94	0,40883	R\$ 311.150,68
Consumo P (kWh)	28669,62	2,01713	R\$ 57.830,35
Inj. Comp. FP (kWh)	761075,94	0,40883	-R\$ 311.150,68
Inj. Comp. P (kWh)	28669,62	2,01713	-R\$ 57.830,35
Demanda Faturada (kW))	3961,0992	24,32	R\$ 96.333,93
Demanda Geração (kW)	238,9008	12,19	R\$ 2.912,20
Total Gasto anualmente			R\$ 99.246,13
Redução na Fatura de Energia			78,67% ▲
Economia Anual			R\$ 366.068,83
Payback			64 meses
			5,30 anos

Fonte: Próprio Autor (2023)

O terceiro cenário é mostrado na Tabela 15, que apresenta a Fatura de Energia no grupo GD I, considerando que a unidade consumidora paga a TUSD G e fez a adequação da DC. Este é o melhor resultado dos três cenários, o gasto financeiro total anual na fatura de energia seria de R\$ 97.418,62 resultando em uma redução de aproximadamente 79,06% na conta de energia, o que corresponderia a uma economia anual de R\$ 367.896,34. Com base nesses valores, o payback estimado para esse cenário seria de aproximadamente 63 meses ou 5,27 anos.

Tabela 15 - Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e com a Adequação da DC)

Fatura de Energia com GD I (Pagando a TUSD G e com a Adequação da DC)			
Item	Quantidade	Tarifa Base econômica (Com Impostos)	Gasto anual
Consumo FP (kWh)	761075,94	0,40883	R\$ 311.150,68
Consumo P (kWh)	28669,62	2,01713	R\$ 57.830,35
Inj. Comp. FP (kWh)	761075,94	0,40883	-R\$ 311.150,68
Inj. Comp. P (kWh)	28669,62	2,01713	-R\$ 57.830,35
Demanda Faturada (kW))	3810,4384	24,32	R\$ 92.669,86
Demanda Geração (kW)	389,5616	12,19	R\$ 4.748,76
Total Gasto anualmente			R\$ 97.418,62
Redução na Fatura de Energia			79,06% ▲
Economia Anual			R\$ 367.896,34
Payback			63 meses
			5,27 anos

Fonte: Próprio Autor (2023)

5.3.3 GD II

Para esse grupo, um primeiro cenário é apresentado na Tabela 18 do Anexo A, que mostra a Fatura de Energia com GD II, sem a unidade ter feito a adequação da DC. A partir de 2029, por ainda não ter sido definido o percentual de cobrança no Fio B, foi considerado que a cobrança se manteria a mesma do ano de 2028. Nessa situação, no primeiro ano (2023), a fatura de energia teria uma redução de 77,59%. No entanto, devido ao aumento gradual do percentual de cobrança do Fio B, essa redução diminuiria ao longo dos anos, chegando a 72,16% em 2028.

A Tabela 16 mostra o fluxo de caixa ao longo de 10 anos, iniciando com o investimento realizado pela empresa para a implantação do sistema, no valor de R\$ 1.940.083,25. Conforme a economia mantida ao longo dos anos devido à GD II, no sexto ano o saldo se tornaria positivo no valor de R\$ 150.235,24, nisto a unidade recuperaria o dinheiro investido e obteria lucros nos anos seguintes.

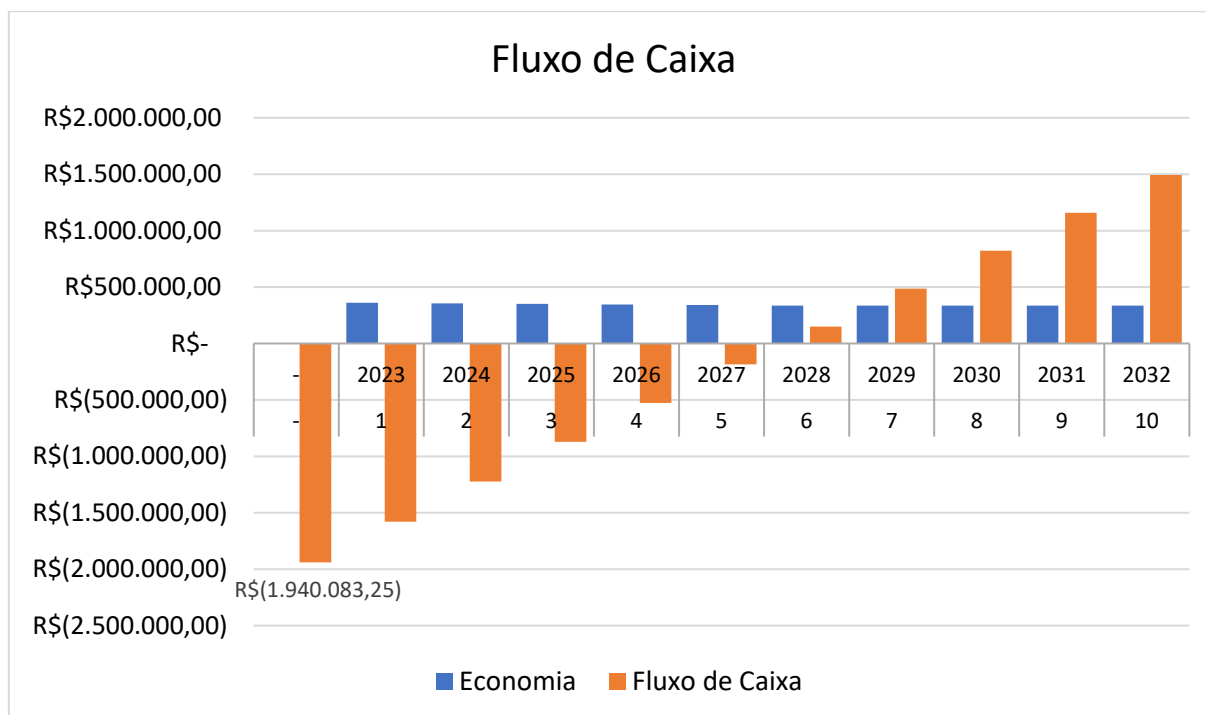
Tabela 16 - Fluxo de Caixa obtido com a GD II sem a Adequação da DC

Ano		Economia	Fluxo de Caixa
-	-	-	-R\$ 1.940.083,25
1	2023	R\$ 361.016,71	-R\$ 1.579.066,54
2	2024	R\$ 355.964,59	-R\$ 1.223.101,95
3	2025	R\$ 350.912,47	-R\$ 872.189,48
4	2026	R\$ 345.860,36	-R\$ 526.329,12
5	2027	R\$ 340.808,24	-R\$ 185.520,88
6	2028	R\$ 335.756,12	R\$ 150.235,24
7	2029	R\$ 335.756,12	R\$ 485.991,36
8	2030	R\$ 335.756,12	R\$ 821.747,49
9	2031	R\$ 335.756,12	R\$ 1.157.503,61
10	2032	R\$ 335.756,12	R\$ 1.493.259,73

Fonte: Próprio Autor (2023)

O Gráfico 6, proporciona uma visão mais clara desse Fluxo de Caixa obtido com a GD II sem a Adequação da DC ao longo de 10 anos, destacando que no sexto ano, a unidade concretiza o retorno financeiro do investimento feito.

Gráfico 6 – Fluxo de Caixa da GD II sem a adequação da DC



Fonte: Próprio Autor (2023)

O segundo cenário para esse grupo é mostrado na Tabela 19 do Anexo B, que apresenta a Fatura de Energia com GD II, considerando que unidade realizou a adequação da DC. Nesse caso, no primeiro ano (2023), a fatura de energia com a GD II chegaria ao valor de R\$ 102.470,74, que resultaria em uma redução de 77,80%, esse percentual de redução é maior em relação ao primeiro cenário. Devido ao aumento gradual do percentual de cobrança do Fio B, essa redução diminuiria ao longo dos anos, chegando a 72,33% em 2028.

A Tabela 17 mostra que o fluxo de caixa também continuaria tendo o retorno financeiro em relação ao investimento feito pelo consumidor, no sexto ano, em que teria um saldo positivo de R\$ 139.215,91 e que em 10 anos poderia obter um saldo de R\$ 1.474.894,18.

Tabela 17 - Fluxo de Caixa obtido na GD II tendo realizado a Adequação da DC

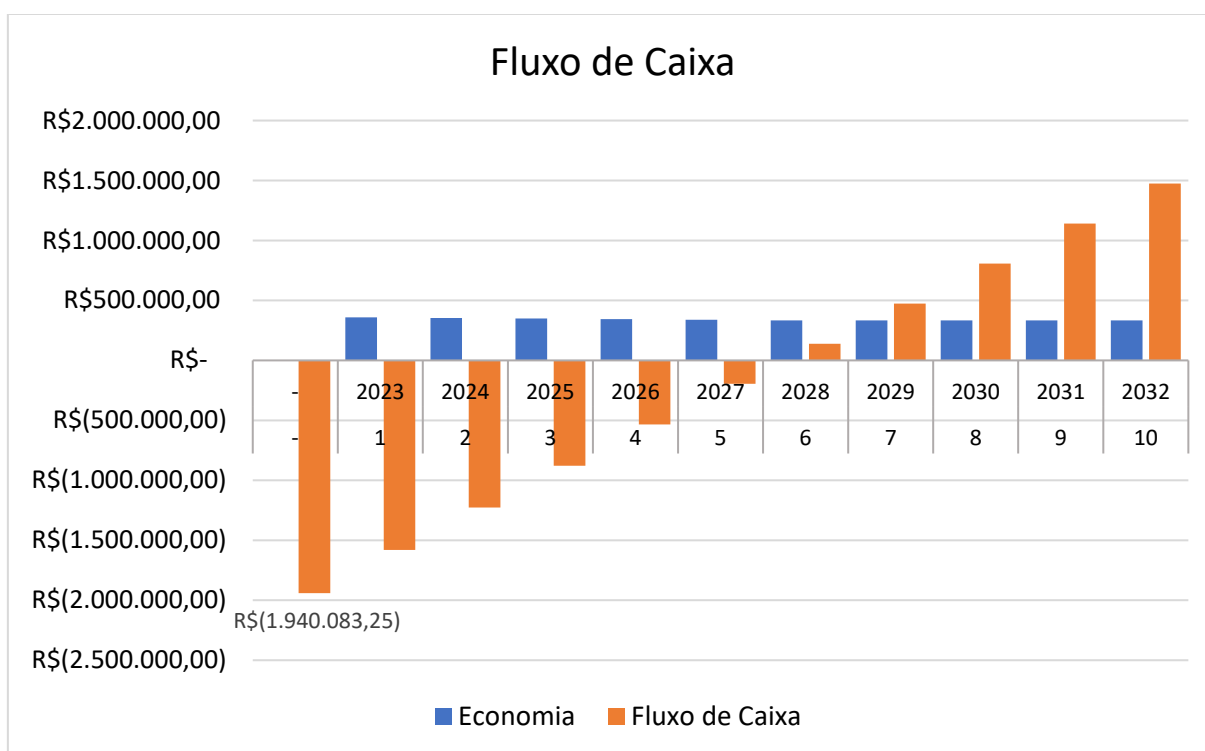
Ano		Economia	Fluxo de Caixa
-	-	-	-R\$ 1.940.083,25
1	2023	R\$ 359.180,15	-R\$ 1.580.903,10
2	2024	R\$ 354.128,04	-R\$ 1.226.775,06
3	2025	R\$ 349.075,92	-R\$ 877.699,14
4	2026	R\$ 344.023,80	-R\$ 533.675,34
5	2027	R\$ 338.971,68	-R\$ 194.703,66
6	2028	R\$ 333.919,57	R\$ 139.215,91

7	2029	R\$ 333.919,57	R\$ 473.135,48
8	2030	R\$ 333.919,57	R\$ 807.055,04
9	2031	R\$ 333.919,57	R\$ 1.140.974,61
10	2032	R\$ 333.919,57	R\$ 1.474.894,18

Fonte: Próprio Autor (2023)

O Gráfico 7, apresenta uma visão mais clara desse Fluxo de Caixa obtido com a GD II com a Adequação da DC ao longo de 10 anos, destacando que também no sexto ano, a unidade concretiza o retorno financeiro do investimento feito.

Gráfico 7 - Fluxo de Caixa da GD II, considerando a adequação da DC



Fonte: Próprio Autor (2023)

6 CONCLUSÕES

O conteúdo abordado ao longo do presente trabalho demonstra a importância do tema, visto que o mesmo pode impactar significante na eficiência da gestão de energia elétrica do consumidor do grupo A, nos investimentos relacionados à implementação de sistema fotovoltaico e na redução da fatura de energia. Foram apresentados diferentes cenários que evidenciaram como cada um deles pode contribuir para a redução dos custos de energia e o tempo necessário para recuperar o investimento que tivesse sido feito. Além disso, discutir e divulgar este trabalho, promove para um futuro energético acessível, viável e sustentável. É crucial que as empresas do setor e os próprios consumidores analisem com atenção os cenários apresentados no estudo, a fim de obter a melhor viabilidade financeira.

O trabalho fez um levantamento completo dos principais parâmetros da unidade em estudo antes de analisar um projeto de geração distribuída fotovoltaica para ele. Esse levantamento indicou a importância da eficiência na gestão de energia elétrica realizando a adequação da demanda contratada. Os resultados demonstraram que esta unidade consumidora com um contrato de demanda ideal poderia reduzir o custo da energia em aproximadamente R\$ 3.664,07, que corresponderia a uma redução de 3,084% ao ano.

Em seguida, o trabalho contribuiu para tornar o investimento a ser feito, fosse mais vantajoso para a unidade em termos de custo e benefício, utilizando dois métodos de simulação para estimar a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos. A variação nos parâmetros das duas simulações levou a uma composição de custos diferentes, resultando em valores de investimentos distintos para a implementação do sistema. Isso permitiu que a empresa obtivesse uma economia no investimento a ser feito de cerca de R\$ 527.280,96, que correspondeu a uma redução de aproximadamente 21,37% em relação ao preço final calculado na outra simulação. Essa diferença ressaltou a importância de escolher métodos e softwares de simulação adequados, pois eles tiveram um impacto direto nos custos e na viabilidade financeira do projeto.

Por fim, por meio da revisão da literatura coletada, foi possível analisar os grupos de cobrança estabelecidos pela Lei 14.300. Por ser uma legislação recente e ter poucos estudos sobre seus impactos, este trabalho demonstrou que ainda é viável investir na geração distribuída fotovoltaica e que o retorno financeiro desse investimento não foi significativamente alterado. A unidade em estudo se enquadrava em dois grupos de cobrança estabelecidos pela regulamentação da Lei 14.300. Para o primeiro grupo, foram analisados três cenários que

resultaram em uma economia na fatura de energia do cliente entre 78,05% e 79,06%, com retornos financeiros em torno de 5,27 a 5,34 anos. Para o segundo grupo, que inclui a cobrança anualmente gradual na componente tarifária fio B, foi observado que a unidade teria retorno financeiro e saldo positivo no fluxo de caixa a partir do sexto ano, conforme os dois cenários analisados.

Os conteúdos aqui apresentados demonstram que muitas outras pesquisas ainda podem ser realizadas sobre a Lei 14.300 e seus impactos na geração distribuída fotovoltaica e nos consumidores de energia, devido à importância do tema e inúmeras contribuições para o meio acadêmico.

7 TRABALHOS FUTUROS

A geração distribuída fotovoltaica tem demonstrado um crescimento notável nos últimos anos, e com o considerável investimento realizado nesse setor, torna-se essencial aprimorar os cálculos e análises financeiras associados. Com a implementação do marco legal da geração distribuída, introduzindo novas exigências e cobranças, torna-se ainda mais crucial realizar novos estudos para abranger todas as possibilidades de análise financeira. Isso contribuirá para instigar maior confiança e segurança entre os investidores.

Sob essa perspectiva, uma proposta para trabalhos futuros seria o desenvolvimento de um software específico. Esse programa permitiria que os consumidores de energia calculassem a viabilidade econômica de projetos de geração distribuída fotovoltaica levando em conta diversos cenários de tarifação, taxas de retorno e custos de implementação, conferindo aos investidores uma visão mais abrangente e detalhada das implicações financeiras de seus projetos, além de proporcionar mais otimização, agilidade e facilidade no desenvolvimento de propostas e análises.

Outro ponto para futuras pesquisas é realizar análises comparativas dos retornos financeiros provenientes da geração distribuída fotovoltaica com outras alternativas disponíveis para diminuição dos gastos com energia dos consumidores de grande porte, como por exemplo, o investimento no mercado livre de energia.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Energia Solar**

Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR, 2023. Disponível em:

<https://www.instagram.com/p/Cq3sdpHvDZk/?igshid=NjZiM2M3MzIxNA%3D%3D/>

Acesso em: 08/05/2023.

ACKERMANN, Thomas; ANDERSSON, Göran; SÖDER, Lennart. Distributed generation: a definition. **Electric power systems research**, v. 57, n. 3, p. 195-204, 2001.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **ANEEL regulamenta marco legal da**

Micro e Minigeração Distribuída, 2023b. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida/)

[br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida/)

[distribuida/](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-regulamenta-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-distribuida/) Acesso em: 08/05/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. Cadernos Temáticos ANEEL. **Micro e**

Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Brasília, DF, 2ª ed., 2016.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Custo da energia que chega aos**

consumidores, 2022a. Disponível em: [https://www.gov.br/aneel/pt-](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores/)

[br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores/](https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores/) Acesso em: 15/04/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**, 2023a.

Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida/> Acesso em: 14/04/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Modalidades Tarifárias**, 2022b.

Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias/> Acesso em: 16/04/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Postos Tarifários**, 2022c. Disponível em:

<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifario/> Acesso em: 18/04/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária –**

Proret. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição - Submódulo 7.1:

Procedimentos Gerais, 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret> . Acesso em: 10/05/2023.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução homologatória nº 3.130, de 18 de outubro de 2022**, 2022e.

ANEEL - Agência Nacional De Energia Elétrica. **Resolução Normativa Aneel Nº 1.000, de 7 De Dezembro De 2021(*)**, 2021.

BLUE SOL ENERGIA SOLAR. **PL 5829/2019: entenda o Projeto de Lei para Energia Solar**, 2023. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/pl-5829-2019-entenda-o-projeto-de-lei-para-energia-solar/> Acesso em: 08/05/2023.

CASARIN, Ricardo. **Fator de simultaneidade reduz impacto tarifário da Lei 14.300 na energia solar**, 2023. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/geracao-distribuida/fator-de-simultaneidade-reduz-impacto-tarifario-da-lei-14-300-na-energia-solar/> Acesso em: 04/05/2023.

CEPEL ELETROBRAS, 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

CEPEL ELETROBRAS, 2018. **Potencial Solar - SunData v 3.0**. Rio de Janeiro: CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata/> Acessado em: 10/05/2023.

DACHERY, J. M. **Entenda o novo formato de compensação de energia da Lei 14.300/22**, 2023. Disponível em: <https://energes.com.br/novo-formato-de-compensacao-de-energia/> Acesso em: 12/05/2023.

DACHERY, J. M. **Fio A e Fio B, entenda tudo sobre**, 2022. Disponível em: <https://energes.com.br/fio-a-e-fio-b/> Acesso em: 10/05/2023.

DACHERY, J. M. **O que é Geração Distribuída**, 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/o-que-e-geracao-distribuida/> Acesso em: 05/05/2023.

DACHERY, J. M. **O que é TUSD C, TUSD G e Demanda Contratada?**, [sd]. Disponível em: <https://energes.com.br/tusdg/> Acesso em: 12/05/2023.

DACHERY, J. M. **O resumo que você queria aqui**, 2023. Disponível em:

<https://www.instagram.com/p/CqYJWC0OKRa/?igshid=MTc4MmM1YmI2Ng%3D%3D/>

Acesso em: 14/05/2023.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Matriz Energética e Elétrica**, [sd]. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica/> Acesso em: 08/05/2023.

ESFERA BLOG. **O que é geração distribuída? Saiba como produzir sua própria energia elétrica**, 2021. Disponível em: <https://blog.esferaenergia.com.br/geracao-distribuida/o-que-e-geracao-distribuida/> Acesso em: 07/05/2023.

FILHO, Leocádio Narciso de Sousa. et. al. Adequação da demanda e projeto de gerador FV para consumidor A4. **FotVolt**, v.6 , n.38, p. 22-29, 2021.

FIUZA, Evandro Lucio. **Custos e benefícios para uma empresa de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de geração distribuída**, 2022.

GENERAC. **O que é horário de pico e como isso afeta a conta no final do mês?**, 2021.

Disponível em: <https://generacbrasil.com.br/o-que-e-horario-de-pico-e-como-isso-afeta-a-conta-no-final-do-mes/> Acesso em: 18/04/2023.

GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. **Cada vez mais pessoas são beneficiadas pela GD Solar**, 2022.

Disponível em: <https://www.geracaodistribuida.com/noticias/cada-vez-mais-pessoas-sao-beneficiadas-pela-gd-solar/> Acesso em: 05/05/2023.

IEA - International Energy Agency. **Energy Technology Perspectives 2015: Mobilising Innovation to Accelerate Climate Action**. France: Internacional Energy Agency, 2015.

INSTITUTO SOLAR. **Análise de Viabilidade Financeira de SFV: Entenda o que é Payback, TIR e VPL**, 2020. Disponível em: <https://institutosolar.com/viabilidade-financeira-de-sfv/> Acesso em: 14/05/2023.

JÚNIOR, Getúlio Santiago dos Santos. **Estudo da capacidade de hospedagem de geradores distribuídos fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão: uma abordagem probabilística utilizando simulações de Monte Carlo**, 2022.

MARANGONI, Filipe. **Modelo matemático de integração pelo lado da demanda: adequação do contrato de fornecimento e avaliação do uso de geração própria de energia elétrica**, 2021.

MARQUES, Welbert. **Análise Computacional Para Avaliação De Sfer: Estudo De Caso Em Itumbiara-Go Utilizando O Sam (System Advisor Model)**, 2019.

MENDES, Tallis Fernando. **Dimensionamento de uma usina fotovoltaica conectada à rede para o Campus Litoral Norte da UFRGS**. 2020.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA. **Cartilha Energia - Como Analisar Gastos com Energia Elétrica** – 2ª edição, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/compras/pt-br/sistemas/arquivos-doc-e-pdf/cartilha_energia.pdf/view/ Acesso em: 18/04/2023

NERIS, Alessandra. **O que é a TUSD G? Entenda a tarifa**, 2023. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/blog/tusd-g/> Acesso em: 12/05/2023.

PIETA.TECH. **REN 1000, PRODIST e Lei 14.300 | Oficina do Conhecimento**, 2022. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=NCzoGhDt-tw&t=1157s/> Acesso em: 15/04/2023.

PIMENTEL, Julia Pellizzon. **Análise do marco legal da geração distribuída**, 2022.

ROCHA, Gustavo; Resende, Rafael. **Saiba o que são os horários de Ponta no consumo de energia**, [sd]. Disponível em: <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/tudo-sobre-os-horarios-de-ponta-no-consumo-de-energia/> Acesso em: 19/04/2023.

RUBIM, Bárbara. **Aulão: o que você precisa saber sobre a regulação de GD em 2023**, Genyx Solar Power, 2023. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=8XvS22qu2M4/> Acesso em: 10/05/2023.

SANCHES, Bruno Leonardo Pompeo. **Avaliação de reconstrução de demanda de consumidores A4 do setor público**. 2022.

SANTINI, Arthur. **Regulamentação da Lei 14.300 e o impacto nos projetos de pequeno porte**, 2023. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/regulamentacao-da-lei-14-300-e-o-impacto-nos-projetos-de-pequeno-porte/> Acesso em: 12/06/2023.

SCHROER, Tiago. **Estudo da Lei 14300 e o impacto financeiro aos prosumidores rurais considerando uma distribuidora na região sul**, 2022.

SILVA, Luan Cezar da. **Estudo de adequação da demanda contratada do prédio sede do Tribunal Regional Federal da 5ª Região**, 2022.

VALENTIN SOFTWARE. **O software de projeto e simulação para sistemas fotovoltaicos**, [sd]. Disponível em: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol/> Acesso em: 14/05/2023.

VIEIRA, D.; CASTRO, M. Caderno Temático ANEEL-Micro e Mini Geração Distribuída. **ANEEL**, 2016.

9 ANEXOS

Tabela 18 - Fatura de Energia com GD II (Sem a Adequação da DC)

Ano	Fatura sem GD	Consumo FP	Tarifa FP	Consumo P	Tarifa P	Demanda Faturada	TUSD C
	R\$	kWh	R\$	kWh	R\$	kW	R\$
2023	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2024	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2025	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2026	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2027	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2028	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2029	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2030	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2031	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32
2032	R\$ 465.314,96	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3961,0992	24,32

Fonte: Próprio Autor (2023)

Continuação da

Tabela 18

Ano	CENÁRIO	Inj. Comp. FP	Tarifa Comp. FP	Inj. Comp. P	Tarifa Comp. P	Compensação Total	Demanda Geração	TUSD G	Fatura com GD II	Redução na Fatura de Energia
		kWh	R\$	kWh	R\$	R\$	kW	R\$	R\$	
2023	GD II (TE + TUSD - % Fio B(15%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,8409115	-R\$ 363.928,91	238,9008	12,19	R\$ 104.298,25	77,59% ▲
2024	GD II (TE + TUSD - % Fio B(30%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,664693	-R\$ 358.876,79	238,9008	12,19	R\$ 109.350,37	76,50% ▲
2025	GD II (TE + TUSD - % Fio B(45%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,4884745	-R\$ 353.824,67	238,9008	12,19	R\$ 114.402,49	75,41% ▲
2026	GD II (TE + TUSD - % Fio B(60%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,312256	-R\$ 348.772,56	238,9008	12,19	R\$ 119.454,60	74,33% ▲
2027	GD II (TE + TUSD - % Fio B(75%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,1360375	-R\$ 343.720,44	238,9008	12,19	R\$ 124.506,72	73,24% ▲
2028	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	238,9008	12,19	R\$ 129.558,84	72,16% ▲
2029	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	238,9008	12,19	R\$ 129.558,84	72,16% ▲
2030	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	238,9008	12,19	R\$ 129.558,84	72,16% ▲
2031	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	238,9008	12,19	R\$ 129.558,84	72,16% ▲
2032	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	238,9008	12,19	R\$ 129.558,84	72,16% ▲

Fonte: Próprio Autor (2023)

Tabela 19 - Fatura de Energia com GD II (Com a Adequação da DC)

Ano	Fatura sem GD	Consumo FP	Tarifa FP	Consumo P	Tarifa P	Demanda Faturada	TUSD C
	R\$	kWh	R\$	kWh	R\$	kW	R\$
2023	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2024	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2025	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2026	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2027	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2028	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2029	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2030	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2031	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32
2032	R\$ 461.650,89	761075,94	0,40883	28669,62	2,01713	3810,4384	24,32

Fonte: Próprio Autor (2023)

Continuação da Tabela 19

Ano	CENÁRIO	Inj. Comp. FP kWh	Tarifa Comp. FP R\$	Inj. Comp. P kWh	Tarifa Comp. P R\$	Compensação Total R\$	Demanda Geração kW	TUSD G R\$	Fatura com GD II R\$	Redução na Fatura de Energia %
2023	GD II (TE + TUSD - % Fio B(15%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,8409115	-R\$ 363.928,91	389,5616	12,19	R\$ 102.470,74	77,80% ▲
2024	GD II (TE + TUSD - % Fio B(30%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,664693	-R\$ 358.876,79	389,5616	12,19	R\$ 107.522,85	76,71% ▲
2025	GD II (TE + TUSD - % Fio B(45%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,4884745	-R\$ 353.824,67	389,5616	12,19	R\$ 112.574,97	75,61% ▲
2026	GD II (TE + TUSD - % Fio B(60%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,312256	-R\$ 348.772,56	389,5616	12,19	R\$ 117.627,09	74,52% ▲
2027	GD II (TE + TUSD - % Fio B(75%))	761075,94	0,40883	28669,62	1,1360375	-R\$ 343.720,44	389,5616	12,19	R\$ 122.679,20	73,43% ▲
2028	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	389,5616	12,19	R\$ 127.731,32	72,33% ▲
2029	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	389,5616	12,19	R\$ 127.731,32	72,33% ▲
2030	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	389,5616	12,19	R\$ 127.731,32	72,33% ▲
2031	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	389,5616	12,19	R\$ 127.731,32	72,33% ▲
2032	GD II (TE + TUSD - % Fio B(90%))	761075,94	0,40883	28669,62	0,959819	-R\$ 338.668,32	389,5616	12,19	R\$ 127.731,32	72,33% ▲

Fonte: Próprio Autor (2023)