

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

GABRIEL VIANNA CORTEZ

Análise comparativa entre a abertura do mercado livre de energia e o marco legal da geração distribuída para consumidores atendidos pela COELBA com demanda contratada entre 50kW e 300kW

Porto Alegre

2023

GABRIEL VIANNA CORTEZ

Análise comparativa entre a abertura do mercado livre de energia e o marco legal da geração distribuída para consumidores atendidos pela COELBA com demanda contratada entre 50kW e 300kW

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

Orientadora: Prof^ª Dr^ª Gladis Bordin

Porto Alegre

2023

GABRIEL VIANNA CORTEZ

Análise comparativa entre a abertura do mercado livre de energia e o marco legal da geração distribuída para consumidores atendidos pela COELBA com demanda contratada entre 50kW e 300kW

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

Banca Examinadora

Prof^a Dr^a Gladis Bordin

Orientadora

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Eng^a Monique Batista dos Santos

Clarke Energia

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich

UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Porto Alegre, 11 de maio de 2023

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, pela oportunidade de graduar-me nesta instituição pública a qual, junto ao seu corpo docente, direção e administração, oportunizou-me uma formação de excelência.

Agradeço à Escola de Engenharia pelo ambiente criativo e amigável que proporciona.

Agradeço a minha orientadora, Prof^a Dr^a Gladis Bordin pela orientação acadêmica, apoio e confiança, além de todo o empenho dedicado à elaboração deste projeto. Foi essencial poder contar com sua ajuda, correções, incentivos e paciente trabalho de revisão.

Agradeço a todos os demais professores que, nesta trajetória, me proporcionaram um aprimoramento, não apenas técnico e acadêmico, mas também pessoal.

Aos meus pais, Sr. Lenilson e Sra. Heloísa, e aos meus avós, Sr. Luiz e Sra. Rivair, pelo amor, incentivo e apoio incondicional. Tê-los como exemplo me trouxe a clareza de que caráter e afetividade são essenciais, além da vontade de fazer sempre melhor, por vocês.

Agradeço ao meu irmão, Lucas, que sempre esteve ao meu lado apesar de todas as dificuldades. Saímos do mesmo lugar e chegarmos aonde chegamos é uma honra pra mim.

Meus agradecimentos aos amigos, parceira, colegas do setor e irmãos na amizade, que fizeram parte da minha formação, contribuíram para o desenvolvimento do meu Projeto de Diplomação e vão continuar presentes em minha vida, com certeza. Sem eles, a tarefa teria sido muito mais árdua.

Agradeço a todos que, com palavras de encorajamento e força, fizeram parte da minha jornada durante este tempo.

RESUMO

Este trabalho discute as mudanças recentes no mercado brasileiro de energia elétrica, a Lei 14.300, chamada de Marco Legal da Geração Distribuída, e a Portaria 50 de 2022, que estabelece a abertura do Mercado Livre de Energia para todos os consumidores de média tensão. Com base nesta discussão, o objetivo do trabalho é realizar uma análise comparativa entre a abertura do mercado livre de energia e o marco legal da geração distribuída para consumidores atendidos pela Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) com demanda contratada entre 50kW e 300kW. Para atingir esse objetivo foi construída uma metodologia que contempla a análise anual de consumidor no ambiente regulado migrando ao ambiente livre e aderindo à geração distribuída com fonte solar fotovoltaica, considerando o investimento necessário para cada opção. Para implementar a metodologia foram desenvolvidos três modelos de simulação, um para o ambiente regulado, outro para o livre e o último para a geração distribuída, com uso dos *softwares* Excel, PvSyst e Miro. Os resultados, obtidos para os anos de 2024 a 2028, mostraram que a solução da migração de uma unidade consumidora para o Ambiente de Contratação Livre mostra-se como a mais estável e acessível do ponto de vista de custo, e a solar fotovoltaica, após o período de *payback*, apresenta maior potencial de economia.

Palavras-chave: Consumidor do Grupo A, Abertura do Mercado Livre, Marco Legal da Geração Distribuída.

ABSTRACT

This paper discusses recent changes in the Brazilian electricity market, Law 14.300, called the Legal Framework for Distributed Generation, and Ordinance 50 of 2022, which establishes the opening of the Free Energy Market to all medium voltage consumers. Based on this discussion, the aim of the paper is to perform a comparative analysis between the opening of the free energy market and the legal framework for distributed generation for consumers served by the Electricity Company of the State of Bahia (COELBA) with contracted demand between 50kW and 300kW. To achieve this objective, a methodology was developed that includes the annual analysis of a consumer in the regulated environment migrating to the free environment and adhering to distributed generation with photovoltaic solar source, considering the necessary investment for each option. To implement the methodology, three simulation models were developed, one for the regulated environment, another for the free environment, and the last for distributed generation, using Excel, PvSyst, and Miro software. The results, obtained for the years 2024 to 2028, showed that the solution of migrating a consumer unit to the Free Contracting Environment is the most stable and affordable from a cost perspective, and photovoltaic solar, after the payback period, has greater potential for savings.

Keywords: Group A Consumer, Opening of the Free Market, Legal Framework for Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estimativa de liberação (MW médios)	2
Figura 2 - Unidades consumidoras do Grupo A por submercado	3
Figura 3 - Total diário da irradiação global horizontal - média anual	6
Figura 4 - Contratação de Energia no Mercado Cativo	10
Figura 5 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE	12
Figura 6 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD.....	13
Figura 7 - Contratação de Energia no Mercado Livre	14
Figura 8 - Escalonamento do requisito de potência para a ampliação do mercado livre.16	
Figura 9 - Estrutura Geral da Metodologia.....	21
Figura 10 - THS Verde x THS Azul.....	25
Figura 11 - Boxplot	26
Figura 12 - Comportamento do Perfil de Consumo de cada Faixa de Demanda	28
Figura 13 - Estrutura de Custos para o Modelo ACR.....	32
Figura 14 - Estrutura de Custos para o Modelo ACL.....	37
Figura 15 - Estrutura do desconto da energia incentivada 50%	38
Figura 16 - Especificação do grupo e orientação dos módulos	42
Figura 17 - Especificação do módulo, tecnologia, suporte e ventilação	42
Figura 18 - Resultados de potência nominal do sistema	43
Figura 19 - Racional do cálculo da TUSD aplicável em cada ano	45
Figura 20 - Estrutura de Custos para o Modelo GD	48
Figura 21 - Custo Total e Consumo Total	73
Figura 22 - Divisão do Custo Total para a faixa 50 a 75kW no ACR.....	73
Figura 23 - Custos Totais no ACR e ACL e Consumo Total	76
Figura 24 - Divisão da média percentual dos custos totais no ACL	77
Figura 25 - Divisão do Custo Total para a faixa 50 a 75kW no ACL	78
Figura 26 - Investimento e Consumo GD.....	79
Figura 27 - Relação entre investimento e economia.....	80
Figura 28 - Consumo e economia com investimento GD	81
Figura 29 - Consumo e economia com investimento GD	81
Figura 30 - Distribuição dos Custos GD	82
Figura 31 - Relação entre saving e consumo em 5 anos.....	83

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Unidades consumidoras do Grupo A por faixa de demanda.....	3
Quadro 2 - Quantidade de unidades consumidoras por classe e faixa de demanda	4
Quadro 3 - Consumo das unidades consumidoras por classe e faixa de demanda.....	4
Quadro 4 - Participação da quantidade de unidades na classe de consumo	5
Quadro 5 - Participação do consumo da classe no total de unidades consumidoras	5
Quadro 6 - Média de Irradiação Global Horizontal	6
Quadro 7 - Número de unidades consumidoras por faixa de demanda.....	22
Quadro 8 - Resumos dos dados de demanda.....	22
Quadro 9 - Consumo total ponta e fora ponta	23
Quadro 10 - Consumo Ponta e Fora Ponta (MWh) x Demanda Contratada (kW).....	24
Quadro 11 - Fator de carga para cada faixa de demanda	24
Quadro 12 - Resumos dos dados de consumo.....	25
Quadro 13 - Demanda Contratada (kW) e Consumo (MWh)	27
Quadro 14 - Premissas para o modelo do ACR.....	29
Quadro 15 - Tributos Federais	31
Quadro 16 - Premissas para o modelo do ACL.....	34
Quadro 17 - Premissas para a modelo da Geração Distribuída	39
Quadro 18 - Faixa de Demanda e Consumo Anual Total	41
Quadro 19 - Geração mensal da Usina 50 - 75 kW	43
Quadro 20 - Fatores de construção do investimento inicial	44
Quadro 21 - Relação entre faixa de demanda, Capex e Opex	44
Quadro 22 - Resumo de dados e projeção da TUSD Fio B.....	46
Quadro 23 - Projeção da TUSDc e TUSDg	46
Quadro 24 - Dados de demanda de carga e de geração.....	47
Quadro 25 - Dados de consumo para a faixa de 50 a 75kW	51
Quadro 26 - Resultados mensais para o ano de 2024 no ACR.....	52
Quadro 27 - Resultados mensais para o ano de 2025 no ACR.....	52
Quadro 28 - Resultados mensais para o ano de 2026 no ACR.....	52
Quadro 29 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACR.....	52
Quadro 30 - Resultados mensais para o ano de 2028 no ACR.....	53
Quadro 31 - Resumo dos resultados anuais para o ACR	53
Quadro 32 - Resultados mensais para o ano de 2024 no ACL.....	54
Quadro 33 - Resultados mensais para o ano de 2025 no ACL.....	55
Quadro 34 - Resultados mensais para o ano de 2026 no ACL.....	56
Quadro 35 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACL.....	57
Quadro 36 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACL.....	58
Quadro 37 - Resumo dos resultados anuais no ACL.....	59
Quadro 38 - Dados de geração da usina de 195kWp e faixa de 50 a 75kW.....	63
Quadro 39 - Resultados mensais para o ano de 2024 na GD	64
Quadro 40 - Resultados mensais para o ano de 2025 na GD	65
Quadro 41 - Resultados mensais para o ano de 2026 na GD	66
Quadro 42 - Resultados mensais para o ano de 2027 na GD	67
Quadro 43 - Resultados mensais para o ano de 2028 na GD	68
Quadro 44 - Resumo dos resultados anuais para a GD com investimento.....	69
Quadro 45 - Resumo dos resultados anuais para a GD sem investimento	70
Quadro 46 - Comparação entre as modalidades para a faixa de 50 a 75kW	71

Quadro 47 - Resultados consolidados ACR	72
Quadro 48 - Percentual de participação de cada linha de custo ACR	74
Quadro 49 - Resultados consolidados ACL	75
Quadro 50 - Estimativa do payback para cada perfil de consumo	76
Quadro 51 - Representatividade dos custos de gestão e investimento inicial no ACL	78
Quadro 52 - Economia sobre o investimento GD	80

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL	- Ambiente de Contratação Livre
ACR	- Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL	- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR	- Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CP	- Consumo Próprio
DAE	- Documento de Arrecadação Estadual
DC	- Demanda Contratada
GD	- Geração Distribuída
I50	- Incentivada 50%
I100	- Incentivada 100%
MME	- Ministério de Minas e Energia
PERS	- Programa de Energia Renovável Social
PCH	- Pequenas centrais hidrelétricas
PL	- Projeto de Lei
PLD	- Preço de Liquidação das Diferenças
RN	- Resolução Normativa
SCEE	- Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	- Sistema Elétrico Brasileiro
SEFAZBA	- Secretaria da Fazenda do Estado da Bahia
SMF	- Sistema de Medição e Faturamento
TUSD	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUSD C	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a Carga
TUSD G	- Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a Geração
TUST	- Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TE	- Tarifa de Energia
UC	- Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. DELIMITAÇÃO DO OBJETIVO.....	2
1.3. OBJETIVO	7
1.4. TRABALHOS CONSULTADOS	7
1.5. ESTRUTURA DO TRABALHO	8
2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.1. CONJUNTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.2. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	10
2.3. AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	13
2.4. ABERTURA NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA	14
2.5. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	16
2.6. REGULAÇÃO VIGENTE.....	17
3. METODOLOGIA PROPOSTA	20
3.1. ESTRUTURA DA METODOLOGIA.....	20
3.2. PERFIL DE CONSUMO.....	27
3.3. MODELO FINANCEIRO PARA O ACR	28
3.3.1. Premissas.....	28
3.3.2. Estruturação dos custos	32
3.4. MODELO FINANCEIRO PARA O ACL.....	33
3.4.1. Premissas.....	34
3.4.2. Estruturação dos custos	36
3.5. MODELO FINANCEIRO PARA A GD.....	39
3.5.1. Premissas.....	39
3.5.2. Estruturação dos custos	47
4. RESULTADOS	50
4.1. ANÁLISE DE RESULTADOS	72
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	84
5.1. CONTRIBUIÇÃO	84
5.2. CONCLUSÃO	84
5.3. TRABALHOS FUTUROS	85
REFERÊNCIAS	86
Apêndice A	93
Apêndice B.....	97

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

A partir da publicação da Resolução Normativa (RN) 265, em 13 de agosto de 1998 (ANEEL, 1998) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que as condições para o exercício da atividade de comercialização de energia elétrica foram estabelecidas. Após isso, as operações passam a ser realizadas em dois ambientes distintos, Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulado (ACR). No primeiro, o consumidor é responsável por negociar bilateralmente com os fornecedores seus contratos de compra de energia elétrica, por tempo, quantidade, flexibilidade e demais condições comerciais, que são estrategicamente definidas de acordo com o perfil de carga e atividade econômica do consumidor. Já no segundo, os consumidores são limitados a adquirir energia somente da sua concessionária local, o que impossibilita a administração e utilização da energia como insumo, por consequência, acarreta um maior desprendimento financeiro para sua aquisição.

Uma alternativa para os consumidores do mercado cativo, além do potencial de migração para o ACL, é a possibilidade de adquirir energia através da geração distribuída (GD), com a publicação, em 2004, do Decreto 5.163 (BRASIL, 2004) responsável por criar e fundamentar o conceito de GD no Brasil. Esta modalidade permite que consumidores produzam a própria energia a partir de fontes renováveis, como solar fotovoltaica, eólica, centrais hidrelétricas e biomassa.

No dia 6 de janeiro de 2022, foi aprovada a Lei 14.300 (BRASIL, 2022a), que registra o novo marco da GD, que traz segurança jurídica para investimentos em geração distribuída; a expectativa é que essa lei impulse principalmente a comercialização e implementação de sistemas fotovoltaicos. A Lei 14.300, ainda, estabelece que os projetos de GD que solicitaram o parecer de acesso após 7 de janeiro de 2023 sofrem taxaço na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) Fio B.

Por outro lado, para acessar o ACL, é necessário que o consumidor tenha demanda contratada igual ou superior a 500kW, seja em uma ou mais unidades consumidoras do mesmo grupo empresarial. Porém, a partir da Portaria 50 de 2022 (BRASIL, 2022b), fica estabelecido que em 1 de janeiro de 2024 os consumidores classificados como Grupo A,

atendidos em alta ou média tensão, poderão optar pela aquisição de energia elétrica de qualquer fornecedor do mercado.

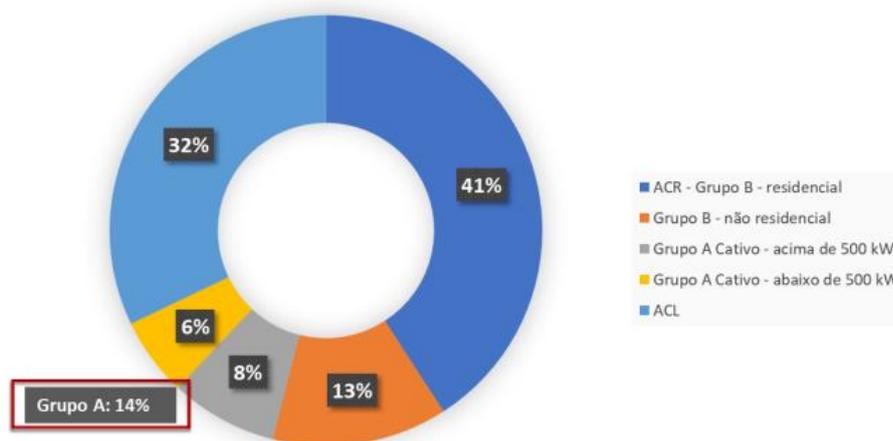
1.2 DELIMITAÇÃO DO OBJETIVO

Diante das duas macros soluções apresentadas anteriormente, identifica-se um nicho específico de consumidores por faixa de demanda contratada, classe de consumidor e grupo tarifário onde a escolha por uma dessas opções terá maior impacto, tanto do ponto de vista financeiro, quanto para operacionalização da comercialização de energia.

Do lado do ACL, onde encontram-se restrições para adoção do mercado por faixas de demanda, nota-se que no grupo A estão inseridas 175.632 unidades consumidoras cativas. O consumo associado a estas cargas é de 8.653 MW médios, o equivalente a 13,9% do total do Sistema Interligado Nacional ou 20,5% do total do ACR (CCEE, 2021a).

Do montante apresentado na Figura 1, 106.290 unidades consumidoras, ou 60,51%, com demanda contratada menor que 500 kW que não se enquadram - O consumo associado a estas cargas é de 3.654 MW médios, ou 42,23% do potencial total de carga do Grupo A (CCEE, 2021).

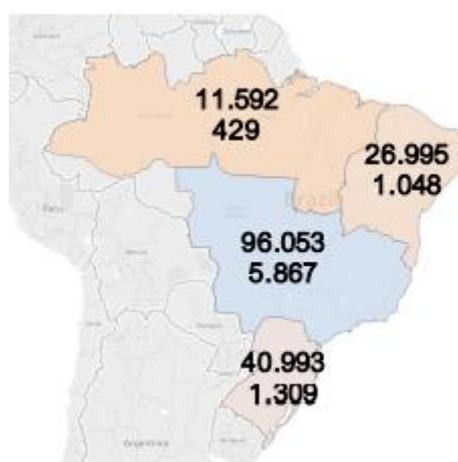
Figura 1 - Estimativa de liberação (MW médios)



Fonte: CCEE (2021a).

A Figura 2 ilustra unidades consumidoras do grupo A por submercado, ou seja, os submercados Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

Figura 2 - Unidades consumidoras do Grupo A por submercado



Fonte: CCEE (2021a).

As unidades consumidoras do Grupo A por faixa de demanda contratada (DC) são identificadas no Quadro 1.

Quadro 1 - Unidades consumidoras do Grupo A por faixa de demanda

Faixa de demanda potencial	Total Geral	
	Quantidade de cargas Consumo (MW Médios)	
Abaixo de 500 kW	106.290	3.654
D.C. < 30 kW	12	0
30 kW ≤ D.C. < 50 kW	13.691	212
50 kW ≤ D.C. < 100 kW	26.176	636
100 kW ≤ D.C. < 200 kW	34.055	1.110
200 kW ≤ D.C. < 300 kW	16.874	795
300 kW ≤ D.C. < 400 kW	9.058	501
400 kW ≤ D.C. < 500 kW	6.424	400
Acima de 500 kW	69.342	4.999
500 kW ≤ D.C. < 1.000 kW	14.555	945
1.000 kW ≤ D.C. < 1.500 kW	6.744	482
D.C. ≥ 1.500 kW	48.043	3.572
Total geral	175.632	8.653

Fonte: Adaptado de CCEE (2021a).

Ainda no âmbito desta parcela, observa-se nos Quadros 1, 2 e 3, que a concentração de unidades consumidoras e do consumo associado a elas estão na faixa compreendida entre 50 e 300 kW.

Quadro 2 - Quantidade de unidades consumidoras por classe e faixa de demanda

Unidades consumidoras por classe de consumo e faixa de demanda			
Faixa de Demanda	Quantidade de cargas		Total Geral
	Demais Classes	CP e Público	
D.C < 30 kW	12	0	12
30 kW ≤ D.C. < 50 kW	13.126	565	13.691
50 kW ≤ D.C. < 100 kW	25.311	865	26.176
100 kW ≤ D.C. < 200 kW	32.731	1.324	34.055
200 kW ≤ D.C. < 300 kW	16.016	858	16.874
300 kW ≤ D.C. < 400 kW	8.406	652	9.058
400 kW ≤ D.C. < 500 kW	5.797	627	6.424
Abaixo de 500 kW	101399	4.891	106.290

Fonte: Adaptado CCEE (2021a).

Quadro 3 - Consumo das unidades consumidoras por classe e faixa de demanda

Consumo das unidades consumidoras por classe e faixa de demanda			
Faixa de Demanda	Consumo (MW Médios)		Total Geral
	Demais Classes	CP e Público	
D.C < 30 kW	0	0	0
30 kW ≤ D.C. < 50 kW	201	11	212
50 kW ≤ D.C. < 100 kW	615	21	636
100 kW ≤ D.C. < 200 kW	1.072	38	1.110
200 kW ≤ D.C. < 300 kW	770	24	795
300 kW ≤ D.C. < 400 kW	482	20	501
400 kW ≤ D.C. < 500 kW	375	25	400
Abaixo de 500 kW	3.515	139	3.654

*Dados ausentes para os estados Acre, Roraima e Amapá

Fonte: Adaptado de CCEE (2021a).

De outro ponto de vista, nota-se que das unidades do grupo A abaixo de 500kW a maior representatividade do número de unidades consumidoras e do consumo está na classe comercial, sendo respectivamente com 45,6% e 49,8% a participação da classe do total.

Ao analisar a classe comercial, nota-se ainda que ela tem maior participação no Nordeste do país, tanto no número de unidades consumidoras, quanto no consumo. Essas interpretações são verificadas sobre os dados dos Quadros 4 e 5.

Quadro 4 - Participação da quantidade de unidades na classe de consumo

Participação da quantidade de unidades na classe de consumo - submercado (abaixo de 500 kW)							
	Demais Classes				CP e Público		
Submercado	Comercial	Industrial	Rural	Serviço Público	Consumo próprio	Iluminação Pública	Poder Público
Nordeste	54,3%	27,2%	10,4%	1,0%	0,0%		7,1%
Norte	49,1%	32,2%	8,0%	1,9%	0,1%		8,7%
Sudeste	46,9%	33,0%	14,8%	1,4%	0,0%	0,5%	3,4%
Sul	37,6%	42,0%	16,2%	0,4%	0,0%		3,8%
Participação da classe	45,6%	34,5%	14,2%	1,1%	0,0%	0,3%	4,3%

Fonte: Adaptado de CCEE (2021a).

Quadro 5 - Participação do consumo da classe no total de unidades consumidoras

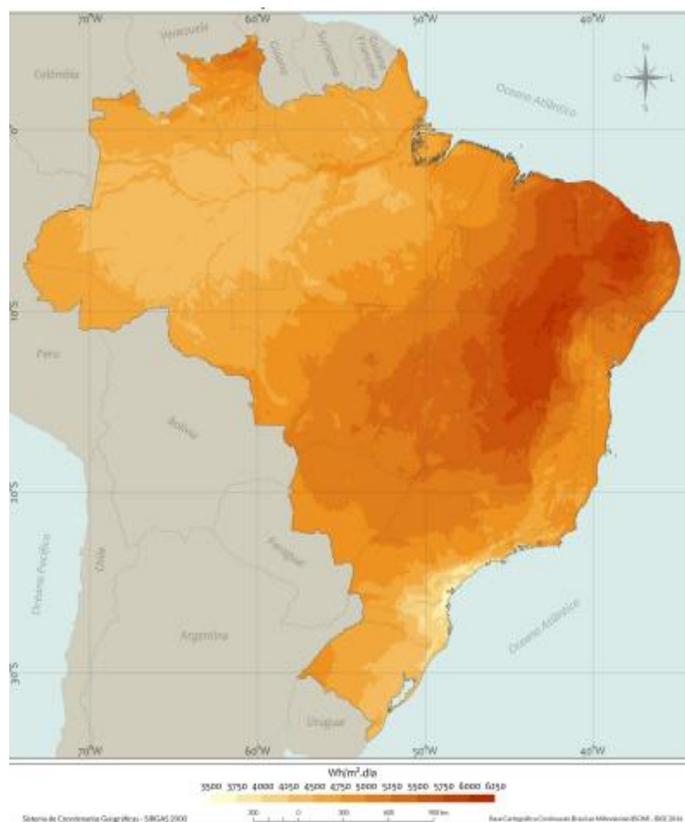
Participação do consumo da classe de consumidor no total de unidades consumidoras abaixo de 500 kW							
	Demais Classes				CP e Público		
Submercado	Comercial	Industrial	Rural	Serviço Público	Consumo próprio	Iluminação Pública	Poder Público
Nordeste	52,4%	32,9%	6,9%	1,8%	0,1%		5,9%
Norte	49,6%	35,0%	4,3%	2,0%	0,1%		8,9%
Sudeste	52,3%	29,8%	12,5%	1,9%	0,0%	0,4%	3,1%
Sul	37,6%	48,3%	11,1%	0,8%	0,0%		2,2%
Participação da classe	49,8%	33,4%	11,4%	1,7%	0,0%	0,3%	3,5%

Fonte: Adaptado de CCEE (2021a).

O apresentado nos Quadros 4 e 5, indica que é na Região Nordeste do país que se observa o maior potencial de captação de energia solar, pois sua localização está mais próxima da linha do Equador.

A Figura 3 indica, em relação à média anual, o total diário da irradiação global horizontal.

Figura 3 - Total diário da irradiação global horizontal - média anual



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

Com 5,48 kWh/m² de irradiação global média, apresentada no Quadro 6, a região Nordeste se destaca também pela baixa diferenciação de incidência durante o ano.

Quadro 6 - Média de Irradiação Global Horizontal

Região	Irradiação Global Horizontal Média Observada (Wh/m²)
Norte	4825
Nordeste	5483
Centro-Oeste	5082
Sudeste	4951
Sul	4444
Médio	5153

Fonte: Adaptado de Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017).

No horizonte do Nordeste Brasileiro, o Estado da Bahia se destaca por liderar a geração de energia solar na região. De acordo com o levantamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), o estado conta com 487,0 megawatts (MW) instalados. O número representa 4,3% de toda a energia solar instalada no Brasil.

Outros dois fatores determinantes para análise dos impactos destas mudanças no Estado da Bahia, mais precisamente na Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), são: 1 - a facilidade de acesso aos dados e as regras de comercialização de energia no que se refere a tributos e impostos e 2 - a necessidade de agentes do mercado no entendimento do comportamento dos consumidores em suas principais praças comerciais.

1.3 OBJETIVO

Elaborar uma metodologia para análise comparativa entre os dois principais marcos do setor brasileiro de energia elétrica: a possibilidade de entrada no ambiente de contratação livre dos consumidores do Grupo A e as novas regras para as usinas solares de geração distribuída de consumidores comerciais, localizados na Bahia, com demanda contratada entre 50 kW e 300 kW, e analisada de forma agregada.

Nesta seção são resumidos alguns trabalhos que embasam o desenvolvimento do presente estudo.

- MIGRAÇÃO DE CONSUMIDOR COM DEMANDA INFERIOR A 500kW PARA O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE CONSIDERANDO O PLD HORÁRIO – Rovaris (2021). Neste trabalho, a autora faz uma análise detalhada e conclui a viabilidade financeira de consumidores com demanda inferior a 500 kW diante de uma eventual migração para o Mercado Livre de Energia. O estudo em questão é utilizado como referência justamente por usar como pontos determinantes da análise o percentual de consumo ponta em relação ao consumo total de energia e o preço da energia de longo prazo.

- ESTUDO DA LEI 14300 E O IMPACTO FINANCEIRO AOS PROSUMIDORES RURAIS CONSIDERANDO UMA DISTRIBUIDORA NA REGIÃO SUL - Schroer (2021). Utilizado como principal referência no que se refere a

lei 14.300, este trabalho visa identificar as vantagens e desvantagens do âmbito financeiro das mudanças relacionadas ao instrumento legal. O trabalho analisa um consumidor rural localizado na área de uma distribuidora da região Sul, mas a análise da lei 14.300 pode ser facilmente amplificada nas demais distribuidoras e regiões do país.

• ANÁLISE DA REDUÇÃO DE CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA DE UMA EMPRESA CONSIDERANDO MERCADO CATIVO, LIVRE E INSTALAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA - Zafredo (2019). Neste estudo, Zafredo compara cinco soluções energéticas visando a redução de custos associados ao consumo de energia elétrica de um centro de distribuição de móveis em um horizonte de 25 anos. Entre estas estão a migração para o Mercado Livre de Energia e a Energia Solar Fotovoltaica, na qual ambas se saíram como as mais vantajosas para o consumidor, sendo acima de 47% e 33% respectivamente.

Os temas abordados pelos trabalhos descritos anteriormente elencam o problema do consumidor, mas não analisam, na sua totalidade, o caso de um consumidor que esteja abaixo de 500kW quanto às soluções de implementação de uma usina solar em autoprodução local, considerando os impactos financeiros da Lei 14.300, e a migração para o Mercado Livre de Energia, considerando a Portaria 50 de 2020 e suas diretrizes.

Com base no exposto, o presente estudo se faz necessário para o grupo de consumidores que detêm o perfil de demanda analisada, entre 50kW e 300kW, para as companhias do setor que pretendem direcionar suas estratégias diante das iminentes mudanças no mercado, mas considerando o resultado da análise destas demandas de forma agregada.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está subdividido em cinco capítulos, incluindo esse introdutório, além de dois apêndices, descritos a seguir:

Capítulo 2: exposição da atual conjuntura do setor elétrico brasileiro (SEB) discorrendo sobre suas 3 modalidades: mercado cativo de energia, mercado livre de energia e geração distribuída.

Capítulo 3: apresentação da metodologia proposta; estrutura da metodologia; definição do perfil de consumo; desenvolvimento do modelo para o ACR, ACL e GD.

Capítulo 4: exposição dos resultados encontrados nas simulações das 3 modalidades e análise comparativa entre as soluções.

Capítulo 5: considerações finais, contribuição, conclusão e trabalhos futuros.

Apêndice A: lista das 95 unidades consumidoras existentes e posicionadas no mercado livre de energia, que foram usadas para a criação dos 10 perfis de consumos utilizados no estudo.

Apêndice B: resultados das simulações para as faixas de demanda entre 75kW e 300kW, que não foram expostas no Capítulo 4.

2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo objetiva apresentar os aspectos que embasam o presente estudo.

2.1 CONJUNTURA DO MERCADO BRASILEIRO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo vigente do mercado de energia tem como objetivo principal a segurança do suprimento de energia, prezando sempre pela modicidade tarifária e o acesso à energia para todos. Esses objetivos são conflitados com a divisão de orçamento para investimento no setor. Portanto, o mercado brasileiro de energia deve sempre buscar otimizar segmentos de oferta e demanda (BORDINHÃO, A. B, 2021).

Atualmente, o Setor Elétrico Brasileiro é formado por uma matriz elétrica majoritariamente hídrica. Considerando o aumento da carga associado à escassez de água são fatores fundamentais no alto impacto tarifário que os consumidores vêm observando em suas faturas de energia. Dentro desta conjuntura, novas alternativas de aquisição de energia e instalação de fontes energéticas intermitentes vêm ganhando espaço e apresentando economia significativa aos consumidores (OLIVEIRA, L. B. Z, 2019).

Com o intuito de garantir o fornecimento de energia a todos, reduzir custos com o insumo e auxiliar o avanço de fontes renováveis, faz-se necessária a criação de novos modelos, compostos hoje por geração distribuída, implementação de redes inteligentes e abertura de mercados de comercialização de energia elétrica (PEREIRA, E. A. S, 2019).

Esta evolução tende a culminar na redistribuição de papéis dos agentes integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), possibilitando que os consumidores não mais

sejam exclusivamente agentes passivos do Sistema, mas passem a atuar de forma mais integrada e inteligente, com maior poder de escolha (OLIVEIRA, D. R, 2019).

De forma geral, é possível afirmar que o consumidor de energia brasileiro detém algumas opções para ser mais participativo no que se refere ao seu trato com energia elétrica. O mercado brasileiro dispõe, basicamente, de soluções voltadas para a redução da tarifa de energia, que no Ambiente de Contratação Regulada são homologadas pela ANEEL, sendo: soluções no âmbito da migração para o mercado livre de energia e solução solar fotovoltaica.

2.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR), também denominado mercado cativo de energia, é um segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei (ANEEL, 2022).

Esse é o mercado mais tradicional, apresenta a contratação de energia elétrica compulsória através do serviço da distribuidora (Silva B. M, 2018), conforme Figura 4.

Figura 4 - Contratação de Energia no Mercado Cativo



Fonte: ABRACEEL (2016).

O mercado cativo é formado pelos consumidores que não têm opção de acesso ao mercado livre ou que a possuem, mas não a exerceram, de modo que a concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica (distribuidora ou permissionária) figura como sua fornecedora de energia ou, em outras palavras, sua comercializadora regulada (CCEE, 2021).

No que se refere a composição da fatura de energia, para o consumidor posicionado no mercado cativo, a conta é dividida majoritariamente em duas parcelas, a tarifa de energia que são, por sua vez divididas em duas componentes, sendo elas, a TE (Tarifa de Energia) e TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). A componente TE representa 44% do valor da tarifa e a TUSD representa 56% (GREENER, 2022).

A TE é dividida em quatro parcelas, descritas a seguir (Clarke Energia, 2020):

- **Energia** – parcela que contém o repasse dos custos com a contratação de energia (Compra nos leilões, quota de Itaipú, geração própria, aquisição do atual agente supridor, compra de geração distribuída).
- **Transporte** – parcela que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
- **Perdas** – parcela que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
- **Encargos** – Encargos de Serviços de Sistema e Encargo de Energia de Reserva (ESS/EER), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH) e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta COVID (CDE Covid).

Na Figura 5 pode-se observar as componentes tarifárias que constituem a TE.

Figura 5 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE



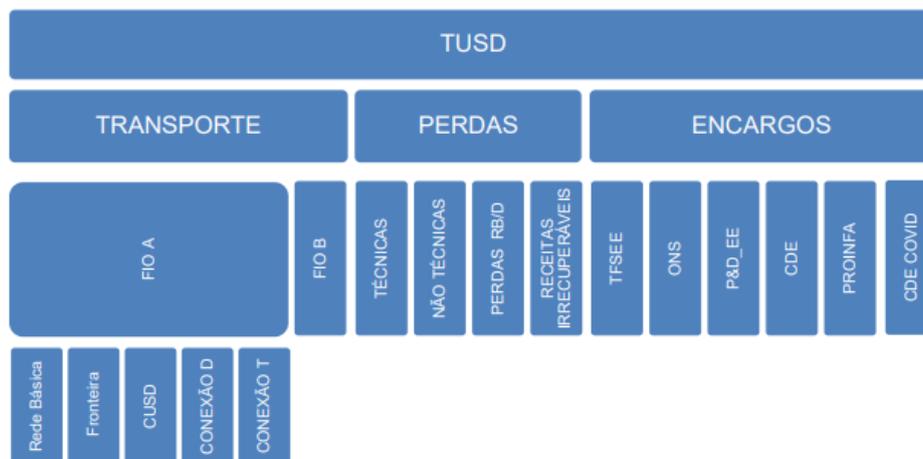
Fonte: ANEEL (2022b).

A TUSD é dividida em quatro parcelas, descritas a seguir (Clarke Energia, 2020):

- **Transporte Fio A** – uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos transformadores de potência da rede básica com tensão inferior a 230 kV e das demais instalações de transmissão compartilhadas, uso de sistemas de distribuição de outras distribuidoras, conexão às instalações de transmissão ou distribuição.
- **Transporte Fio B** – parcela que remunera a distribuidora pelo serviço prestado. É formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora. Contempla o custo anual dos ativos e o custo de administração, operação e manutenção.
- **Perdas** – inclui as perdas técnicas do sistema da distribuidora (efeito joule), perdas não-técnicas (furtos, gatos, erros de medição e faturamento), perdas na rede básica e receitas irrecuperáveis (inadimplência).
- **Encargos** – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), quota da Conta de Desenvolvimento Energético Conta Covid (CDE Covid).

Na Figura 6 é possível observar as componentes tarifárias que constituem a TUSD.

Figura 6 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: Aneel (2022b).

Além da tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram os seguintes tributos na conta de luz: PIS/COFINS, ICMS e Contribuição para Iluminação Pública (CIP), respectivamente. (ANEEL, 2022c).

2.3 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é um segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e geradores, consumidores livres, consumidores especiais, comercializadores e autoprodutores (ANEEL, 2022). A Figura 7 ilustra esse ambiente de contratação.

O ACL, também chamado de Mercado Livre de Energia, é um ambiente no qual os consumidores exercem seu direito à portabilidade da fatura de energia elétrica escolhendo livremente seu(s) fornecedor(es) de energia. Os contratos e possuem reajuste indexado por um indicador econômico acordado em contrato (Silva B. M, 2018).

Figura 7 - Contratação de Energia no Mercado Livre



Fonte: ABRACEEL (2016).

O mercado livre de energia é composto pelos consumidores que atendem aos requisitos constantes na regulação vigente para participação no mercado livre e exercem sua opção de acessar esse ambiente, deixando de ser atendidos, em termos de energia, pela distribuidora local. No mercado livre há possibilidade de negociação de preço, prazo, montante, sazonalização, modulação, entre outras características (CCEE, 2021).

2.4 ABERTURA NO MERCADO LIVRE DE ENERGIA

Apresentada a principal diferença entre os dois ambientes de contratação de energia vigentes no país, é importante destacar os principais benefícios que a migração para o mercado livre de energia oferece para os consumidores, bem como o potencial competitivo que a abertura desse mercado proporciona para diferentes setores produtivos do país.

Abertura integral do mercado de energia elétrica significa permitir que as indústrias e comércios de pequeno porte, bem como os consumidores residenciais, possam escolher o seu fornecedor de energia elétrica (THYMOS ENERGIA, 2021).

Ao comprar energia na livre concorrência é gerada uma economia para o consumidor, pois com a competitividade de mercado, passa-se a negociar preços mais baixos. A previsibilidade financeira também é uma grande vantagem, pois o consumidor não está mais sujeito às variações do Ambiente Regulado. Como no ACL é possível contratar energia de fontes renováveis, é também incentivada a redução da emissão de gases de efeito estufa, trazendo mais sustentabilidade para o planeta (ROVARIS, 2021).

O Mercado Regulado a ser aberto corresponde a 163 mil consumidores, com 4,68 GW Médios de carga (ESCHER CONSULTORIA, 2021).

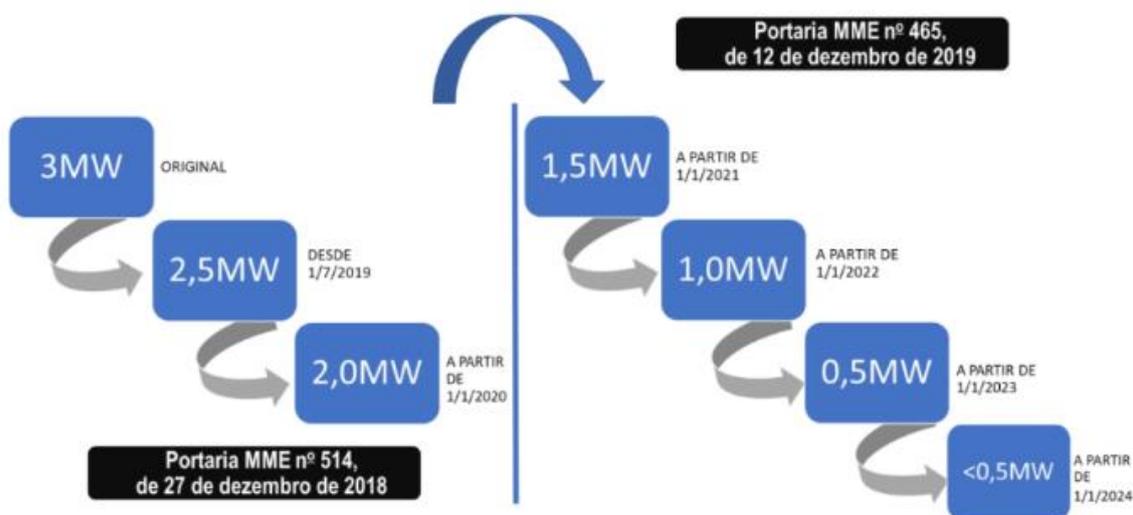
A abertura do mercado pode reduzir a conta de energia elétrica das famílias em até de R\$ 108/MWh, quando compara a Tarifa de Energia (TE) média das distribuidoras (R\$ 263 / MWh) com preço da energia no mercado livre (R\$ 155 / MWh), (EY Brasil/ABRACEEL, 2022).

A ampliação do Ambiente de Contratação Livre de energia elétrica brasileiro, proposta pela Portaria 465 de 2019 do Ministério de Minas e Energia, é um tema relevante no âmbito da comercialização de energia elétrica no país, visto que modifica a dinâmica atual de consumidores, geradores, comercializadores e do sistema elétrico como um todo (NEITZKE, 2021).

De acordo com BRASIL (2019), o ato normativo estabelece no Art. 1º A Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, passa a vigorar com as seguintes alterações: § 6º Até 31 de janeiro de 2022, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE deverão apresentar estudo sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

A Figura 8 ilustra o escalonamento da abertura no mercado no decorrer do tempo pelo requisito de potência.

Figura 8 - Escalonamento do requisito de potência para a ampliação do mercado livre.



Fonte: Instituto Acende Brasil (2021).

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída tem como característica a descentralização da geração de energia elétrica. O marco regulatório (RN 482), possibilitou que esse tipo de geração fosse cada vez mais procurado pelas unidades consumidoras. O marco permite que toda energia elétrica oriunda de fontes renováveis (solar, hidráulica, eólica) possa ser injetada no sistema elétrico das distribuidoras (SCHROER, 2022).

A descentralização da geração traz diversos benefícios como: postergação de investimentos em expansão do sistema de distribuição e transmissão; menor impacto ambiental; redução no carregamento das redes e transformadores; redução nas perdas; aumento da confiabilidade; diversificação da matriz energética do país, entre outras (LUCCHESI, 2018).

O uso de sistemas fotovoltaicos possibilita a geração distribuída de eletricidade com plantas de pequena e média escala instaladas em edifícios residenciais e comerciais que produzem energia para consumo próprio e despacham o excedente para distribuição na rede do sistema elétrico (INPE/CCST/LABREN, 2017). A Geração junto à carga foi a primeira modalidade criada e é a mais utilizada pelos consumidores.

2.6 REGULAÇÃO VIGENTE

Em 7 de janeiro de 2022 foi publicada a Lei nº 14.300, que institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). A publicação ocorreu após a sanção presidencial do Projeto de Lei nº 5.829 de 2019 (“PL nº 5.829/2019”). A Lei nº 14.300 estabelece regras mais detalhadas aplicáveis ao mercado de GD, o qual é atualmente regulado pela Resolução Normativa nº 482 de 2012 da ANEEL (Brasil, 2022).

De acordo com RAMOS DA SILVA (2013), a Resolução Normativa nº482, publicada pela ANEEL em 17 de abril de 2012, abriu novas perspectivas para a geração distribuída no Brasil. A resolução reduz as barreiras para a conexão à rede de distribuição de pequenos geradores de energia renovável, tornando-se assim um incentivo para que qualquer brasileiro produza sua própria eletricidade.

A Resolução 482 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia (Nascimento, 2015); e estabelece ainda a diferenciação entre microgeração e minigeração distribuída. Assim, a Microgeração é um sistema gerador de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW (quilowatts), e a Minigeração é um sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (Solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada).

No entanto, a Lei 14.300/2022 (Brasil, 2022) estabelece as novas regras para geração distribuída destacam-se as seguintes definições presentes no Art 1º:

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

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

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

VIII - excedente de energia elétrica: diferença positiva entre a energia elétrica injetada e a energia elétrica consumida por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída de titularidade de consumidor-gerador, apurada por posto tarifário a cada ciclo de faturamento, exceto para o caso de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ou geração compartilhada, em que o excedente de energia elétrica pode ser toda a energia gerada ou a injetada na rede de distribuição pela unidade geradora, a critério do consumidor-gerador titular da unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída;

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

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

XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco

quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;

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

O Novo Marco Legal ainda estabelece que o faturamento de energia dos consumidores participantes do SCEE deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição (BRASIL, 2022a), conforme segue:

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

Art. 17. Após o período de transição de que tratam os Artigos 26 e 27 desta Lei, as unidades participantes do SCEE ficarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel para as unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída. A partir de 2029, essas unidades também estarão sujeitas às regras tarifárias estabelecidas pela Aneel.

A Lei 14300, de forma geral e com ressalvas, foi muito bem recebida pelo mercado, pois tornou mais consistente a segurança jurídica das empresas e dos consumidores, com extensa regulação dos créditos de energia, por exemplo (Eletrisa, 2022).

3. METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo são apresentadas as etapas do desenvolvimento da metodologia aqui proposta que se pretende observar a evolução anual, de 2024 até 2028, de um consumidor pertencente ao ACR, em caso de migração para solução solar, considerando o investimento de instalação da usina, e em caso de migração para o ACL, considerando o investimento na adequação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF), do ponto de vista econômico.

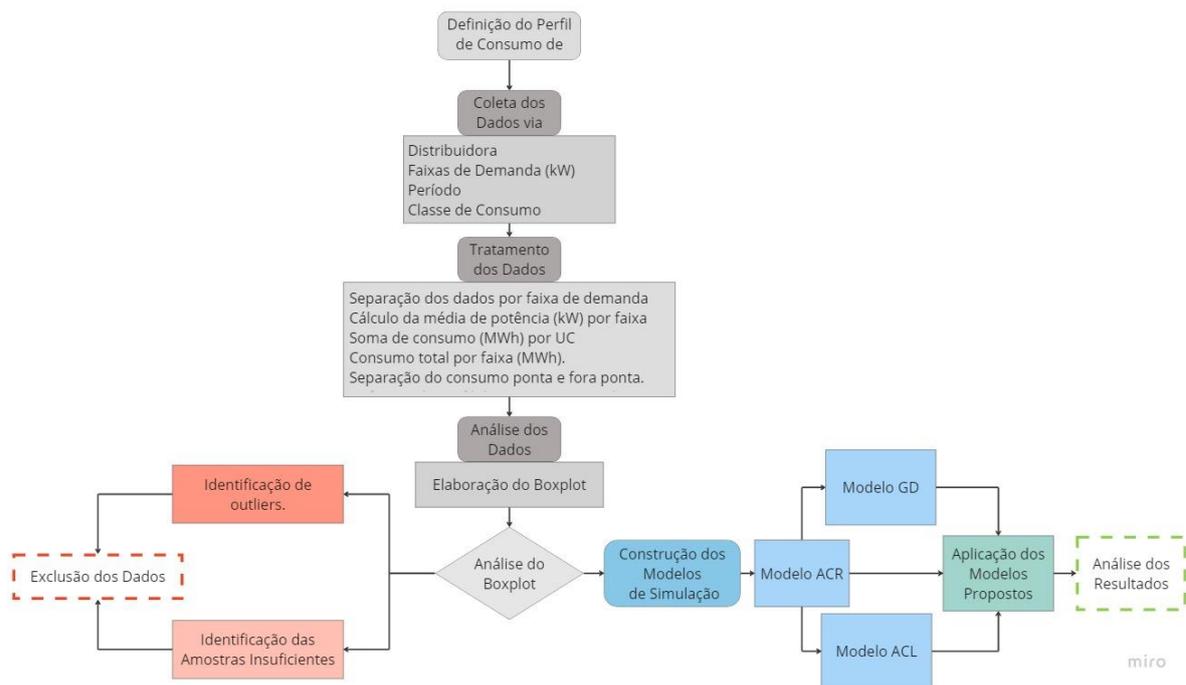
As soluções citadas na seção 1.1, ou seja, solar, aplicadas a consumidores de média tensão delimitados pela seção 1.2 são cabíveis de uma análise individual que possa apresentar para a população e para as empresas do setor de energia mais detalhes sobre a expectativa de economia de cada uma delas, maior transparência frente as mudanças regulatórias envolvidas e, principalmente, a conscientização dos consumidores a respeito das alternativas para a otimização econômica/financeira e sustentável da relação com o uso Energia Elétrica.

3.1. ESTRUTURA DA METODOLOGIA

A Figura 9 ilustra as etapas da metodologia proposta, e as tomadas de decisão que são definidas no decorrer da análise. A metodologia pode ser dividida em cinco etapas: 1º - Coleta de Dados, 2º - Tratamento dos Dados, 3º - Análise dos Dados, 4º - Construção dos Modelos de Simulação e 5º – Análise dos Resultados.

A *Coleta de Dados* considera uma série de premissas para atender a limitação do escopo proposto neste trabalho. As 95 unidades consumidoras incluídas nas amostras são delimitadas pela área de concessão da COELBA (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), possuem demanda contratada maior ou igual a 50kW e menor ou igual a 300kW e são alocados na classe de consumo comercial. Para se definir o perfil de consumo, considera-se as medições horárias consolidadas de cada carga e leva-se em conta um ciclo anual, entre as 01/12/2021 e 30/11/2022, ou seja, o presente estudo considera 832.200 medições horárias, o que corresponde a um total de 8760 horas por cada uma das 95 unidades consumidoras.

Figura 9 - Estrutura Geral da Metodologia



Fonte: o autor.

É importante ressaltar que os dados coletados e utilizados neste trabalho são públicos, de consumidores adeptos ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) e foram recolhidos diretamente do portal da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com o apoio de profissionais do setor.

O *Tratamento dos Dados* é fundamental para preparar as amostras e deixá-las em condições de serem utilizadas e aplicadas nos modelos matemáticos de cada solução proposta. Assim como a etapa de *Coleta de Dados*, nesta etapa pressupõe-se algumas pequenas etapas e definições que são necessárias para o aperfeiçoamento das informações, descritas a seguir:

- Separação das cargas por faixas de demanda contratada

O primeiro passo no tratamento de dados trata-se de segregar a massa de informações por semelhança e, a partir disso, avaliar os perfis de consumo de cada grupo. Portanto, agrupa-se as unidades consumidoras em 10 faixas de demanda contratada. O resultado da separação pode ser encontrado no Quadro 7.

Quadro 7 - Número de unidades consumidoras por faixa de demanda

Demanda Contratada (kW)	Número de Unidades Consumidoras
50 - 75	20
75 - 100	7
100 - 125	15
125 - 150	18
150 - 175	8
175 - 200	7
200 - 225	7
225 - 250	5
250 - 275	2
275 - 300	6

Fonte: o autor.

- **Média da demanda contratada por faixa**

As potências contratadas junto a distribuidora, utilizadas nas simulações, são definidas por meio da média de demanda contratada das unidades consumidoras de cada faixa de demanda e apresentadas no Quadro 8.

Quadro 8 - Resumos dos dados de demanda

Demanda Contratada (kW)	Demanda Média (kW)
50 - 75	60
75 - 100	87
100 - 125	111
125 - 150	137
150 - 175	162
175 - 200	187
200 - 225	217
225 - 250	237
250 - 275	260
275 - 300	288

Fonte: o autor.

- **Horário de Ponta e Hora Fora de Ponta**

Separa-se às 24 horas do dia de cada carga entre 'horas de ponta' e 'horas fora de ponta', pois estas horas são precificadas por tarifas diferentes quando as cargas pertencem ao ACR. Portanto, a fim de que o tratamento dos dados seja bem-sucedido, é importante saber as horas que a distribuidora considera 'horas pontas', em quais dias da semana são aplicáveis e quais eventuais datas são desconsideradas.

No caso da Coelba, o horário de ponta compreende o período entre às 18:00 e 21:00 horas, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e os demais feriados definidos por lei federal, que para efeitos dessa análise, contempla-se o artigo 1º da Lei nº 662, de 6 de abril de 1949, que "declara feriados nacionais os dias 1º de janeiro, 1º de maio, 7 de setembro, 15 de novembro e 25 de dezembro".

No Quadro 9, pode-se observar os números globais resultantes da separação entre os dois postos tarifários.

Quadro 9 - Consumo total ponta e fora ponta

Demanda Contratada (kW)	Consumo (MWh)		
	Total do Ciclo	Total Hora Ponta	Total Hora Fora Ponta
50 - 75	305,63	29,38	276,25
75 - 100	256,96	19,84	237,11
100 - 125	308,92	32,19	276,73
125 - 150	552,79	50,38	502,41
150 - 175	806,33	79,68	726,64
175 - 200	840,15	80,51	759,64
200 - 225	1169,60	98,57	1071,02
225 - 250	1235,39	119,41	1115,98
250 - 275	547,72	91,67	456,05
275 - 300	1115,90	87,67	1028,23

Fonte: o autor.

- **Consumo mensal por faixa de demanda e por posto tarifário**

Após a separação das horas de acordo com os seus postos tarifários, para obter-se a o perfil de consumo e comportamento de cada faixa de demanda, agrupa-se as cargas por mês, em consumo ponta (CP) e consumo fora ponta (CFP), conforme pode ser visto no Quadro 10.

Quadro 10 - Consumo Ponta e Fora Ponta (MWh) x Demanda Contratada (kW)

	dez/21		jan/22		fev/22		mar/22		abr/22		mai/22		jun/22		jul/22		ago/22		set/22		out/22		nov/22	
	C.P	C.F.P																						
50kW - 75kW	2,76	24,16	2,54	24,57	2,46	22,75	2,65	24,54	2,37	23,53	2,54	23,35	2,27	21,49	2,26	22,04	2,52	21,97	2,34	21,74	2,37	23,28	2,30	22,84
75kW - 100kW	2,06	23,04	1,87	22,47	1,87	21,07	2,05	23,17	1,68	21,44	1,71	20,50	1,46	17,91	1,39	17,74	1,42	16,37	1,33	16,17	1,49	18,59	1,51	18,64
100kW - 125kW	3,64	27,11	3,13	26,03	2,93	24,51	3,25	27,24	2,94	26,49	2,74	24,55	2,24	20,74	2,09	19,21	2,24	18,92	2,15	18,55	2,34	21,28	2,51	22,10
125kW - 150kW	4,28	43,96	4,40	44,39	4,43	42,12	4,86	46,46	4,28	43,65	4,38	43,22	3,85	39,24	3,73	38,97	3,99	38,64	3,90	38,03	4,14	42,26	4,14	41,49
150kW - 175kW	7,74	64,06	7,20	65,51	6,80	61,40	7,11	64,47	6,55	59,28	6,81	59,13	5,75	52,06	5,41	53,71	6,20	56,97	6,37	58,92	6,76	65,32	6,96	65,82
175kW - 200kW	7,52	66,57	7,33	68,67	7,09	63,85	7,67	70,19	6,86	66,37	6,94	64,57	6,03	58,39	5,83	57,39	6,39	57,60	5,84	56,64	6,49	65,12	6,51	64,29
200kW - 225kW	9,37	96,53	8,56	95,83	8,43	89,17	9,20	98,47	7,90	92,95	8,81	92,18	7,76	85,01	7,55	84,05	8,30	84,79	7,62	83,31	7,45	86,00	7,63	82,73
225kW - 250kW	11,28	98,49	10,52	99,72	10,10	92,29	10,19	94,53	9,55	95,42	10,29	94,23	9,40	86,82	9,31	89,79	10,34	90,15	9,04	85,07	9,56	93,11	9,83	96,34
250kW - 275kW	9,03	42,63	9,43	42,93	8,93	42,47	9,31	47,74	8,40	46,28	8,30	40,30	6,40	34,75	5,87	30,24	6,40	30,17	5,89	29,65	7,38	37,19	6,33	31,70
275kW - 300kW	6,71	91,59	5,62	90,76	5,52	85,22	5,81	91,32	7,72	86,59	8,63	89,22	7,97	82,95	7,65	81,51	8,26	79,96	7,74	78,81	8,04	85,55	7,99	84,74

Fonte: do autor.

- **Fator de Carga (FC)**

A definição do Fator de Carga de cada faixa de demanda contratada em análise é fundamental para que se identifique qual modalidade tarifária cada perfil de consumo se enquadra. Em linhas gerais, a classe de consumo comercial tem como característica a utilização da Tarifa Horosazonal (THS Verde), mas é a partir deste indicador que se pode afirmar qual tarifação é a adequada. A Equação (1) apresenta o fator de carga.

$$FC = \frac{\text{Consumo de Energia (kWh)}}{\text{Demanda (kW)} \cdot \text{N}^{\circ} \text{ de Horas}} \quad (1)$$

Onde este FC é calculado de forma individual para cada mês, sendo separado ainda entre FCP e FCFP. Por fim, calcula-se a média de todos os meses para a Ponta e depois para a Fora Ponta. Caso um destes valores encontrados seja maior que 0.66, o consumidor encontraria uma maior economia no posto Azul, e do contrário, no Verde.

O Quadro 11 mostra o Fator de Carga encontrado para cada faixa de demanda.

Quadro 11 - Fator de carga para cada faixa de demanda

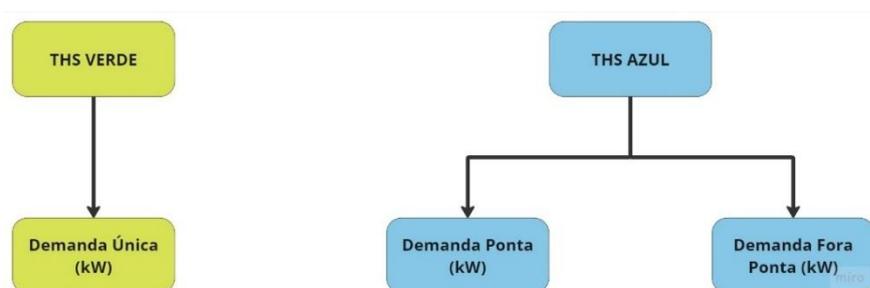
Demanda Contratada	Fatores de Carga	
	FC.P.MÉDIO	FC.FP.MÉDIO
50kW - 75kW	0,65	0,58
75kW - 100kW	0,30	0,34
100kW - 125kW	0,38	0,30
125kW - 150kW	0,49	0,44
150kW - 175kW	0,65	0,54
175kW - 200kW	0,57	0,48
200kW - 225kW	0,60	0,60
225kW - 250kW	0,67	0,55
250kW - 275kW	0,47	0,21
275kW - 300kW	0,40	0,43

Fonte: o autor.

- **Tarifa Horo Sazonal (THS)**

Em linhas gerais, a THS Verde, resultado do Quadro 11, é composta por uma única tarifa do uso do sistema de distribuição (TUSD), já a THS Azul é estruturada por duas tarifas, uma para o horário de ponta e outra para o horário fora de ponta, conforme ilustra a Figura 10.

Figura 10 - THS Verde x THS Azul



Fonte: o autor

Vale evidenciar que a Demanda Única (kW) na THS Verde tem o preço da tarifa equivalente a Demanda Fora Ponta (kW) da THS Azul.

- **Resumo do tratamento dos dados**

O objetivo do tratamento de dados é definir o perfil de consumo de cada faixa de demanda contratada, delimitada na seção 1.2. Este perfil considera a variação da sazonalidade mensal, conforme foi visto no Quadro 10. Porém, o Quadro 12 apresenta características das amostras em: Faixas de Demandas (kW), Número de Unidades Consumidoras (UC), Consumo Total (MWh), Maior Consumo (MWh), Menor Consumo (MWh), Consumo Médio (MWh/UC) e Consumo Médio (MWm/UC), respectivamente.

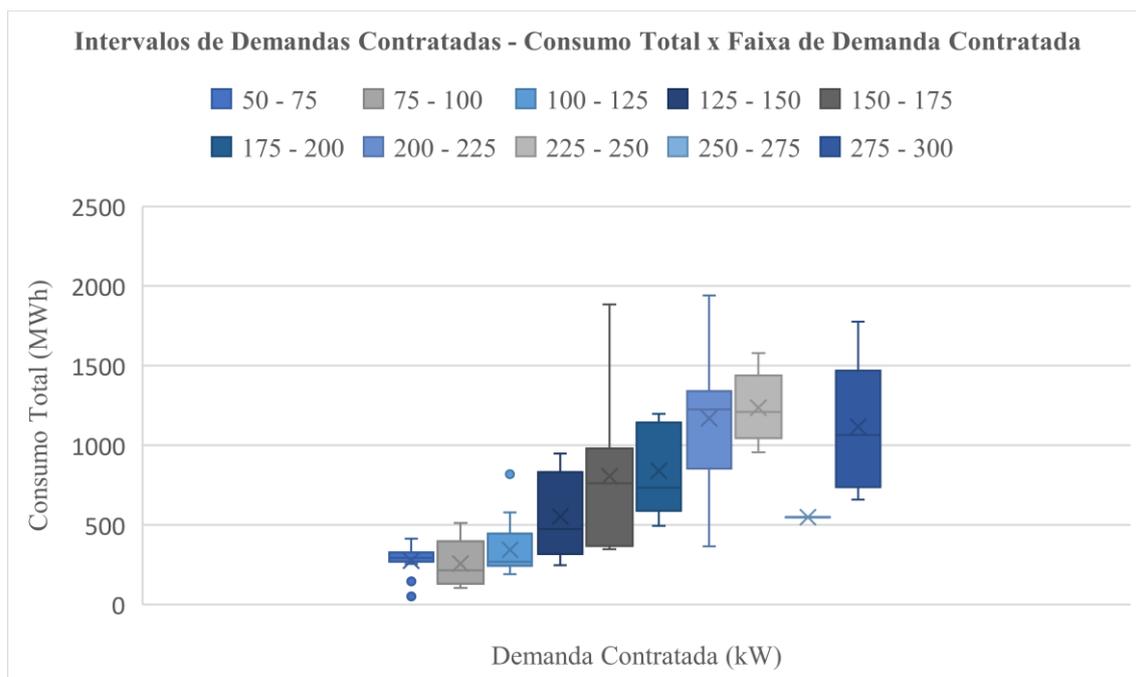
Quadro 12 - Resumos dos dados de consumo

DC (Kw)	Demanda Média	Ucs	Consumo Total	Maior Consumo	Menor Consumo	Consumo Médio	Consumo Médio
50-75	60	20	5486,01	413,05	49,92	274,30	0,03
75-100	87	7	1798,69	511,80	104,63	256,96	0,03
100-125	111	15	5142,85	817,97	189,55	342,86	0,04
125-150	137	18	9950,21	947,72	247,06	552,79	0,06
150-175	162	8	6450,60	1885,08	347,35	806,33	0,09
175-200	187	7	5881,04	1196,97	494,57	840,15	0,10
200-225	217	7	8187,17	1941,49	365,52	1169,60	0,13
225-250	237	5	6176,97	1578,95	956,52	1235,39	0,14
250-275	260	2	1095,43	549,43	546,00	547,72	0,06
275-300	288	6	6695,37	1775,04	657,86	1115,90	0,13

Fonte: o autor.

A *Análise dos Dados* é uma etapa fundamental para a qualidade da pesquisa. É nesta etapa que se procura avaliar as informações que estão presentes em cada grupo de amostras caracterizadas pelas faixas de demanda contratada. Para tal, constrói-se um Boxplot a fim de identificar *outliers*, realizar a validação da segurança e qualidade dos dados utilizados no projeto, conforme apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Boxplot



Fonte: o autor.

Destaca-se ainda que foram avaliadas 95 unidades consumidoras localizadas no Estado da Bahia, estas unidades são listadas, no Apêndice A, por faixa de demanda e acompanhadas do seu respectivo Consumo Total durante o período, que corresponde entre dezembro de 2021 a novembro de 2022.

Ao analisar o Boxplot da Figura 11, nota-se a presença de alguns valores de dados discrepantes, na faixa de demanda de 50kW a 75kW encontram-se três *outliers* abaixo do limite inferior (49,91;94,72;145,58) e na faixa de 100kW a 125kW encontra 1 *outlier* acima do limite superior (817,96). Para manter a qualidade dos dados e a relevância da pesquisa, todos os extremos foram retirados da amostra.

Na faixa compreendida entre 250kW e 275kW observa-se uma quantidade de dados insignificantes para a construção do Boxplot, além disso, esses dados se mostram fora da tendência de crescimento do consumo esperado para a amostra apresentada. Por isso, pode-se concluir que os resultados encontrados através da utilização dessa amostra,

não refletiriam a realidade do perfil de consumo da faixa de demanda em questão. Logo, assim como os *outliers*, a duas cargas enquadradas nesta faixa de demanda foram retiradas da análise.

Dessa forma, finalizam-se o detalhamento das três primeiras etapas da estrutura da metodologia proposta. A quarta etapa, construção dos modelos de simulação, e a quinta etapa, análise dos dados, são respectivamente detalhados nas seções 3.3, 3.4, 3.5 e Capítulo 4.

3.2. PERFIL DE CONSUMO

A definição do perfil de consumo de cada faixa é parte importante para aplicação dos modelos financeiros. Este perfil é construído naturalmente, sendo resultado dos passos realizados anteriormente. O Quadro 13 apresenta a curva de consumo, que define e representa uma empresa inclusa na faixa de demanda. Ressalta-se que esses perfis embasam a simulação da empresa estando posicionada no ACR, ACL e em GD.

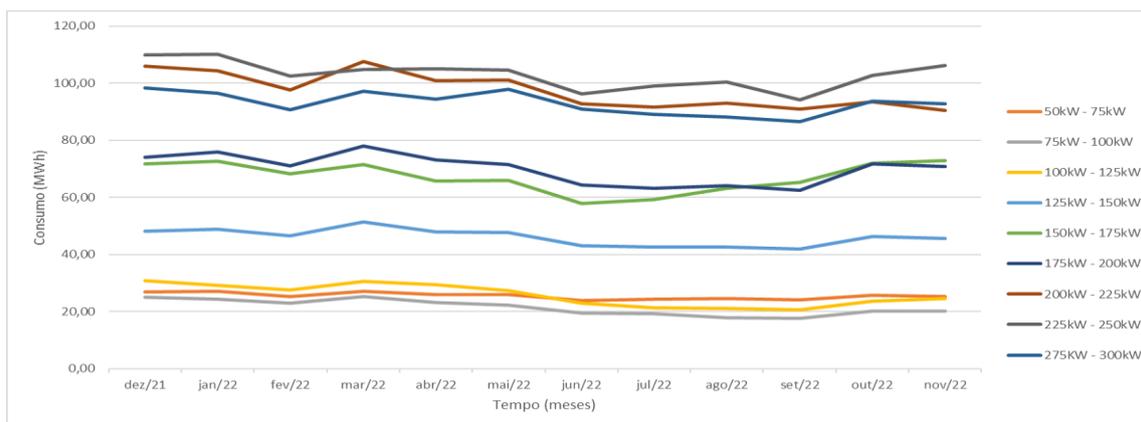
Quadro 13 - Demanda Contratada (kW) e Consumo (MWh)

DC (Kw)	dez/21	jan/22	fev/22	mar/22	abr/22	mai/22	jun/22	jul/22	ago/22	set/22	out/22	nov/22
50 - 75	26,92	27,11	25,21	27,19	25,90	25,89	23,75	24,30	24,50	24,08	25,65	25,14
75 - 100	25,10	24,34	22,94	25,22	23,12	22,21	19,36	19,13	17,79	17,51	20,09	20,15
100 - 125	30,75	29,16	27,45	30,49	29,42	27,29	22,98	21,30	21,15	20,70	23,62	24,60
125 - 150	48,24	48,79	46,55	51,32	47,93	47,60	43,09	42,70	42,63	41,93	46,39	45,63
150 - 175	71,80	72,72	68,21	71,57	65,83	65,94	57,82	59,12	63,17	65,30	72,07	72,78
175 - 200	74,09	76,00	70,94	77,86	73,23	71,51	64,41	63,22	63,99	62,48	71,61	70,81
200 - 225	105,90	104,39	97,60	107,67	100,85	100,99	92,77	91,60	93,09	90,93	93,46	90,36
225 - 250	109,78	110,23	102,38	104,72	104,97	104,53	96,22	99,11	100,49	94,11	102,68	106,17
275 - 300	98,30	96,38	90,74	97,13	94,32	97,85	90,92	89,16	88,22	86,55	93,59	92,74

Fonte: o autor.

A Figura 12 apresenta o comportamento sazonal da curva de consumo ao longo dos meses do ano.

Figura 12 - Comportamento do Perfil de Consumo de cada Faixa de Demanda



Fonte: o autor.

Para a implementação da metodologia proposta foram construídos os três modelos detalhados no que segue.

3.3 MODELO FINANCEIRO PARA O ACR

Os perfis de consumo definidos na seção 3.2 são aplicados no modelo financeiro de simulação para o ACR. Nesta seção, são apresentados os detalhes de construção, na qual divide-se em duas etapas: definição das premissas e estruturação dos custos

3.3.1 Premissas

O modelo desenvolvido para simular o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) é dimensionado seguindo uma série de premissas. O Quadro 14 apresenta um breve resumo de cada item considerado na construção deste protótipo.

Quadro 14 - Premissas para o modelo do ACR

Dados da UC		
Distribuidora	Coelba	
Data de Reajuste	22/abr	
Classificação	Comercial	
Subgrupo	A4	
THS	Verde	
Tributos Federais, Estaduais e Municipais		
ICMS	19%	
PIS	0,83%	
COFINS	3,80%	
CIP	-	
Projeção da Aplicação da Bandeira Tarifária		
jan	Bandeira Verde	
fev	Bandeira Verde	
mar	Bandeira Verde	
abr	Bandeira Verde	
mai	Bandeira Amarela	
jun	Bandeira Vermelha P2	
jul	Bandeira Vermelha P2	
ago	Bandeira Vermelha P2	
set	Bandeira Amarela	
out	Bandeira Verde	
nov	Bandeira Verde	
dez	Bandeira Verde	
Tarifas ACR - THS Verde -> sem impostos		
2023	Demanda F.P (R\$/kW)	40,76
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2597,76
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	289,43
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	80,16
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	175,13
2024	Demanda F.P (R\$/kW)	41,3
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2629,77
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	350,52
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	98,6
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	225,66
2025	Demanda F.P (R\$/kW)	44,45
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2831,77
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	473,9
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	90,31
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	292,21
2026	Demanda F.P (R\$/kW)	43,15
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2839,88
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	517,23
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	98,18
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	310,88
2027	Demanda F.P (R\$/kW)	44,48
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2915,23
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	518,47
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	94,5
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	315,4
2028	Demanda F.P (R\$/kW)	46,85
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	3072,82
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	501,51
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	93,27
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	313,17

Fonte: o autor.

As premissas são divididas em 4 grupos: Dados da Unidade Consumidora, Tributos, Projeção de Bandeiras Tarifárias e a Projeção das Tarifas no ACR.

Os *Dados das Unidades* consumidoras são definidas a partir da delimitação do objetivo. Com base nisso, define-se a distribuidora (Coelba), a classificação (comercial) e o subgrupo (A4). A data de reajuste (22 de abril) é homologada pela ANEEL e a THS (Verde) é definida através do fator de carga de cada perfil de consumo referente a sua respectiva faixa de demanda contratada, conforme apresentada no Quadro 11.

Os *Tributos* são impostos no âmbito federal, estadual e municipal. Nas simulações realizadas neste projeto estão inclusos o Programas de Integração Social (PIS), a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), em que o PIS e COFINS são tributos federais e o ICMS é um tributo estadual. No tocante ao imposto municipal, têm-se a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP), mas o CIP não é contemplado pelo projeto, pois o trabalho considera cargas localizadas em diferentes municípios do estado da Bahia, portanto sendo inverossímil qualquer definição neste sentido.

Acerca da aplicação destes tributos, a distribuidora disponibiliza uma fórmula para o cálculo do impacto dos impostos em cada tarifa de energia. Logo, o preço final é igual à tarifa mais o ICMS e PIS/COFINS, conforme Equação (2).

$$PF = \frac{\text{Tarifa de Energia}}{1 - (\text{ICMS}\% + \text{PIS/COFINS}\%)} \quad (2)$$

Fonte: Coelba (2023).

Em que PF é o preço final e ICMS% e PIS/COFINS% são as alíquotas referente a cada tributo. Estes tributos são definidos da seguinte forma: o ICMS estabelecido pela Lei Complementar N° 194 de 23 de junho de 2022 (BRASIL, 2022d) e pela Lei N° 14.527 de 21 de dezembro de 2022 (BRASIL, 2022c) e o PIS/COFINS é estabelecido pela soma das tarifas decorrentes da média das alíquotas de abril de 2022 a março de 2023, conforme Quadro 15. Estas referências foram utilizadas no período de desenvolvimento desse projeto.

Quadro 15 - Tributos Federais

Mês	Cofins	Pis
abr/22	5,89%	1,28%
mai/22	5,83%	1,27%
jun/22	2,71%	0,59%
jul/22	1,34%	0,29%
ago/22	3,86%	0,84%
set/22	5,85%	1,27%
out/22	5,69%	1,24%
nov/22	4,47%	0,97%
dez/22	3,62%	0,78%
jan/23	1,70%	0,37%
fev/23	0,99%	0,22%
mar/23	3,64%	0,79%
Média	3,80%	0,83%
Soma dos meses	4,63%	

Fonte: Adaptado de EDP (2023).

O PIS e COFINS são tributos federais, mas suas alíquotas são específicas para cada estado da federação. Como o objetivo deste estudo é testar a metodologia proposta, utiliza-se as alíquotas da EDP São Paulo, pois os dados da distribuidora são de fácil acesso, o que não ocorre na COELBA.

Por fim, a *Projeção da Aplicação da Bandeira Tarifária* é elaborada por uma empresa do setor que, por confidencialidade, não pode ser identificada. É importante destacar que, quando em Bandeira Verde, a tarifa não sofre nenhum acréscimo, quando em Bandeira Amarela, a tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos, quando em Bandeira Vermelha P1 e P2, tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 e R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh. (ANEEL, 2023)

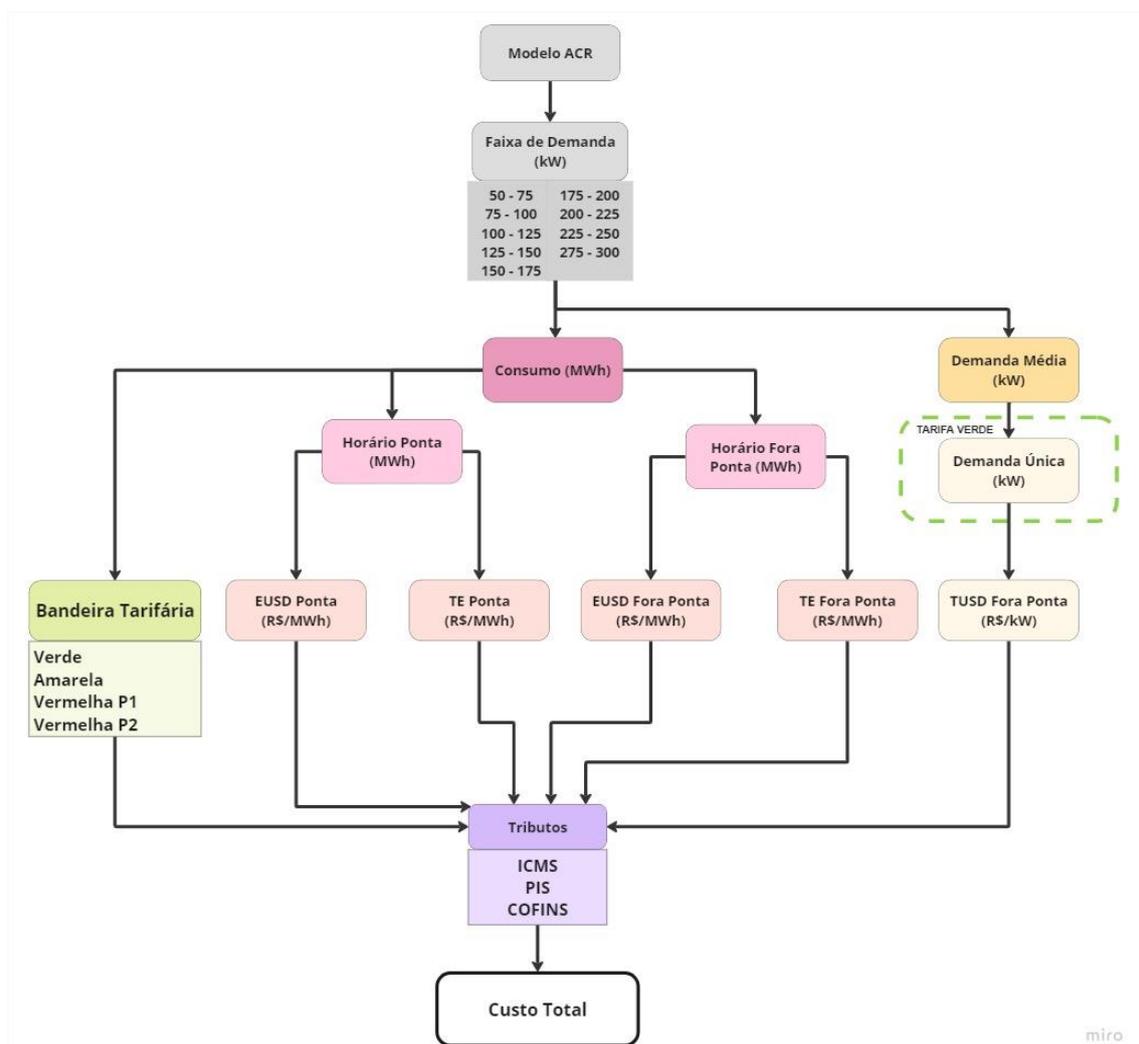
As projeções das *Tarifas do ACR*, são elaboradas por uma empresa de tecnologia especializada em tarifas de energia elétrica e disponibilizadas por uma empresa do setor, que por razões de confidencialidade, não pode ser identificada.

Após a exposição das premissas consideradas na elaboração do modelo para o ACR são apresentados a estruturação de custos desenvolvidas para simulação dos perfis estando posicionados no mercado cativo.

3.3.2 Estruturação dos custos

Entender como funciona a dinâmica dos custos de um consumidor no mercado cativo de energia é parte essencial para a construção de um modelo que realmente retrate a realidade de uma unidade consumidora existente e posicionada neste ambiente de contratação. Em resumo, pretende-se expor a relação entre as variáveis de consumo de energia e as tarifas aplicadas para o seu uso. A Figura 14 ilustra essa condição.

Figura 13 - Estrutura de Custos para o Modelo ACR



Fonte: o autor, pela ferramenta Miro (2023).

O valor final de uma fatura de energia elétrica no mercado cativo é formado por, basicamente, duas variáveis atreladas a suas respectivas tarifas e somadas a incidência de tributos, a Demanda Contratada em R\$/kW e o Consumo em R\$/MWh.

De forma simplificada em distribuição de energia elétrica a *Demanda Contratada* é definida como a quantidade de potência que a distribuidora é obrigada, por contrato, a disponibilizar para o consumidor. Essa potência é tarifada de duas formas, a depender do perfil de utilização de energia de que cada unidade consumidora, conforme detalhado no Quadro 11 da seção 3.1 e, para efeitos deste estudo, considera-se a média de demanda de cada faixa, conforme apresentada no Quadro 8.

Portanto, considerando um perfil de carga com THS verde e sua respectiva potência média, é feita a associação da tarifa, dos diferentes anos do estudo, conforme mencionada na Figura 13, a cada demanda contratada.

Já o *Consumo*, sem o poder de escolha semelhante a Demanda Contratada é dividido em dois momentos de utilização, Ponta e Fora de Ponta, conforme detalhado no Quadro 9. Para cada período há duas tarifas, o Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), também chamada de TUSD Consumo, e a Tarifa de Energia (TE). Assim, é feita a associação de tais tarifas e períodos aos seus respectivos consumos medidos a cada ciclo mensal.

Ainda sobre o consumo, eventualmente é realizada uma cobrança adicional. Chamadas de Bandeiras Tarifárias, sua aplicação incide no consumo total da unidade e é condicionada ao custo de geração em função do cenário hidrológico. Para efeitos deste trabalho, as bandeiras tarifadas consideradas em cada mês dos ciclos anuais são expostas na Figura 13.

Por fim, neste estudo, chega-se ao custo final da fatura de energia do consumidor posicionado no mercado cativo considerando a incidência dos tributos federais e estaduais (ICMS e PIS/COFINS) em todos os itens devidamente tarifados.

3.4 MODELO FINANCEIRO PARA O ACL

Assim como na seção 3.3, busca-se aplicar no modelo financeiro de simulação, agora para o ACL, os perfis de consumo definidos na seção 3.1. Na sequência, são apresentados os detalhes de construção do modelo, na qual divide-se em duas etapas: definição das premissas e estruturação dos custos.

3.4.1 Premissas

O modelo desenvolvido para simular o Ambiente de Contratação Livre (ACL) é dimensionado seguindo uma série de premissas. O Quadro 16 apresenta um breve resumo de cada item considerado na construção deste protótipo.

Quadro 16 - Premissas para o modelo do ACL

Dados da UC			
Distribuidora	Coelba		
Data de Reajuste	22/abr		
Classificação	Comercial		
Subgrupo	A4		
THS	Verde		
Tributos Federais, Estaduais e Municipais			
ICMS	19%		
PIS	0,83%		
COFINS	3,80%		
CIP	-		
	Tarifas ACL THS Verde		Preços de Energia ACL (I5) R\$/MWh
2023	Demanda F.P (R\$/kW)*	40,76	-
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	2597,76	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	80,16	
2024	Demanda F.P (R\$/kW)*	41,3	171**
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	2629,77	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	98,6	
2025	Demanda F.P (R\$/kW)*	44,45	187**
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	2831,77	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	90,31	
2026	Demanda F.P (R\$/kW)*	43,15	202**
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	2839,88	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	98,18	
2027	Demanda F.P (R\$/kW)*	44,48	194**
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	2915,23	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	94,5	
2028	Demanda F.P (R\$/kW)*	46,85	215**
	Consumo P. EUSD (R\$/MWh)*	3072,82	
	Consumo F.P. EUSD (R\$/MWh)	93,27	
*Aplicação de descontos referente a contratação de energia Incentivada 50%			** Preço sem reajuste
Projeção IPCA			
(mar - dez) - 23	4,53%		
24	4,11%		
25	3,90%		
26	4,00%		
27	4,00%		
Investimento Inicial			
Adequação SMF	R\$ 10.000,00		
Gestão de Energia			
Mensalidade	R\$ 1.500,00		

Fonte: o Autor.

A migração de uma unidade consumidora para o Mercado Livre de Energia trata-se, em suma, de deixar de adquirir a parcela referente a energia da distribuidora para

acessar um mercado com um significativo número de *players*. Esse movimento é o que permite aos consumidores comprar energia a um preço mais competitivo.

Em linhas gerais, as premissas consideradas na construção do modelo financeiro de simulação do ACL diferem do ACR majoritariamente nos campos referentes a contratação da parcela de energia, os dados da unidade consumidora e os tributos federais, estaduais e municipais são equivalentes.

O que pode mudar, é a forma como os impostos são aplicados. No caso de uma UC localizada no Estado da Bahia, a incidência do ICMS na contratação de energia (Consumo em R\$/MWh), por exemplo, não acontece diretamente na nota fiscal referente a compra de energia elétrica, é necessário informar a transação através da emissão do Documento de Arrecadação Estadual (DAE), por meio do portal da Secretaria da Fazenda do Estado da Bahia (SEFAZ). Já no tocante aos impostos federais, PIS/COFINS, não há alteração no modo de cobrança, sendo os mesmos aplicados diretamente na fatura de fornecimento de energia elétrica no ACL.

É importante destacar, que na parcela referente a distribuição de energia elétrica, a incidência das alíquotas dos tributos federais e estaduais permanecem da mesma forma realizada no Mercado Cativo, ou seja, conforme apresentado e detalhado na Equação (2).

Seguindo essa lógica, os valores que são direcionadas aos encargos e tarifas de uso do sistema de distribuição permanecem análogas ao empregado no ACR. Logo, não há mudanças na TUSD Demanda e no EUSD (ou TUSD Consumo) Ponta e Fora de Ponta. Porém, essas tarifas sofrem de descontos, pois, este estudo, considera-se a aquisição de energia do tipo I50 (Incentivada 50%), visto que, segundo especialistas do mercado, a I50 conta com uma maior liquidez e maior disponibilidade de oferta do mercado quando comparada a I100 (Incentivada 100%).

Ainda para efeitos de premissas de aquisição de energia, vale evidenciar que os preços de energia no ACL apresentados na Figura a que a curva de preços é disponibilizada por uma empresa do setor, que por conta de confidencialidade, não pode ser citada, e foi registrada por um de seus fornecedores no dia 21/3/2023.

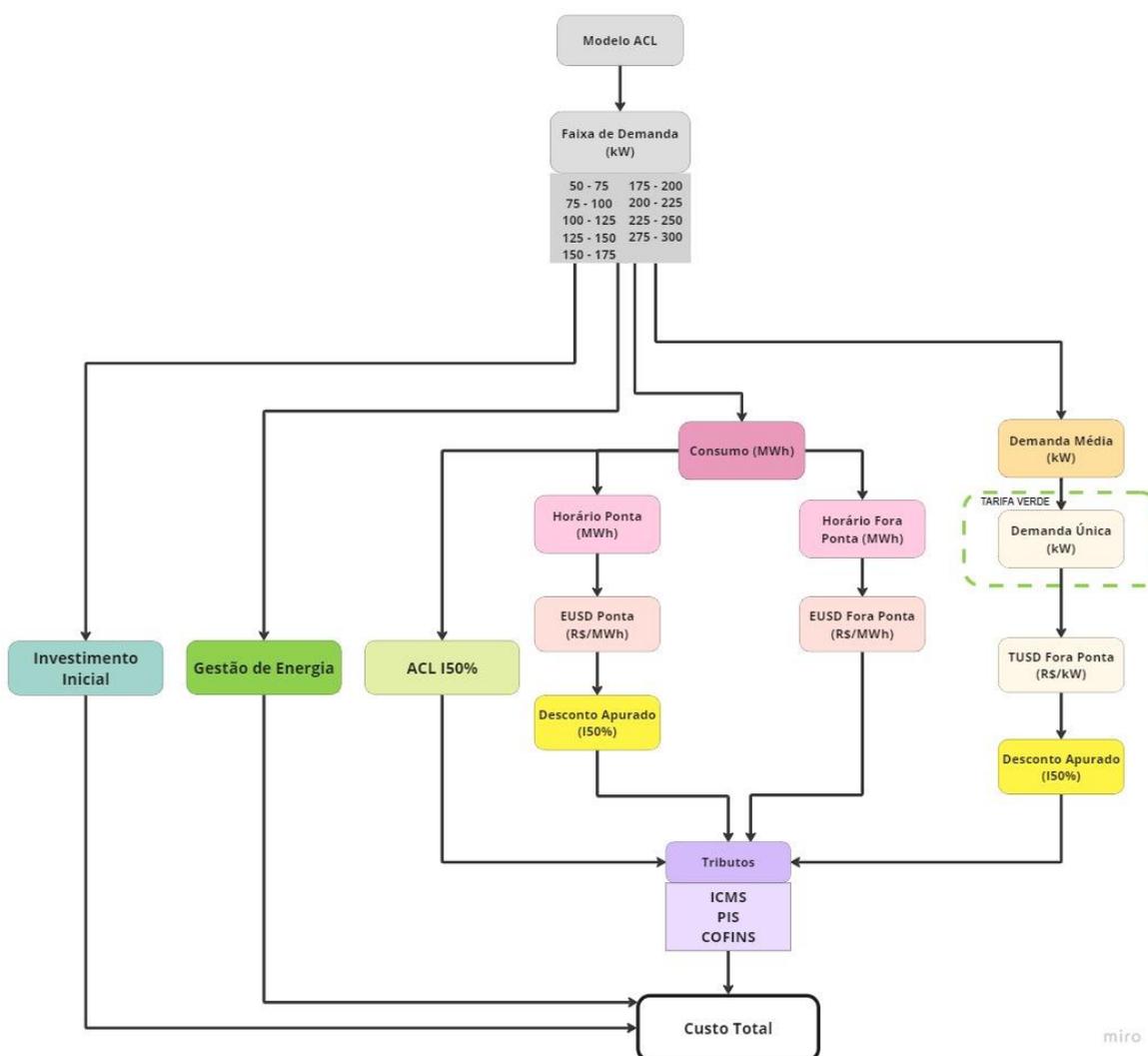
Já para o cálculo dos reajustes aplicados sobre os preços de energia elétrica dos contratos no ACL considera-se o IPCA que, por sua vez, tem a sua projeção extraída do Relatório Focus (Banco Central do Brasil, 2023).

No tocante aos custos para efetivar a migração ao mercado livre de energia destacam-se dois: investimento inicial, para adequação do sistema de medição e faturamento (SMF), e a gestão de energia, praticados na contratação de uma assessoria, em que a primeira é considerada um CAPEX, já que é realizada antes da migração e a segunda, um OPEX, por ser recorrente e permanecer após a migração. Ambos os valores apresentados na Quadro 16 são oriundos de empresas do mercado que pedem sigilo das informações.

3.4.2 Estruturação dos custos

Da mesma forma que no mercado cativo, entender como funciona a dinâmica dos custos de um consumidor posicionado no mercado livre de energia é fundamental na construção do modelo de simulação. A Figura 14 ilustra a formação dos custos e destaca as principais mudanças frente ao ACR.

Figura 14 - Estrutura de Custos para o Modelo ACL



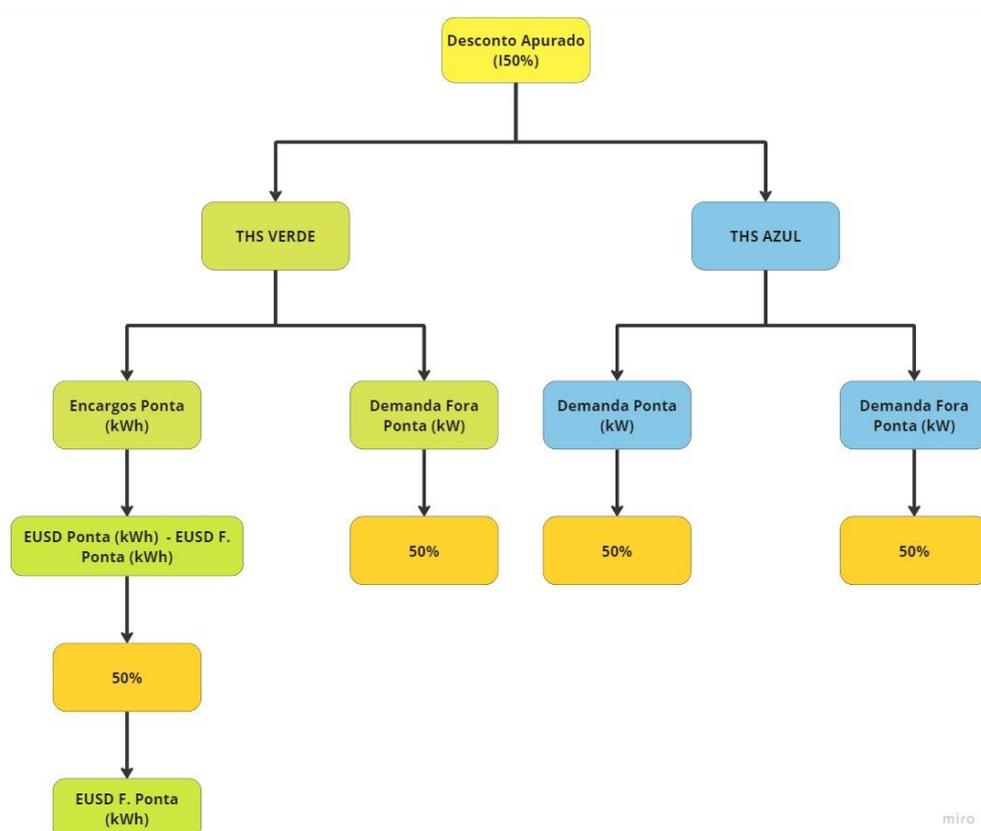
Fonte: o autor, pela ferramenta Miro (2023).

O custo total de energia elétrica no mercado livre diverge amplamente da composição do custo no mercado cativo de energia. De forma geral, destacam-se algumas diferenças evidentes quando se compara a estrutura de custo do modelo para ACR frente a Figura 14. Pode-se notar a presença de duas fontes de custo, o investimento inicial necessário para migrar a unidade consumidora para o novo ambiente e o investimento recorrente, pela necessidade da contratação de uma assessoria.

Para além disso, destaca-se que, enquanto no ACR o consumidor tem os custos de distribuição e energia reunidos em uma única fatura, no mercado livre de energia os custos estão distribuídos três diferentes contas. Entretanto, a principal diferença e a maior complexidade de entendimento estão na aplicação do desconto por conta da aquisição de energia Incentivada 50%.

A energia incentivada é gerada a partir de usinas que utilizam fontes renováveis, como as energias solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, e sua principal característica é o benefício que a legislação vigente estabelece para os seus consumidores – descontos de 50% a 100% na TUSD (Replace, 2023). A Figura 15 ilustra a aplicação do desconto da I50 para a THS Azul e Verde.

Figura 15 - Estrutura do desconto da energia incentivada 50%



Fonte: o autor, pela ferramenta Miro (2023).

Nota-se que o benefício é aplicado em duas tarifas a depender da modalidade tarifária em que a unidade consumidora está enquadrada. Para a THS Azul, os descontos são aplicados de forma direta, conforme Equações (3) e (4).

$$\text{Demanda Ponta} = \text{TUSD Ponta} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right) \cdot \text{Desconto (50\%)} \quad (3)$$

Fonte: adaptado de ECOM (2019).

$$\text{Demanda Fora de Ponta} = \text{TUSD Fora de Ponta} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right) \cdot \text{Desconto (50\%)} \quad (4)$$

Fonte: adaptado de ECOM (2019).

Já para a THS Verde, como não há duas parcelas de demanda, os descontos são aplicados na demanda fora de ponta (única) e na parcela da TUSD Consumo Ponta, ou (EUSD Ponta) conforme Equações 5 e 6.

$$\text{Demanda única} = \text{TUSD Fora Ponta} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{kW}} \right) \cdot \text{Desconto (50\%)} \quad (5)$$

Fonte: adaptado de ECOM (2019).

$$\text{Encargo Ponta} \left(\frac{\text{R\$}}{\text{MWh}} \right) = \{[\text{EUSD P} - \text{EUSD F P}] \cdot \text{Desconto (50\%)}\} + \text{EUSD F P} \quad (6)$$

Fonte: adaptado de ECOM (2019).

Por fim, no tocante aos tributos ressalta-se apenas a diferenciação referente a necessidade de emissão de DAE para o pagamento do ICMS diretamente para o estado, mas os demais tributos seguem da mesma forma como no mercado cativo de energia.

3.5 MODELO FINANCEIRO PARA A GD

Nesta seção detalha-se a construção do modelo financeiro para a simulação da migração do consumidor para a Geração Distribuída. Semelhante aos modelos anteriores, a elaboração do mesmo é feita através da definição das premissas e da estruturação dos custos.

3.5.1 Premissas

O modelo desenvolvido para simular a adoção da Geração Distribuída é dimensionado seguindo uma série de premissas. O Quadro 17 apresenta um resumo de cada item considerado na construção deste modelo.

Quadro 17 - Premissas para a modelo da Geração Distribuída

Dados da UC		Fator de redução da geração	
Distribuidora	Coelba		
Data de Reajuste	22/abr	2% no primeiro ano e 0,5% em cada subsequente	
Classificação	Comercial	Fato de Redução Geração F.Ponta x	
Subgrupo	A4	Compensação Ponta	
THS	Verde	2023	0,605
Tributos Federais, Estaduais e Municipais		2024	0,644
ICMS	19%	2025	0,617
PIS	0,83%	2026	0,601
COFINS	3,80%	2027	0,608
CIP	-	2028	0,624

Tarifas ACR - THS Verde sem impostos			Investimento Inicial - Capex			
2023	Demanda F.P (R\$/kW)	40,76	Faixa de Demanda	Potência da Usina (100% carga)	R\$/Wp	Capex (R\$)
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2597,76	50-75 kW	195 kWp	3,54	690.300
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	289,43	75-100 kW	164 kWp	3,54	580.560
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	80,16	100-125 kW	198 kWp	3,54	700.920
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	175,13	125-150 kW	354 kWp	3,47	1.228.380
2024	Demanda F.P (R\$/kW)	41,3	150-175 kW	516 kWp	3,56	1.836.960
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2629,77	175-200 kW	537 kWp	3,56	1.911.720
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	350,52	200-225 kW	748 kWp	3,56	2.662.880
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	98,6	225-250 kW	790 kWp	3,71	2.930.900
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	225,66	275-300 kW	714 kWp	3,56	2.541.840
2025	Demanda F.P (R\$/kW)	44,45	Gestão, Limpeza + manutenção preventiva - Opex			
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2831,77	1,2% do capex ao ano			
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	473,9	Faixa de Demanda	Potência da Usina (100% carga)	Opex (R\$/ano)	
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	90,31	50-75 kW	195 kWp	8.283,60	
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	292,21	75-100 kW	164 kWp	6.966,72	
2026	Demanda F.P (R\$/kW)	43,15	100-125 kW	198 kWp	8.411,04	
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2839,88	125-150 kW	354 kWp	14.740,56	
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	517,23	150-175 kW	516 kWp	22.043,52	
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	98,18	175-200 kW	537 kWp	22.940,64	
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	310,88	200-225 kW	748 kWp	31.954,56	
2027	Demanda F.P (R\$/kW)	44,48	225-250 kW	790 kWp	35.170,80	
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	2915,23	275-300 kW	714 kWp	30.502,08	
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	518,47	TUSD Fio B (R\$/kWh) e TUSD G (R\$/kW)			
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	94,5	Anos		R\$/kWh	R\$/kW
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	315,4	2023		342,43	17,28
2028	Demanda F.P (R\$/kW)	46,85	2024		693,31	17,51
	Consumo P. TUSD (R\$/MWh)	3072,82	2025		1119,84	18,84
	Consumo P. TE (R\$/MWh)	501,51	2026		1497,40	18,29
	Consumo F.P. TUSD (R\$/MWh)	93,27	2027		1921,41	18,86
	Consumo F.P. TE (R\$/MWh)	313,17	2028		2430,33	19,86

Fonte: o autor.

A base da simulação permanece a mesma observada nas seções 3.3 e 3.4. Tendo seus pilares pautados nos *Dados da Uc* e os *Tributos Federais e Estaduais* aplicados sobre as tarifas de energia, pois esses fatores são invariáveis nos 3 modelos, ou seja, são definidas a partir da delimitação do tema e pela média dos tributos dos últimos 12 meses, respectivamente.

O *Fator de Redução da Geração* da usina parte de especialistas de mercado com experiência de campo que permitem a utilização desses fatores na análise do estudo.

Já o *Fator de Redução da Transferência da Geração de Energia no horário fora ponta para Compensação da Energia no horário de ponta* é definida partir da diferença da tarifa de energia entre os dois postos tarifários. No âmbito do presente estudo, para 2023, têm-se as seguintes tarifas para cada posto tarifário no ACR:

- Consumo Ponta TE = R\$ 289,43/ MWh
- Consumo Fora Ponta TE = R\$ 175,13/ MWh

Logo, calcula-se o fator de redução a partir da Equação (7), na qual encontra-se o Fator de 0,61, ou seja, para cada 1 kWh gerado no horário fora ponta, é se credita 0,61 kWh no horário ponta.

$$\text{Fator de Redução da Transferência} = \frac{1}{\left(\frac{\text{TE Consumo Ponta}}{\text{TE Consumo Ponta Ponta}}\right)} \quad (7)$$

Fonte: o autor.

Define-se a *Potência da Usina* através do consumo anual de cada perfil de consumo encontrado em cada uma das faixas de demanda, conforme Quadro 18.

Quadro 18 - Faixa de Demanda e Consumo Anual Total

Demanda Contratada (kW)	Consumo Total (MWh/ano)
50 - 75	305,63
75 - 100	256,96
100 - 125	308,92
125 - 150	552,79
150 - 175	806,33
175 - 200	840,15
200 - 225	1169,60
225 - 250	1235,39
275 - 300	1115,90

Fonte: o autor.

Diante das informações de consumo total, utiliza-se o *Software PVSyst* para encontrar a potência de cada usina, conforme Figura 16, na qual entra-se com os dados da especificação do rendimento anual e a orientação do plano nos módulos, que para efeito do estudo, usa-se a otimização de acordo com o posicionamento da usina.

Figura 16 - Especificação do grupo e orientação dos módulos

The screenshot shows the 'Especificação do sistema' window with the following details:

- especificação do grupo:**
 - Radio buttons: Superfície ativa [m²], Potência nominal [kWp], rendimento anual [kWh/a]
 - Field: Rendimento anual MWh/ano
 - Section: **Mais pormenores** (with a handwritten 'plus!' note)
- Orientação do plano dos módulos:**
 - Inclin. 20° (shown with a diagram of a tilted plane)
 - Azimute 0° (shown with a diagram of a horizontal plane facing East)
- Meteorologia incidente anual:**
 - Fator de transposição: 1.01
 - Perda em relação ao ótimo: -0.5%
 - Global no plano dos módulos: 1860 kWh/m²
 - Button: **Mostrar otimização**
- Controles:**
 - Inclinação [°]:
 - Azimute [°]:
 - Buttons: **Anular** (with a red X) and **Seguinte** (with a right arrow)

Fonte: o autor, pelo *Software PVSyst*.

Ao concluir esta etapa, define-se o tipo de módulo, a tecnologia a disposição do suporte e as propriedades da ventilação. É importante informar que para a escolha dos fatores leva-se em consideração os itens mais utilizados do mercado com o apoio e opinião de especialistas do mercado. A Figura 17 ilustra as escolhas feitas para a especificação do sistema.

Figura 17 - Especificação do módulo, tecnologia, suporte e ventilação

The screenshot shows the 'Especificação do sistema' window with the following details:

- Tipo de módulo:**
 - Radio buttons: Standard, Translúcido, Não definido
- Tecnologia:**
 - Radio buttons: Células monocristalinas, Polycrystalline cells, Película fina
- Disposição do suporte:**
 - Radio buttons: Telhado plano, Fachada ou telhado, No solo
- Propriedades da ventilação:**
 - Radio buttons: Circulação de ar livre, Integrado parcialmer, Completamente isola
- Controles:**
 - Buttons: **Anular** (with a red X) and **OK** (with a green checkmark)

Fonte: o autor, pelo *Software* PVSyst.

O resultado apresenta a potência nominal do sistema. Essa informação é utilizada para a definição do Investimento Inicial (Capex). A Figura 18 apresenta os resultados obtidos.

Figura 18 - Resultados de potência nominal do sistema

Resultados	
Area	1303 m2
Nominal power	195 kW
Investimento	525243 EUR
Custo da energia	0.11 EUR/kWh

Fonte: o autor, com o *Software* PVSyst

Além da potência nominal do sistema, o *software* também disponibiliza a curva de geração mensal da usina, conforme Quadro 19.

Quadro 19 - Geração mensal da Usina 50 - 75 kW

Mês	Geração (MWh)
jan	27,31
fev	25,35
mar	28,69
abr	24,53
mai	22,18
jun	21,58
jul	23,09
ago	25,86
set	26,29
out	27,52
nov	26,25
dez	27,00

Fonte: o autor, adaptado com o *Software* PVSyst.

O valor do *Investimento Inicial (Capex)* considerado neste projeto baseia-se na potência da usina para o atendimento de 100% da carga de cada perfil de consumo referente a cada faixa de demanda em análise. A partir da potência da usina, considera-se um valor em R\$/Wp do Estudo Estratégico de Geração Distribuída 2023 (GREENER, 2023). O Quadro 20 apresenta a relação entre a Faixa de Demanda, a Potência da Usina, o valor de investimento inicial por Wp e o Capex total.

Quadro 20 - Fatores de construção do investimento inicial

Faixa de Demanda (kW)	Potência da Usina p/ 100% da carga (kWp)	R\$/Wp	Capex
50 - 75	195	3,54	R\$ 690.300,00
75 - 100	164	3,54	R\$ 580.560,00
100 - 125	198	3,54	R\$ 700.920,00
125 - 150	354	3,47	R\$ 1.228.380,00
150 - 175	516	3,56	R\$ 1.836.960,00
175 - 200	537	3,56	R\$ 1.911.720,00
200 - 225	748	3,56	R\$ 2.662.880,00
225 - 250	790	3,71	R\$ 2.930.900,00
275 - 300	714	3,56	R\$ 2.541.840,00

Fonte: o autor com base em (GREENER, 2023).

No que diz respeito ao custo de *Gestão, Limpeza e Manutenção Preventiva (Opex)* da usina fotovoltaica, o percentual apresentado na Figura 18 leva em consideração a vasta experiência de profissionais do mercado e por esse motivo o presente estudo utiliza de tal sensibilidade. No Quadro 21 é apresentado a relação entre a faixa de demanda, o Capex e seu respectivo Opex.

Quadro 21 - Relação entre faixa de demanda, Capex e Opex

Faixa de Demanda (kW)	Capex	Opex / O&M por ano	Opex / O&M por mês
50 - 75	R\$ 690.300,00	R\$ 8.283,60	R\$ 690,30
75 - 100	R\$ 580.560,00	R\$ 6.966,72	R\$ 580,56
100 - 125	R\$ 700.920,00	R\$ 8.411,04	R\$ 700,92
125 - 150	R\$ 1.228.380,00	R\$ 14.740,56	R\$ 1.228,38
150 - 175	R\$ 1.836.960,00	R\$ 22.043,52	R\$ 1.836,96
175 - 200	R\$ 1.911.720,00	R\$ 22.940,64	R\$ 1.911,72
200 - 225	R\$ 2.662.880,00	R\$ 31.954,56	R\$ 2.662,88
225 - 250	R\$ 2.930.900,00	R\$ 35.170,80	R\$ 2.930,90
275 - 300	R\$ 2.541.840,00	R\$ 30.502,08	R\$ 2.541,84

Fonte: o autor.

As projeções das *Tarifas no ACR* para consumidores que optam pela *THS Verde* são as mesmas utilizadas na secção 3.3, ou seja, são elaboradas por uma empresa de tecnologia especializada em tarifas de energia elétrica e disponibilizadas por um agente do mercado, que por razões de confidencialidade omite-se o nome.

Porém, no tocante a geração distribuída, duas novidades sucedem a partir da Lei 14.300/2022 (Brasil, 2022a).

1º - O surgimento da cobrança gradual da TUSD Fio B (art. 27 da Lei 14.300/2022) - leia-se a tarifação da parcela de energia que é gerada, não utilizada simultaneamente e injetada na rede em um determinado horário do dia e é creditada pelo consumidor em um momento distinto ao momento da geração, conforme escalonamento que segue.

- 15% (quinze por cento) a partir de 2023;
- 30% (trinta por cento) a partir de 2024;
- 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025;
- 60% (sessenta por cento) a partir de 2026;
- 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027;
- 90% (noventa por cento) a partir de 2028

Para efeitos deste estudo, os valores dispostos na Figura 18, são definidos por meio do percentual de representatividade da TUSD Fio B na TUSD Consumo Ponta (R\$/MWh) vigentes para o ano de 2023. Tal percentual é replicado para os demais anos com base na própria projeção da TUSD Consumo Ponta (R\$/MWh) para os mesmos anos, conforme Figura 19.

Figura 19 - Racional do cálculo da TUSD aplicável em cada ano



Fonte: o autor.

O cálculo da representatividade na parcela TUSD Fio B Ponta na TUSD Consumo Ponta de 2023, considera a TUSD Consumo Ponta de R\$ 2.462,97 e a TUSD Fio B Ponta de R\$ 2.164,44. (ANEEL, 2023) A partir dessas informações encontra-se a representatividade de 87,88%. O Quadro 22 apresenta o resumo dos dados e resultados da construção da projeção da TUSD Fio B considerada neste estudo.

Quadro 22 - Resumo de dados e projeção da TUSD Fio B

	2024	2025	2026	2027	2028
Consumo P TUSD (R\$/MWh)	2597,76	2629,77	2831,77	2839,88	2915,23
Representatividade do Fio B	87,88%	87,88%	87,88%	87,88%	87,88%
TUSD Fio B na Ponta (R\$/MWh)	2311,02	2488,54	2495,67	2561,88	2700,37
Escalonamento de Cobrança (X%)	30%	45%	60%	75%	90%
TUSD Aplicável (X%*TUSD Fio B)	693,31	1119,84	1497,40	1921,41	2430,33

Fonte: o autor.

2º - A alteração da forma de faturamento do uso da rede. O marco modificou a maneira como as usinas de minigeração devem remunerar a distribuidora pelo uso da rede, de maneira que a TUSD aplicada para estes casos, passa a ser a TUSD G, no lugar da TUSD C. (ENERGES, 2022). Uma vez que, antes do marco as unidades geradoras eram tarifadas pelo uso da rede da mesma forma que os consumidores comuns.

Vale ressaltar que esta mudança beneficia o consumidor-gerador, já que a TUSD G tem valores significativamente inferiores a TUSD C, conforme Quadro 23.

Quadro 23 - Projeção da TUSDc e TUSDg

Ano	TUSD C (R\$/kW)	TUSD G (R\$/kW)
2023	40,76	17,28
2024	41,30	17,51
2025	44,45	18,84
2026	43,15	18,29
2027	44,48	18,86
2028	46,85	19,86

Fonte: o autor.

Destaca-se que as projeções da TUSD G são construídas a partir da tarifa vigente e considerando a variação dos anos posteriores da TUSD C.

Para os casos dos perfis de consumo e de geração das unidades consideradas deste estudo, ou seja, usinas com geração junto à carga, a cobrança da TUSD G deve observar as regras estabelecidas na REN nº 1.000/2021 (ANEEL, 2021). Considerando-as, uma geração junto à carga paga a Demanda Contratada referente ao seu uso (TUSD C) e, caso a usina instalada necessite de uma potência maior, essa diferença será valorada com a TUSD G. (ENERGES, 2022).

Para o atendimento de 100% da carga, a usinas deste projeto são projetadas de acordo com os dados do Quadro 24.

Quadro 24 - Dados de demanda de carga e de geração

Faixa de Demanda	Demanda Contratada da Uc	Potência da Usina p/ 100% da carga	Potência dos Inversores	Demanda Contratada da Usina
50-75 kW	60 kW	195 kWp	146,25 kW	147 kW
75-100 kW	87 kW	164 kWp	123,00 kW	123 kW
100-125 kW	111 kW	198 kWp	148,50 kW	149 kW
125-150 kW	137 kW	354 kWp	265,50 kW	266 kW
150-175 kW	162 kW	516 kWp	387,00 kW	387 kW
175-200 kW	187 kW	537 kWp	402,75 kW	403 kW
200-225 kW	217 kW	748 kWp	561,00 kW	561 kW
225-250 kW	237 kW	790 kWp	592,50 kW	593 kW
275-300 kW	288 kW	714 kWp	535,50 kW	536 kW

Fonte: o autor.

Evidencia-se em negrito a diferença entre a demanda contratada referente a carga e a demanda a ser contratada para geração. Portanto, para o estudo em questão, o faturamento do uso da rede deve seguir a Equação (8).

$$\text{Demanda} = \text{Carga} \times \text{TUSD C} + [(\text{Demanda Geração} - \text{Demanda Carga}) \cdot \text{TUSD G}] \quad (8)$$

Fonte: adaptado de ENERGES (2022).

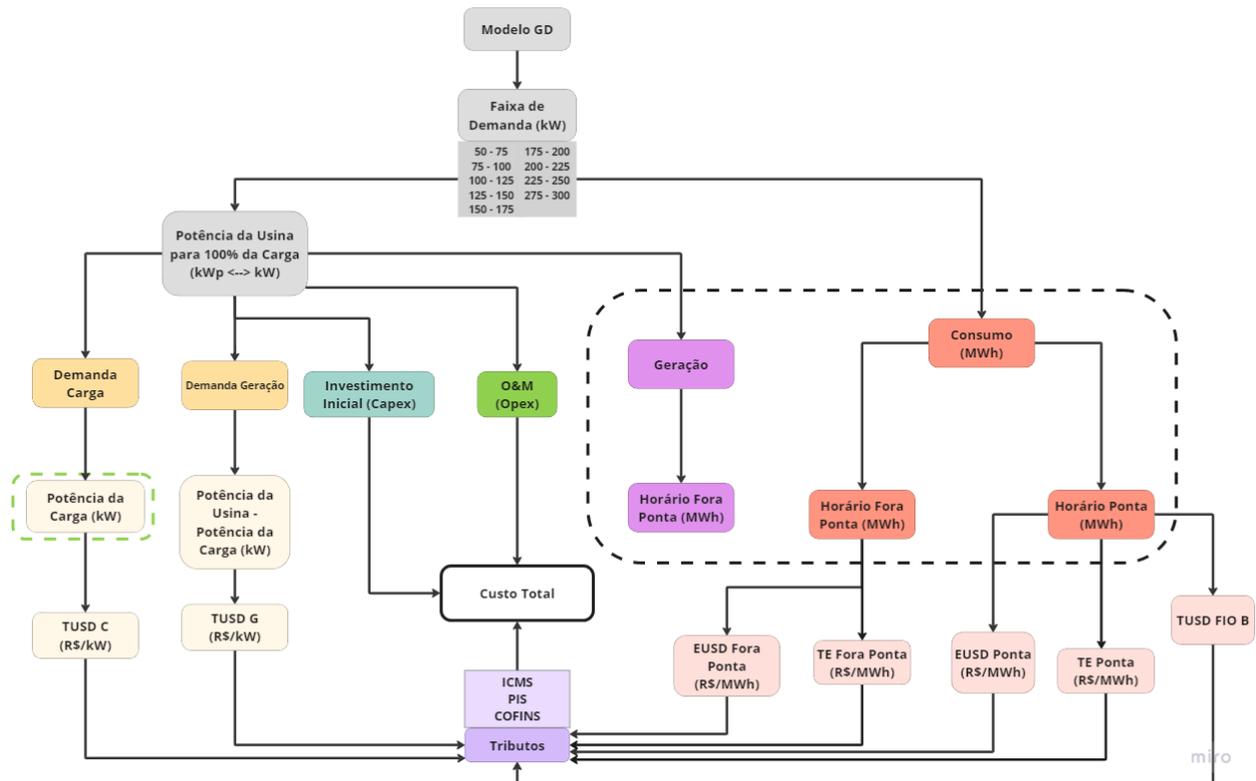
Em linhas gerais, acrescenta-se as premissas globais consideradas no estudo, conforme listadas a seguir:

- Potência da usina é maior que a potência do inversor, que efetivamente conta para a demanda contratada da unidade consumidora.
- Projeto dimensionado para atender sempre 100% da carga.
- Desconsidera-se a área necessária para construção da usina.
- Não foi considerado o investimento em possíveis novos transformadores.
- Não foi considerada possíveis obras de reforço no telhado, apenas as fixações para instalação.

3.5.2 Estruturação dos custos

Da mesma forma que nas seções 3.3.2 e 3.4.2, compreender como funciona a dinâmica dos custos de um consumidor posicionado na geração distribuída é fundamental na construção do modelo de simulação. A Figura 20 ilustra a formação dos custos e destaca as principais características da GD.

Figura 20 - Estrutura de Custos para o Modelo GD



Fonte: o autor, pela ferramenta Miro (2023).

Destaca-se inicialmente os itens detalhados na seção 3.5.1. A relação entre a Demanda Carga e a Demanda Geração e suas respectivas tarifas, TUSDc e TUSDg, somadas aos tributos, são diretamente conectadas ao custo total.

Da mesma forma, pode-se evidenciar os custos relacionados ao Investimento Inicial (Capex) e ao O&M (Opex). Porém, para estes, não há influência dos tributos de maneira direta, os impostos já são considerados dos valores encontrados e utilizados em cada uma das análises.

No horizonte do estudo, a relação entre a geração e o consumo, é dada a partir de dois momentos.

O primeiro trata-se do que é gerado e consumido instantaneamente juntamente com o que é gerado e consumido durante o mesmo posto tarifário da geração, ou seja, durante o período fora de ponta. Do ponto de vista de tarifação ambas as situações são indiferentes, pois a principal mudança avaliada através do estudo é justamente a tarifação do uso da rede através da TUSD Fio B, que não tem custo para utilização dos créditos no horário fora de ponta.

Portanto, como a usina é projetada para o atendimento de 100% da carga e gera na sua totalidade no período fora de ponta, entende-se que toda geração é abatida de forma diretamente no consumo no próprio posto tarifário.

O segundo momento trata-se da comercialização da energia excedente, pois uma vez que ela é injetada na rede da distribuidora e convertida em créditos para utilização no abatimento do consumo no horário de ponta, considera-se o fator de redução de transferência entre o posto tarifário da geração e o posto tarifário do consumo e a tarifação do fio B, seguindo o escalonamento e as regras detalhadas no item 3.5.1.

Se porventura, em um determinado mês do ano, a geração de energia da usina não for suficiente para abater 100% do consumo do horário fora de ponta, o consumo não contemplado pela geração será adquirido via distribuidora, considerando o EUSD Fora Ponta (R\$/MWh) e a TE Fora Ponta (R\$/MWh). Da mesma forma que, caso o excedente da geração não for suficiente para cobrir o consumo no horário de ponta, tal necessidade será adquirida via distribuidora considerando o EUSD Ponta (R\$/MWh) e a TE Ponta (R\$/MWh).

4 RESULTADOS

Neste capítulo, são sintetizados os resultados da simulação para as diferentes formas de posicionamento do consumidor no mercado de energia, ou seja, o consumidor posicionado no Mercado Cativo de Energia, no Mercado Livre de Energia ou adepto a Geração Distribuída.

Buscando uma descrição resumida dos resultados, este capítulo descreve somente os resultados da primeira faixa de demanda (50 – 75kW); as demais faixas podem ser encontradas no Apêndice B.

- 50 a 75kW

Para esta faixa de demanda, detalha-se os resultados de cada mercado por mês e ano.

Inicialmente, realiza-se a simulação do perfil de consumo de uma unidade consumidora hipotética estando posicionada no mercado cativo de energia, pois trata-se do ponto de partida para definir a economia das soluções de migração para o Mercado Livre de Energia e para a Geração Distribuída. No Quadro 25 é possível observar os dados de consumo para a faixa compreendida entre 50kW e 75kW de demanda contratada, que são utilizados nas três simulações.

Quadro 25 - Dados de consumo para a faixa de 50 a 75kW

Descrição	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maiο	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Demanda (kW)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Fora Ponta (MWh)	24,565	22,750	24,543	23,533	23,346	21,486	22,041	21,975	21,735	23,278	22,838	24,161
Ponta (MWh)	2,545	2,458	2,647	2,370	2,543	2,269	2,261	2,524	2,342	2,369	2,298	2,758
Consumo Total (MWh)	27,110	25,208	27,190	25,903	25,889	23,755	24,302	24,498	24,078	25,647	25,136	26,919

Fonte: o Autor.

Na sequência, apresenta-se os valores por linha de custos considerando os resultados por mês e por ano. O Quadro 26 apresenta o resultado do ano de 2024 separados mensalmente.

Quadro 26 - Resultados mensais para o ano de 2024 no ACR

Descrição	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Fora Ponta (R\$)	R\$6.271,27	R\$5.807,72	R\$6.265,48	R\$6.007,80	R\$7.570,16	R\$6.966,95	R\$7.146,95	R\$7.125,49	R\$7.047,83	R\$7.548,05	R\$7.405,44	R\$7.834,39
Ponta (R\$)	R\$7.346,86	R\$7.097,00	R\$7.642,53	R\$6.842,90	R\$7.580,06	R\$6.763,12	R\$6.739,38	R\$7.521,41	R\$6.981,01	R\$7.059,98	R\$6.848,31	R\$8.220,11
Demanda	R\$2.445,60	R\$2.445,60	R\$2.445,60	R\$2.445,60	R\$2.478,00							
Bandeira	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$776,68	R\$712,65	R\$1.579,64	R\$1.592,39	R\$722,33	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tributos	R\$3.795,06	R\$3.626,51	R\$3.863,54	R\$3.613,75	R\$4.348,16	R\$3.997,52	R\$4.239,26	R\$4.421,96	R\$4.070,39	R\$4.036,57	R\$3.952,87	R\$4.378,30
Total	R\$19.858,79	R\$18.976,83	R\$20.217,15	R\$18.910,04	R\$22.753,05	R\$20.918,24	R\$22.183,22	R\$23.139,25	R\$21.299,56	R\$21.122,60	R\$20.684,62	R\$22.910,79

Fonte: o Autor.

O Quadro 27 mostra o resultado do ano de 2025 separados mensalmente

Quadro 27 - Resultados mensais para o ano de 2025 no ACR

Descrição	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Fora Ponta (R\$)	R\$7.965,54	R\$7.376,75	R\$7.958,18	R\$7.630,88	R\$8.930,29	R\$8.218,71	R\$8.431,04	R\$8.405,73	R\$8.314,12	R\$8.904,21	R\$8.735,97	R\$9.242,00
Ponta (R\$)	R\$7.583,77	R\$7.325,84	R\$7.888,97	R\$7.063,55	R\$8.407,62	R\$7.501,50	R\$7.475,16	R\$8.342,58	R\$7.743,18	R\$7.830,77	R\$7.595,99	R\$9.117,56
Demanda	R\$2.478,00	R\$2.478,00	R\$2.478,00	R\$2.478,00	R\$2.667,00							
Bandeira	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$776,68	R\$712,65	R\$1.579,64	R\$1.592,39	R\$722,33	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tributos	R\$4.258,95	R\$4.058,92	R\$4.329,32	R\$4.056,99	R\$4.909,65	R\$4.512,34	R\$4.761,11	R\$4.963,07	R\$4.594,27	R\$4.583,72	R\$4.488,50	R\$4.967,52
Total	R\$22.286,26	R\$21.239,51	R\$22.654,47	R\$21.229,42	R\$25.691,25	R\$23.612,19	R\$24.913,95	R\$25.970,77	R\$24.040,89	R\$23.985,70	R\$23.487,47	R\$25.994,07

Fonte: o Autor.

O Quadro 28 mostra o resultado do ano de 2026 separados mensalmente.

Quadro 28 - Resultados mensais para o ano de 2026 no ACR

Descrição	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26
Fora Ponta (R\$)	R\$9.396,71	R\$8.702,14	R\$9.388,04	R\$9.001,93	R\$9.549,89	R\$8.788,94	R\$9.016,00	R\$8.988,94	R\$8.890,97	R\$9.522,00	R\$9.342,09	R\$9.883,22
Ponta (R\$)	R\$8.411,75	R\$8.125,66	R\$8.750,26	R\$7.834,73	R\$8.538,46	R\$7.618,23	R\$7.591,48	R\$8.472,40	R\$7.863,67	R\$7.952,63	R\$7.714,19	R\$9.259,44
Demanda	R\$2.667,00	R\$2.667,00	R\$2.667,00	R\$2.667,00	R\$2.589,00							
Bandeira	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$776,68	R\$712,65	R\$1.579,64	R\$1.592,39	R\$722,33	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tributos	R\$4.837,33	R\$4.605,65	R\$4.915,25	R\$4.607,74	R\$5.068,52	R\$4.656,21	R\$4.908,36	R\$5.113,09	R\$4.740,59	R\$4.740,03	R\$4.641,20	R\$5.134,10
Total	R\$25.312,79	R\$24.100,45	R\$25.720,55	R\$24.111,40	R\$26.522,55	R\$24.365,02	R\$25.684,49	R\$26.755,82	R\$24.806,56	R\$24.803,66	R\$24.286,48	R\$26.865,76

Fonte: o Autor.

O Quadro 29 mostra o resultado do ano de 2027 separados mensalmente.

Quadro 29 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACR

Descrição	jan/27	fev/27	mar/27	abr/27	mai/27	jun/27	jul/27	ago/27	set/27	out/27	nov/27	dez/27
Fora Ponta (R\$)	R\$10.048,68	R\$9.305,91	R\$10.039,40	R\$9.626,50	R\$9.569,50	R\$8.806,98	R\$9.034,52	R\$9.007,40	R\$8.909,23	R\$9.541,55	R\$9.361,28	R\$9.903,52
Ponta (R\$)	R\$8.542,64	R\$8.252,10	R\$8.886,43	R\$7.956,65	R\$8.733,26	R\$7.792,03	R\$7.764,68	R\$8.665,69	R\$8.043,08	R\$8.134,06	R\$7.890,18	R\$9.470,68
Demanda	R\$2.589,00	R\$2.589,00	R\$2.589,00	R\$2.589,00	R\$2.668,80							
Bandeira	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$776,68	R\$712,65	R\$1.579,64	R\$1.592,39	R\$722,33	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tributos	R\$5.003,85	R\$4.759,73	R\$5.082,88	R\$4.765,67	R\$5.138,02	R\$4.720,39	R\$4.972,50	R\$5.181,97	R\$4.806,14	R\$4.806,37	R\$4.706,16	R\$5.207,66
Total	R\$26.184,17	R\$24.906,75	R\$26.597,70	R\$24.937,82	R\$26.886,26	R\$24.700,85	R\$26.020,14	R\$27.116,25	R\$25.149,57	R\$25.150,78	R\$24.626,42	R\$27.250,66

Fonte: o Autor.

O Quadro 30 mostra o resultado do ano de 2028 separados mensalmente.

Quadro 30 - Resultados mensais para o ano de 2028 no ACR

Descrição	jan/28	fev/28	mar/28	abr/28	mai/28	jun/28	jul/28	ago/28	set/28	out/28	nov/28	dez/28
Fora Ponta (R\$)	R\$10.069,31	R\$9.325,02	R\$10.060,01	R\$9.646,27	R\$9.488,73	R\$8.732,64	R\$8.958,26	R\$8.931,36	R\$8.834,03	R\$9.461,01	R\$9.282,26	R\$9.819,92
Ponta (R\$)	R\$8.737,54	R\$8.440,37	R\$9.089,16	R\$8.138,17	R\$9.090,93	R\$8.111,16	R\$8.082,69	R\$9.020,60	R\$8.372,49	R\$8.467,20	R\$8.213,33	R\$9.858,56
Demanda	R\$2.668,80	R\$2.668,80	R\$2.668,80	R\$2.668,80	R\$2.811,00							
Bandeira	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00	R\$776,68	R\$712,65	R\$1.579,64	R\$1.592,39	R\$722,33	R\$0,00	R\$0,00	R\$0,00
Tributos	R\$5.073,62	R\$4.827,58	R\$5.154,50	R\$4.832,08	R\$5.237,03	R\$4.811,81	R\$5.063,21	R\$5.281,45	R\$4.899,79	R\$4.899,64	R\$4.797,43	R\$5.313,14
Total	R\$26.549,27	R\$25.261,77	R\$26.972,47	R\$25.285,32	R\$27.404,38	R\$25.179,27	R\$26.494,79	R\$27.636,81	R\$25.639,63	R\$25.638,85	R\$25.104,02	R\$27.802,62

Fonte: o Autor.

O resumo dos resultados anuais da simulação para o Mercado Cativo de Energia pode ser observado no Quadro 31.

Quadro 31 - Resumo dos resultados anuais para o ACR

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$82.997,51	R\$100.113,43	R\$110.470,88	R\$113.154,47	R\$112.608,82	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$86.642,65	R\$93.876,49	R\$98.132,90	R\$100.131,49	R\$103.622,21	R\$482.405,74
Demanda (R\$)	R\$29.606,40	R\$31.248,00	R\$31.380,00	R\$31.706,40	R\$33.163,20	R\$157.104,00
Bandeira (R\$)	R\$5.383,68	R\$5.383,68	R\$5.383,68	R\$5.383,68	R\$5.383,68	R\$26.918,42
Tributos (R\$)	R\$48.343,90	R\$54.484,35	R\$57.968,06	R\$59.151,34	R\$60.191,28	R\$280.138,93
Total (R\$)	R\$252.974,14	R\$285.105,96	R\$303.335,52	R\$309.527,37	R\$314.969,20	R\$1.465.912,20

Fonte: o Autor.

Semelhante ao realizado para o Mercado Cativo de Energia, apresenta-se os resultados para o Mercado Livre de Energia. O Quadro 32 apresenta o resultado do ano de 2024 separados mensalmente.

Quadro 32 - Resultados mensais para o ano de 2024 no ACL

Descrição	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.969,15	R\$ 1.823,60	R\$ 1.967,33	R\$ 1.886,42	R\$ 2.301,91	R\$ 2.118,49	R\$ 2.173,22	R\$ 2.166,70	R\$ 2.143,08	R\$ 2.295,19	R\$ 2.251,82	R\$ 2.382,26
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 3.283,36	R\$ 3.174,41	R\$ 3.412,26	R\$ 3.063,63	R\$ 3.317,48	R\$ 2.970,57	R\$ 2.960,49	R\$ 3.292,58	R\$ 3.063,10	R\$ 3.096,63	R\$ 3.006,75	R\$ 3.589,28
Demanda (R\$)	R\$ 1.222,80	R\$ 1.222,80	R\$ 1.222,80	R\$ 1.222,80	R\$ 1.239,00							
Tributos (R\$)	R\$ 2.674,61	R\$ 2.534,15	R\$ 2.708,00	R\$ 2.552,20	R\$ 2.713,57	R\$ 2.498,15	R\$ 2.531,80	R\$ 2.617,00	R\$ 2.539,44	R\$ 2.649,56	R\$ 2.596,51	R\$ 2.840,25
Fornecimento (R\$)	R\$ 4.845,80	R\$ 4.505,77	R\$ 4.860,05	R\$ 4.630,12	R\$ 4.627,62	R\$ 4.246,11	R\$ 4.343,91	R\$ 4.378,99	R\$ 4.303,77	R\$ 4.584,24	R\$ 4.492,93	R\$ 4.811,67
Gestora (R\$)	R\$ 1.500,00											
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -										
Total (R\$)	R\$ 25.495,72	R\$ 14.760,73	R\$ 15.670,45	R\$ 14.855,18	R\$ 15.699,59	R\$ 14.572,32	R\$ 14.748,42	R\$ 15.194,27	R\$ 14.788,39	R\$ 15.364,62	R\$ 15.087,01	R\$ 16.362,45

Fonte: o Autor.

O Quadro 33 mostra o resultado do ano de 2025 separados mensalmente.

Quadro 33 - Resultados mensais para o ano de 2025 no ACL

Descrição	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 2.422,14	R\$ 2.243,10	R\$ 2.419,90	R\$ 2.320,38	R\$ 2.108,37	R\$ 1.940,37	R\$ 1.990,50	R\$ 1.984,53	R\$ 1.962,90	R\$ 2.102,21	R\$ 2.062,50	R\$ 2.181,96
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 3.319,06	R\$ 3.209,53	R\$ 3.448,66	R\$ 3.098,15	R\$ 3.576,62	R\$ 3.200,88	R\$ 3.189,96	R\$ 3.549,65	R\$ 3.301,10	R\$ 3.337,42	R\$ 3.240,06	R\$ 3.871,00
Demanda (R\$)	R\$ 1.239,00	R\$ 1.239,00	R\$ 1.239,00	R\$ 1.239,00	R\$ 1.333,50							
Tributos (R\$)	R\$ 2.950,23	R\$ 2.790,76	R\$ 2.984,15	R\$ 2.816,09	R\$ 2.900,70	R\$ 2.669,80	R\$ 2.705,32	R\$ 2.798,30	R\$ 2.714,28	R\$ 2.831,08	R\$ 2.774,18	R\$ 3.037,05
Fornecimento (R\$)	R\$ 5.507,57	R\$ 5.121,10	R\$ 5.523,76	R\$ 5.262,43	R\$ 5.259,60	R\$ 4.825,98	R\$ 4.937,14	R\$ 4.977,00	R\$ 4.891,51	R\$ 5.210,29	R\$ 5.106,51	R\$ 5.468,77
Gestora (R\$)	R\$ 1.561,65											
Investimento (R\$)	R\$ -											
Total (R\$)	R\$ 16.999,65	R\$ 16.165,14	R\$ 17.177,12	R\$ 16.297,70	R\$ 16.740,44	R\$ 15.532,19	R\$ 15.718,08	R\$ 16.204,63	R\$ 15.764,94	R\$ 16.376,16	R\$ 16.078,41	R\$ 17.453,93

Fonte: o Autor.

O Quadro 34 mostra o resultado do ano de 2026 separados mensalmente

Quadro 34 - Resultados mensais para o ano de 2026 no ACL

Descrição	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 2.218,49	R\$ 2.054,51	R\$ 2.216,44	R\$ 2.125,29	R\$ 2.292,11	R\$ 2.109,47	R\$ 2.163,96	R\$ 2.157,47	R\$ 2.133,95	R\$ 2.285,41	R\$ 2.242,23	R\$ 2.372,11
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 3.578,33	R\$ 3.459,70	R\$ 3.718,70	R\$ 3.339,06	R\$ 3.584,79	R\$ 3.209,02	R\$ 3.198,10	R\$ 3.557,82	R\$ 3.309,25	R\$ 3.345,57	R\$ 3.248,21	R\$ 3.879,20
Demanda (R\$)	R\$ 1.333,50	R\$ 1.333,50	R\$ 1.333,50	R\$ 1.333,50	R\$ 1.294,50							
Tributos (R\$)	R\$ 3.140,53	R\$ 2.971,59	R\$ 3.177,49	R\$ 2.997,18	R\$ 3.084,68	R\$ 2.838,12	R\$ 2.877,81	R\$ 2.971,79	R\$ 2.884,91	R\$ 3.013,55	R\$ 2.952,91	R\$ 3.228,43
Fornecimento (R\$)	R\$ 6.162,92	R\$ 5.730,46	R\$ 6.181,04	R\$ 5.888,62	R\$ 5.885,45	R\$ 5.400,24	R\$ 5.524,62	R\$ 5.569,23	R\$ 5.473,56	R\$ 5.830,27	R\$ 5.714,15	R\$ 6.119,51
Gestora (R\$)	R\$ 1.622,55											
Investimento (R\$)	R\$ -											
Total (R\$)	R\$ 18.056,32	R\$ 17.172,32	R\$ 18.249,72	R\$ 17.306,20	R\$ 17.764,08	R\$ 16.473,91	R\$ 16.681,54	R\$ 17.173,36	R\$ 16.718,73	R\$ 17.391,86	R\$ 17.074,55	R\$ 18.516,31

Fonte: o Autor.

O Quadro 35 mostra o resultado do ano de 2027 separados por mês

Quadro 35 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACL

Descrição	jan/27	fev/27	mar/27	abr/27	mai/27	jun/27	jul/27	ago/27	set/27	out/27	nov/27	dez/27
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 2.411,82	R\$ 2.233,55	R\$ 2.409,59	R\$ 2.310,49	R\$ 2.206,19	R\$ 2.030,40	R\$ 2.082,85	R\$ 2.076,60	R\$ 2.053,97	R\$ 2.199,75	R\$ 2.158,19	R\$ 2.283,20
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 3.586,50	R\$ 3.467,86	R\$ 3.726,88	R\$ 3.347,22	R\$ 3.681,62	R\$ 3.295,02	R\$ 3.283,78	R\$ 3.653,86	R\$ 3.398,13	R\$ 3.435,50	R\$ 3.335,33	R\$ 3.984,51
Demanda (R\$)	R\$ 1.294,50	R\$ 1.294,50	R\$ 1.294,50	R\$ 1.294,50	R\$ 1.334,40							
Tributos (R\$)	R\$ 3.170,96	R\$ 2.999,20	R\$ 3.207,85	R\$ 3.026,04	R\$ 3.089,08	R\$ 2.842,21	R\$ 2.881,17	R\$ 2.977,61	R\$ 2.889,37	R\$ 3.016,45	R\$ 2.955,68	R\$ 3.233,83
Fornecimento (R\$)	R\$ 6.129,22	R\$ 5.699,13	R\$ 6.147,24	R\$ 5.856,42	R\$ 5.853,26	R\$ 5.370,70	R\$ 5.494,40	R\$ 5.538,77	R\$ 5.443,63	R\$ 5.798,39	R\$ 5.682,90	R\$ 6.086,05
Gestora (R\$)	R\$ 1.687,46											
Investimento (R\$)	R\$ -											
Total (R\$)	R\$ 18.280,45	R\$ 17.381,69	R\$ 18.473,53	R\$ 17.522,12	R\$ 17.852,00	R\$ 16.560,18	R\$ 16.764,07	R\$ 17.268,70	R\$ 16.806,95	R\$ 17.471,94	R\$ 17.153,95	R\$ 18.609,43

Fonte: o Autor.

O Quadro 36 mostra o resultado do ano de 2028 separados por mês

Quadro 36 - Resultados mensais para o ano de 2027 no ACL

Descrição	jan/28	fev/28	mar/28	abr/28	mai/28	jun/28	jul/28	ago/28	set/28	out/28	nov/28	dez/28
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 2.321,42	R\$ 2.149,83	R\$ 2.319,28	R\$ 2.223,89	R\$ 2.177,48	R\$ 2.003,97	R\$ 2.055,74	R\$ 2.049,57	R\$ 2.027,24	R\$ 2.171,12	R\$ 2.130,10	R\$ 2.253,48
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 3.683,37	R\$ 3.561,32	R\$ 3.827,80	R\$ 3.437,19	R\$ 3.882,36	R\$ 3.473,99	R\$ 3.462,12	R\$ 3.853,04	R\$ 3.582,91	R\$ 3.622,39	R\$ 3.516,57	R\$ 4.202,30
Demanda (R\$)	R\$ 1.334,40	R\$ 1.334,40	R\$ 1.334,40	R\$ 1.334,40	R\$ 1.405,50							
Tributos (R\$)	R\$ 3.393,74	R\$ 3.207,89	R\$ 3.432,23	R\$ 3.238,66	R\$ 3.348,81	R\$ 3.080,66	R\$ 3.123,58	R\$ 3.226,50	R\$ 3.131,64	R\$ 3.271,03	R\$ 3.205,06	R\$ 3.505,39
Fornecimento (R\$)	R\$ 7.025,84	R\$ 6.532,83	R\$ 7.046,50	R\$ 6.713,13	R\$ 6.709,51	R\$ 6.156,36	R\$ 6.298,16	R\$ 6.349,01	R\$ 6.239,95	R\$ 6.646,61	R\$ 6.514,22	R\$ 6.976,35
Gestora (R\$)	R\$ 1.754,95											
Investimento (R\$)	R\$ -											
Total (R\$)	R\$ 19.513,72	R\$ 18.541,22	R\$ 19.715,16	R\$ 18.702,22	R\$ 19.278,60	R\$ 17.875,43	R\$ 18.100,06	R\$ 18.638,58	R\$ 18.142,19	R\$ 18.871,59	R\$ 18.526,41	R\$ 20.097,98

Fonte: o Autor.

O resumo dos resultados anuais da simulação para o Mercado Livre de Energia pode ser observado no Quadro 37.

Quadro 37 - Resumo dos resultados anuais no ACL

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 25.479,18	R\$ 25.738,86	R\$ 26.371,43	R\$ 26.456,60	R\$ 25.883,10	R\$ 129.929,18
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 38.230,54	R\$ 40.342,09	R\$ 41.427,76	R\$ 42.196,21	R\$ 44.105,36	R\$ 206.301,96
Demanda (R\$)	R\$ 14.803,20	R\$ 15.624,00	R\$ 15.690,00	R\$ 15.853,20	R\$ 16.581,60	R\$ 78.552,00
Tributos (R\$)	R\$ 31.455,25	R\$ 33.971,95	R\$ 36.138,99	R\$ 36.289,44	R\$ 39.165,18	R\$ 177.020,81
Fornecimento (R\$)	R\$ 54.630,98	R\$ 62.091,67	R\$ 69.480,07	R\$ 69.100,10	R\$ 79.208,47	R\$ 334.511,29
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 192.599,14	R\$ 196.508,38	R\$ 208.578,90	R\$ 210.145,03	R\$ 226.003,17	R\$ 1.033.834,63

Fonte: o Autor.

Nesta seção, é possível observar os dados de geração de energia da usina de 195kWp que atende a carga da faixa compreendida entre 50kW e 75kW de demanda contratada. O Quadro 38 mostra o resultado da geração mensal para cada ano e a informação referente a demanda contratada da usina.

Quadro 38 - Dados de geração da usina de 195kWp e faixa de 50 a 75kW

Ano	Descrição	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
	Demanda (kW)	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147	147
2024	Geração (MWh)	27,313	25,347	28,686	24,528	22,184	21,580	23,086	25,858	26,288	27,517	26,251	26,996
2025	Geração (MWh)	26,767	24,840	28,112	24,037	21,740	21,148	22,624	25,341	25,762	26,967	25,726	26,456
2026	Geração (MWh)	26,633	24,716	27,972	23,917	21,632	21,043	22,511	25,214	25,633	26,832	25,597	26,324
2027	Geração (MWh)	26,500	24,592	27,832	23,798	21,523	20,937	22,399	25,088	25,505	26,698	25,469	26,192
2028	Geração (MWh)	26,367	24,469	27,693	23,679	21,416	20,833	22,287	24,963	25,378	26,564	25,342	26,061

Fonte: o Autor.

Quadro 39 mostra o resultado do ano de 2024 separados por mês

Quadro 39 - Resultados mensais para o ano de 2024 na GD

Descrição	jan/24	fev/24	mar/24	abr/24	mai/24	jun/24	jul/24	ago/24	set/24	out/24	nov/24	dez/24
Ponta (MWh)	0,88	0,89	0,14	1,77	2,54	2,21	1,59	0,02	0,00	0,00	0,00	0,13
Fora Ponta (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ponta (R\$)	R\$ 2.546,61	R\$ 2.559,17	R\$ 404,01	R\$ 5.105,03	R\$ 7.580,06	R\$ 6.582,17	R\$ 4.733,96	R\$ 70,48	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 391,36
Fora Ponta (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 376,77	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 111,16	R\$ 66,26	R\$ 103,25	R\$ 1,54	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
TUSD fio B (R\$)	R\$ 1.138,66	R\$ 1.076,41	R\$ 1.717,04	R\$ 412,24	R\$ 0,00	R\$ 42,09	R\$ 466,52	R\$ 1.733,31	R\$ 1.624,00	R\$ 1.642,37	R\$ 1.593,13	R\$ 1.821,21
TUSD-G (R\$)	R\$ 1.503,36	R\$ 1.503,36	R\$ 1.503,36	R\$ 1.503,36	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28
Demanda Carga (R\$)	R\$ 2.445,60	R\$ 2.445,60	R\$ 2.445,60	R\$ 2.445,60	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00
O&M (R\$)	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30	R\$ 690,30
Investimento (R\$)	R\$ 690.300,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tributos (R\$)	R\$ 1.867,97	R\$ 1.855,81	R\$ 1.485,23	R\$ 2.316,23	R\$ 2.953,15	R\$ 2.616,10	R\$ 2.276,78	R\$ 1.420,78	R\$ 1.376,41	R\$ 1.380,91	R\$ 1.368,86	R\$ 1.520,42
Total (R\$)	R\$ 698.624,54	R\$ 8.274,85	R\$ 6.760,31	R\$ 10.156,53	R\$ 12.759,57	R\$ 11.382,10	R\$ 9.995,30	R\$ 6.496,91	R\$ 6.315,57	R\$ 6.333,95	R\$ 6.284,70	R\$ 6.904,14

Fonte: o Autor.

Quadro 40 mostra o resultado do ano de 2025 separados por mês

Quadro 40 - Resultados mensais para o ano de 2025 na GD

Descrição	jan/25	fev/25	mar/25	abr/25	mai/25	jun/25	jul/25	ago/25	set/25	out/25	nov/25	dez/25
Ponta (MWh)	1,127	1,112	0,349	2,045	2,543	2,269	1,902	0,448	0,000	0,000	0,763	1,343
Fora Ponta (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	1,606	0,337	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ponta (R\$)	R\$ 3.359,90	R\$ 3.314,76	R\$ 1.039,93	R\$ 6.096,13	R\$ 8.407,62	R\$ 7.501,50	R\$ 6.285,83	R\$ 1.481,21	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 2.523,06	R\$ 4.439,12
Fora Ponta (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 614,19	R\$ 129,02	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 124,47	R\$ 78,20	R\$ 123,60	R\$ 29,13	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
TUSD fio B (R\$)	R\$ 1.473,90	R\$ 1.399,65	R\$ 2.389,94	R\$ 337,58	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 402,90	R\$ 2.324,39	R\$ 2.623,11	R\$ 2.652,79	R\$ 1.718,53	R\$ 1.584,88
TUSD-G (R\$)	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.523,28	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46
Demanda Carga (R\$)	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.478,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00
O&M (R\$)	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82	R\$ 724,82
Investimento (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tributos (R\$)	R\$ 2.161,80	R\$ 2.132,58	R\$ 1.818,28	R\$ 2.553,27	R\$ 3.291,66	R\$ 2.939,91	R\$ 2.720,58	R\$ 1.992,01	R\$ 1.695,55	R\$ 1.702,81	R\$ 2.091,56	R\$ 2.527,69
Total (R\$)	R\$ 9.559,90	R\$ 9.440,50	R\$ 8.155,96	R\$ 11.159,80	R\$ 14.177,56	R\$ 12.739,99	R\$ 11.843,61	R\$ 8.865,99	R\$ 7.654,39	R\$ 7.684,06	R\$ 9.272,86	R\$ 11.055,28

Fonte: o Autor.

O Quadro 41 mostra o resultado do ano de 2026 separados por mês

Quadro 41 - Resultados mensais para o ano de 2026 na GD

Descrição	jan/26	fev/26	mar/26	abr/26	mai/26	jun/26	jul/26	ago/26	set/26	out/26	nov/26	dez/26
Ponta (MWh)	1,270	1,246	0,533	2,133	2,543	2,269	1,971	0,526	0,000	0,174	0,596	1,424
Fora Ponta (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	1,714	0,443	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ponta (R\$)	R\$ 4.197,32	R\$ 4.117,64	R\$ 1.760,69	R\$ 7.051,97	R\$ 8.538,46	R\$ 7.618,23	R\$ 6.617,81	R\$ 1.766,54	R\$ 0,00	R\$ 582,69	R\$ 2.002,19	R\$ 4.782,02
Fora Ponta (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 701,26	R\$ 181,23	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 127,73	R\$ 81,37	R\$ 128,13	R\$ 34,20	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
TUSD fio B (R\$)	R\$ 1.903,60	R\$ 1.810,37	R\$ 3.157,09	R\$ 353,56	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 434,30	R\$ 2.991,07	R\$ 3.507,50	R\$ 3.287,27	R\$ 2.547,77	R\$ 1.997,10
TUSD-G (R\$)	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.639,46	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51
Demanda Carga (R\$)	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.667,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00
O&M (R\$)	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06	R\$ 761,06
Investimento (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Tributos (R\$)	R\$ 2.546,51	R\$ 2.504,20	R\$ 2.257,02	R\$ 2.865,73	R\$ 3.314,96	R\$ 2.951,21	R\$ 2.779,79	R\$ 2.195,38	R\$ 1.881,13	R\$ 1.969,82	R\$ 2.136,20	R\$ 2.681,64
Total (R\$)	R\$ 11.168,43	R\$ 10.995,52	R\$ 9.985,29	R\$ 12.473,05	R\$ 14.309,02	R\$ 12.822,39	R\$ 12.121,81	R\$ 9.733,38	R\$ 8.449,07	R\$ 8.811,53	R\$ 9.491,53	R\$ 11.720,69

Fonte: o Autor.

O Quadro 42 mostra o resultado do ano de 2027 separados por mês

Quadro 42 - Resultados mensais para o ano de 2027 na GD

Descrição	jan/27	fev/27	mar/27	abr/27	mai/27	jun/27	jul/27	ago/27	set/27	out/27	nov/27	dez/27
Ponta (MWh)	1,382	1,351	0,670	2,211	2,543	2,269	1,975	0,553	0,000	0,274	0,619	1,442
Fora Ponta (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	1,822	0,548	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ponta (R\$)	R\$ 4.639,33	R\$ 4.533,78	R\$ 2.249,41	R\$ 7.423,06	R\$ 8.733,26	R\$ 7.792,03	R\$ 6.782,16	R\$ 1.898,93	R\$ -	R\$ 939,27	R\$ 2.126,31	R\$ 4.952,61
Fora Ponta (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 747,04	R\$ 224,73	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 130,98	R\$ 84,53	R\$ 128,39	R\$ 35,95	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
TUSD fio B (R\$)	R\$ 2.176,29	R\$ 2.073,14	R\$ 3.700,45	R\$ 297,50	R\$ -	R\$ -	R\$ 428,47	R\$ 2.950,91	R\$ 3.507,50	R\$ 3.137,57	R\$ 2.513,56	R\$ 1.970,28
TUSD-G (R\$)	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.591,51	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57
Demanda Carga (R\$)	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.589,00	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80
O&M (R\$)	R\$ 799,11	R\$ 799,11	R\$ 799,11	R\$ 799,11	R\$ 799,11	R\$ 799,11						
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -						
Tributos (R\$)	R\$ 2.690,57	R\$ 2.639,51	R\$ 2.478,73	R\$ 2.911,99	R\$ 3.406,15	R\$ 3.036,68	R\$ 2.850,16	R\$ 2.249,90	R\$ 1.912,66	R\$ 2.051,96	R\$ 2.189,73	R\$ 2.748,35
Total (R\$)	R\$ 11.795,23	R\$ 11.586,54	R\$ 10.929,48	R\$ 12.700,18	R\$ 14.719,74	R\$ 13.209,76	R\$ 12.447,49	R\$ 9.994,26	R\$ 8.615,97	R\$ 9.185,31	R\$ 9.748,35	R\$ 12.031,37

Fonte: o Autor.

O Quadro 43 mostra o resultado do ano de 2028 separados por mês

Quadro 43 - Resultados mensais para o ano de 2028 na GD

Descrição	jan/28	fev/28	mar/28	abr/28	mai/28	jun/28	jul/28	ago/28	set/28	out/28	nov/28	dez/28
Ponta (MWh)	1,448	1,412	0,731	2,282	2,543	2,269	2,108	0,658	0,068	0,317	0,734	1,571
Fora Ponta (MWh)	0,000	0,000	0,000	0,000	1,930	0,653	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Ponta (R\$)	R\$ 4.973,58	R\$ 4.847,99	R\$ 2.509,18	R\$ 7.834,35	R\$ 9.090,93	R\$ 8.111,16	R\$ 7.534,01	R\$ 2.351,35	R\$ 242,17	R\$ 1.131,89	R\$ 2.624,25	R\$ 5.616,85
Fora Ponta (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 784,47	R\$ 265,38	R\$ 0,00					
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 134,21	R\$ 87,67	R\$ 137,01	R\$ 42,76	R\$ 2,03	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
TUSD fio B (R\$)	R\$ 2.527,46	R\$ 2.412,25	R\$ 4.418,39	R\$ 204,02	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 373,07	R\$ 4.534,70	R\$ 5.528,14	R\$ 4.987,58	R\$ 3.800,25	R\$ 2.884,11
TUSD-G (R\$)	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.640,57	R\$ 1.727,98							
Demanda Carga (R\$)	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.668,80	R\$ 2.811,00							
O&M (R\$)	R\$ 839,06											
Investimento (R\$)	R\$ 0,00											
Tributos (R\$)	R\$ 2.889,81	R\$ 2.830,89	R\$ 2.749,49	R\$ 3.021,28	R\$ 3.559,80	R\$ 3.181,66	R\$ 3.078,87	R\$ 2.805,98	R\$ 2.523,01	R\$ 2.607,94	R\$ 2.682,58	R\$ 3.190,66
Total (R\$)	R\$ 12.649,47	R\$ 12.408,67	R\$ 12.076,00	R\$ 13.186,79	R\$ 15.387,65	R\$ 13.842,25	R\$ 13.422,13	R\$ 12.306,85	R\$ 11.150,39	R\$ 11.497,51	R\$ 11.802,54	R\$ 13.879,01

Fonte: o Autor.

O Quadro 44 mostra o resultado por ano para a GD com investimento inicial

Quadro 44 - Resumo dos resultados anuais para a GD com investimento

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 29.972,85	R\$ 44.449,06	R\$ 49.035,56	R\$ 52.070,14	R\$ 56.867,71	R\$ 232.395,32
Fora Ponta (R\$)	R\$ 376,77	R\$ 743,21	R\$ 882,49	R\$ 971,76	R\$ 1.049,85	R\$ 4.024,09
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 282,20	R\$ 355,39	R\$ 371,44	R\$ 379,84	R\$ 403,67	R\$ 1.792,54
TUSD fio B (R\$)	R\$ 13.266,98	R\$ 16.907,67	R\$ 21.989,62	R\$ 22.755,68	R\$ 31.669,96	R\$ 106.589,92
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 47.806,06	R\$ 50.456,78	R\$ 50.669,92	R\$ 51.196,97	R\$ 53.549,29	R\$ 253.679,02
O&M (R\$)	R\$ 8.283,60	R\$ 8.697,78	R\$ 9.132,67	R\$ 9.589,30	R\$ 10.068,77	R\$ 45.772,12
Investimento (R\$)	R\$ 690.300,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 690.300,00
Tributos (R\$)	R\$ 22.438,65	R\$ 27.627,71	R\$ 30.083,58	R\$ 31.166,39	R\$ 35.121,97	R\$ 146.438,30
Total (R\$)	R\$ 812.727,12	R\$ 149.237,61	R\$ 162.165,27	R\$ 168.130,08	R\$ 188.731,22	R\$ 1.480.991,31

Fonte: o Autor.

O Quadro 45 mostra o resultado por ano para a GD sem investimento inicial.

Quadro 45 - Resumo dos resultados anuais para a GD sem investimento

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 29.972,85	R\$ 44.449,06	R\$ 49.035,56	R\$ 52.070,14	R\$ 56.867,71	R\$ 232.395,32
Fora Ponta (R\$)	R\$ 376,77	R\$ 743,21	R\$ 882,49	R\$ 971,76	R\$ 1.049,85	R\$ 4.024,09
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 282,20	R\$ 355,39	R\$ 371,44	R\$ 379,84	R\$ 403,67	R\$ 1.792,54
TUSD fio B (R\$)	R\$ 13.266,98	R\$ 16.907,67	R\$ 21.989,62	R\$ 22.755,68	R\$ 31.669,96	R\$ 106.589,92
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 47.806,06	R\$ 50.456,78	R\$ 50.669,92	R\$ 51.196,97	R\$ 53.549,29	R\$ 253.679,02
O&M (R\$)	R\$ 8.283,60	R\$ 8.697,78	R\$ 9.132,67	R\$ 9.589,30	R\$ 10.068,77	R\$ 45.772,12
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 22.438,65	R\$ 27.627,71	R\$ 30.083,58	R\$ 31.166,39	R\$ 35.121,97	R\$ 146.438,30
Total (R\$)	R\$ 122.427,12	R\$ 149.237,61	R\$ 162.165,27	R\$ 168.130,08	R\$ 188.731,22	R\$ 790.691,31

Fonte: o Autor.

Por fim, no Quadro 46, apresenta-se um resumo dos resultados da Capítulo 4 para a faixa de demanda entre 50 e 75kW referente ao investimento inicial e custo total. Além disso, acrescenta-se também na análise dos resultados uma perspectiva relacionada a economia financeira em valor absoluto e percentual para o período do estudo entre cada uma das soluções e o mercado cativo de energia, e o *payback* estimado de cada modalidade.

Quadro 46 - Comparação entre as modalidades para a faixa de 50 a 75kW

50 a 75kW					
Modalidades	Investimento Total	Economia em 5 anos (R\$)	Economia em 5 anos (%)	Payback Estimado (Anos)	Custo Total
ACR	-	-	-	-	R\$ 1.465.912,20
ACL	R\$ 10.000,00	R\$ 432.077,57	29,47%	0,14	R\$ 1.033.834,63
GD com investimento	R\$ 690.300,00	-R\$ 15.079,11	-1,03%	5,11	R\$ 1.480.991,31
GD sem investimento	-	R\$ 675.220,89	53,93%	-	R\$ 790.691,31

Fonte: o Autor.

Ao observar os resultados das modalidades, nota-se uma divergência entre cada fator destacado, ou seja, entre Investimento Total, Economia, *Payback* e Custo Total, ao passo que o mercado livre de energia (ACL) mostra-se a solução mais acessível do ponto de vista de custos iniciais. Porém, é possível prever que, após o período de *payback*, a “GD com investimento” pode vir a se tornar a solução com a maior economia, representada pela modalidade “GD sem investimento”

4.1 ANÁLISE DE RESULTADOS

Nesta seção, busca-se analisar os resultados obtidos para cada faixa de demanda e como cada um deles se relacionam entre si. Do ponto de vista de mercado, ambas as soluções analisadas são úteis para que o consumidor se aproxime do uso consciente, sustentável e econômico da energia, mas cada uma delas tem um impacto financeiro diferente no curto, médio e longo prazo.

No decorrer desta seção destaca-se principalmente o percentual de economia das soluções frente ao mercado cativo e a influência nos benefícios financeiros das mudanças regulatórias do Marco Legal da Geração Distribuída para os novos aderentes dessa modalidade.

Para tal, inicia-se a análise consolidando, por modalidade e faixa, os resultados obtidos (vide Quadro 46) através das simulações em 5 diferentes fatores, sendo eles: investimento inicial, custo Total, economia em valor absoluto e percentual e *payback*.

A linha de base utilizada nas simulações de migração para ACL e GD são os custos de cada perfil de consumo posicionados no ACR.

O Quadro 47 mostra os resultados encontrados nesta modalidade em cada perfil e fator em análise.

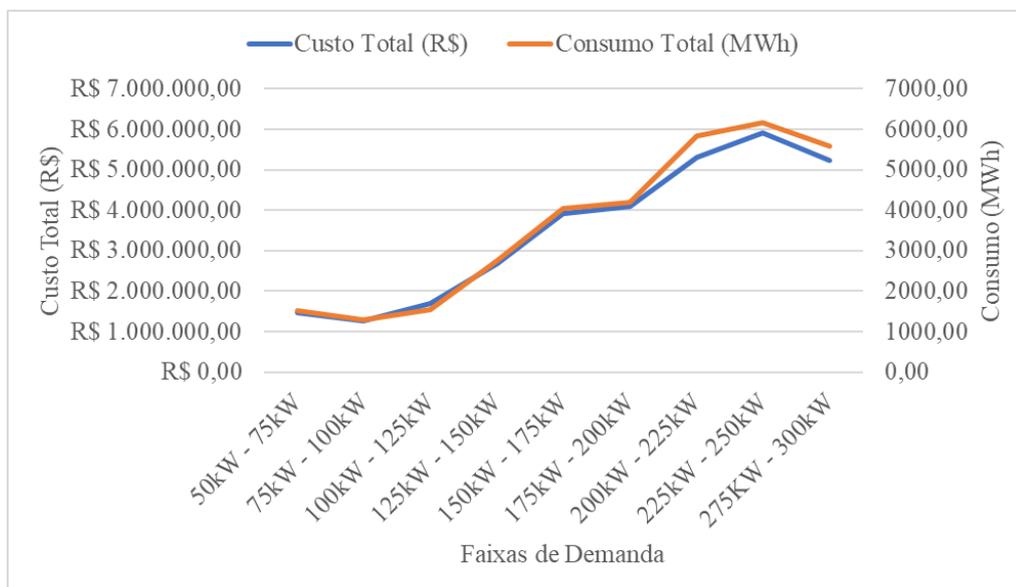
Quadro 47 - Resultados consolidados ACR

Mercado Cativo de Energia					
Faixas de Demanda	Investimento Inicial (R\$)	Custo Total (R\$)	Economia (R\$)	Economia (%)	Payback (anos)
50kW - 75kW	-	R\$ 1.465.912,20	-	-	-
75kW - 100kW	-	R\$ 1.259.464,27	-	-	-
100kW - 125kW	-	R\$ 1.683.251,87	-	-	-
125kW - 150kW	-	R\$ 2.691.282,59	-	-	-
150kW - 175kW	-	R\$ 3.914.187,93	-	-	-
175kW - 200kW	-	R\$ 4.090.119,66	-	-	-
200kW - 225kW	-	R\$ 5.317.542,15	-	-	-
225kW - 250kW	-	R\$ 5.920.202,18	-	-	-
275KW - 300kW	-	R\$ 5.228.250,08	-	-	-

Fonte: o Autor.

De forma objetiva, os resultados na simulação do mercado cativo de energia nos mostram que o custo total está diretamente relacionado e é proporcional a quantidade de energia consumida. A demanda contratada, por sua vez, tem menor influência e impacto na fatura de energia. A proporcionalidade pode ser observada na Figura 21.

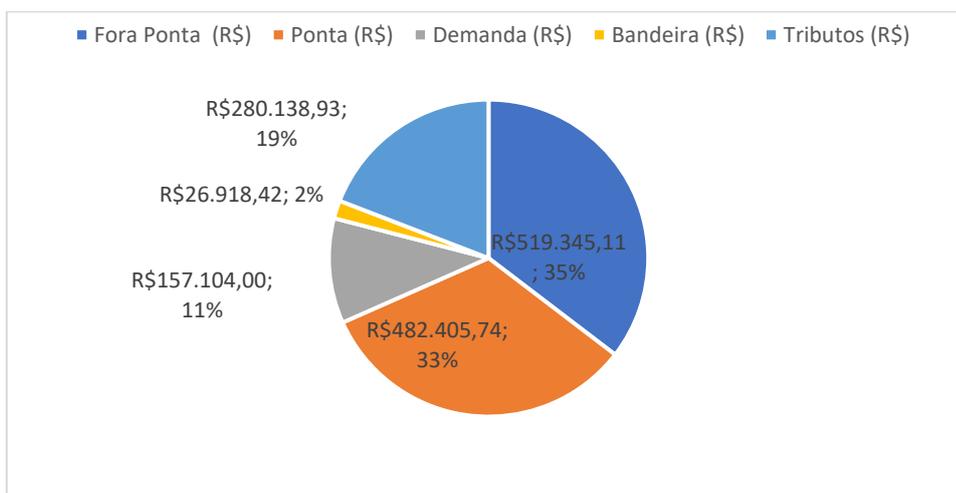
Figura 21 - Custo Total e Consumo Total



Fonte: o Autor.

A influência da demanda contratada pode ser verificada a partir do estudo do caso da faixa compreendida entre 50kW e 75kW. A Figura 22 apresenta o impacto em valor absoluto e percentual de cada parcela no custo total (5 anos) na simulação.

Figura 22 - Divisão do Custo Total para a faixa 50 a 75kW no ACR



Fonte: o Autor.

É possível observar que, se somadas, a influência da energia no horário de ponta e fora ponta atinge a 67% do custo, enquanto a demanda alcança apenas 11% do total.

Os percentuais encontrados nas demais faixas para a mesma simulação podem ser encontrados no Quadro 48.

Quadro 48 - Percentual de participação de cada linha de custo ACR

Faixas de Demanda	Fora Ponta (R\$)	Ponta (R\$)	Demanda (R\$)	Bandeira (R\$)	Tributos (R\$)	Total (R\$)
50kW - 75kW	35,43%	32,91%	10,72%	1,84%	19,11%	100,00%
75kW - 100kW	35,32%	25,83%	18,09%	1,66%	19,11%	100,00%
100kW - 125kW	30,83%	31,34%	17,27%	1,45%	19,11%	100,00%
125kW - 150kW	35,08%	30,71%	13,33%	1,77%	19,11%	100,00%
150kW - 175kW	34,90%	33,41%	10,84%	1,74%	19,11%	100,00%
175kW - 200kW	34,89%	32,29%	11,97%	1,74%	19,11%	100,00%
200kW - 225kW	37,85%	30,43%	10,69%	1,93%	19,11%	100,00%
225kW - 250kW	35,45%	33,12%	10,48%	1,84%	19,11%	100,00%
275kW - 300kW	36,98%	27,60%	14,42%	1,89%	19,11%	100,00%
Média	35,32%	31,34%	11,97%	1,77%	19,11%	100,00%

Fonte: o Autor.

Como a migração para o Mercado Livre de Energia não interfere apenas nos custos da energia e da demanda contratada, mas também permite ao consumidor a isenção da participação na dinâmica das bandeiras tarifárias, vale destacar a pequena influência deste sistema no custo total de um consumidor posicionado no ACR, cerca de 1,8%.

Sobre a linha de base, analisa-se e obtém-se os resultados referentes a uma eventual migração da unidade consumidora para o Mercado Livre de Energia. O Quadro 49 apresenta os resultados consolidados para a modalidade em questão.

Quadro 49 - Resultados consolidados ACL

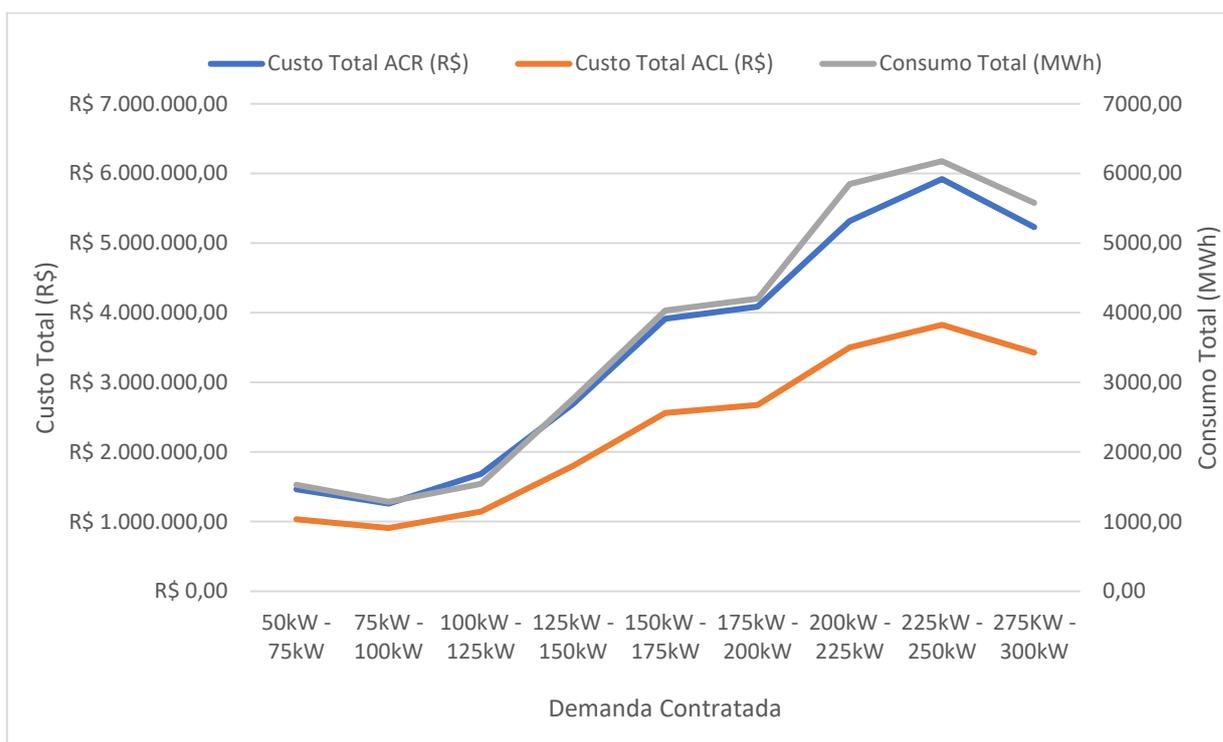
Mercado Livre de Energia					
Faixas de Demanda	Investimento Inicial (R\$)	Custo Total (R\$)	Economia (R\$)	Economia (%)	Payback (anos)
50kW - 75kW	R\$ 10.000,00	R\$ 1.033.834,63	R\$ 432.077,57	29,47%	0,14
75kW - 100kW	R\$ 10.000,00	R\$ 908.071,81	R\$ 351.392,46	27,90%	0,17
100kW - 125kW	R\$ 10.000,00	R\$ 1.144.268,52	R\$ 538.983,35	32,02%	0,11
125kW - 150kW	R\$ 10.000,00	R\$ 1.801.357,06	R\$ 889.925,54	33,07%	0,07
150kW - 175kW	R\$ 10.000,00	R\$ 2.562.720,96	R\$ 1.351.466,98	34,52%	0,05
175kW - 200kW	R\$ 10.000,00	R\$ 2.674.711,26	R\$ 1.415.408,41	34,61%	0,04
200kW - 225kW	R\$ 10.000,00	R\$ 3.502.869,75	R\$ 1.814.672,40	34,13%	0,03
225kW - 250kW	R\$ 10.000,00	R\$ 3.826.745,77	R\$ 2.093.456,41	35,36%	0,03
275kW - 300kW	R\$ 10.000,00	R\$ 3.429.956,75	R\$ 1.798.293,33	34,40%	0,03

Fonte: o Autor.

Inicia-se a análise dos resultados da migração dos perfis de consumo para o Mercado Livre de Energia através do investimento inicial. É evidente que ao definir uma perspectiva fixa do valor desprendido para adequação do sistema de medição e faturamento, a simulação potencializa o percentual de economia projetada para tal cenário. Do ponto de vista mercadológico, acredita-se que uma das principais alterações da abertura de mercado é justamente a redução do custo da adequação do Sistema de Medição e Faturamento - SMF, o que corrobora naturalmente na maior previsibilidade do investimento. O principal fator que nos permite utilizar tal premissa surge a partir da desnecessidade do aumento da demanda contratada para atingir o piso que vigora até janeiro de 2024 (500kW), o que por consequência evita a utilização de recursos financeiros para aquisição de um transformador.

A dinâmica da economia após a migração da unidade para este mercado, assim como no mercado cativo, é diretamente proporcional a quantidade de energia contratada no ACL. Isso pode ser observado no Quadro 49, através do aumento gradual do percentual de economia, e na Figura 23, em que se compara os custos totais de cada uma das modalidades, ACR e ACL, frente a quantidade de energia consumida.

Figura 23 - Custos Totais no ACR e ACL e Consumo Total



Fonte: o Autor.

Naturalmente, já que o custo de adequação de SMF é fixo, o *payback* relacionado ao investimento inicial para a migração para o ACL fica cada vez menor quanto maior o consumo da unidade consumidora, conforme é mostrado pelo Quadro 50, que relacionada a faixa de demanda com o respectivo tempo, em anos e meses, do retorno do investimento.

Quadro 50 - Estimativa do *payback* para cada perfil de consumo

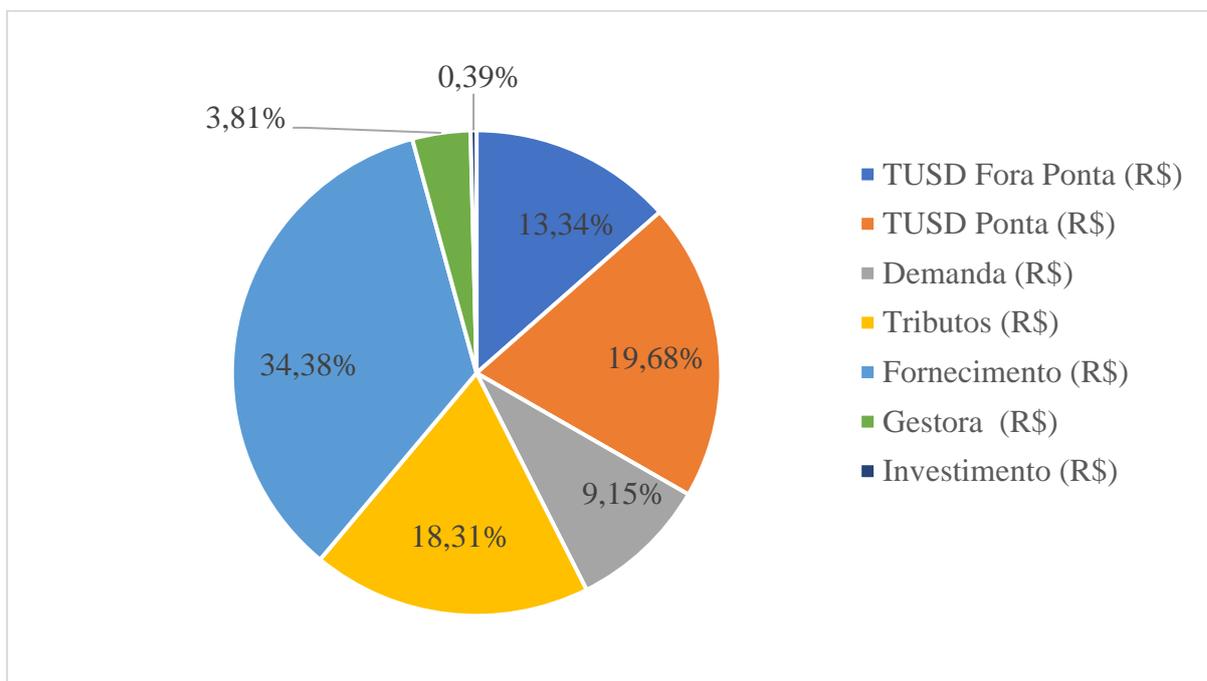
Faixas de Demanda	<i>Payback</i> Estimado (Ano)	<i>Payback</i> Estimado (Mês)
50kW - 75kW	0,142	1,71
75kW - 100kW	0,174	2,09
100kW - 125kW	0,111	1,34
125kW - 150kW	0,068	0,82
150kW - 175kW	0,045	0,54
175kW - 200kW	0,043	0,52
200kW - 225kW	0,034	0,41
225kW - 250kW	0,029	0,35
275kW - 300kW	0,034	0,41

Fonte: o Autor.

Ainda na formação de custos, o Mercado Livre apresenta proporcionalidades significativamente distintas do mercado cativo. Há o aparecimento, por exemplo, da linha de custos da gestora de energia e o destaque da linha de fornecimento de energia, devido a aquisição do insumo diretamente da empresa comercializadora, unificando os 2 postos tarifários relacionados a TE, ponta e fora de ponta.

Esta proporcionalidade pode ser observada na Figura 24, na qual apresenta-se a influência média dos valores de cada faixa de demanda e linha de custo.

Figura 24 - Divisão da média percentual dos custos totais no ACL

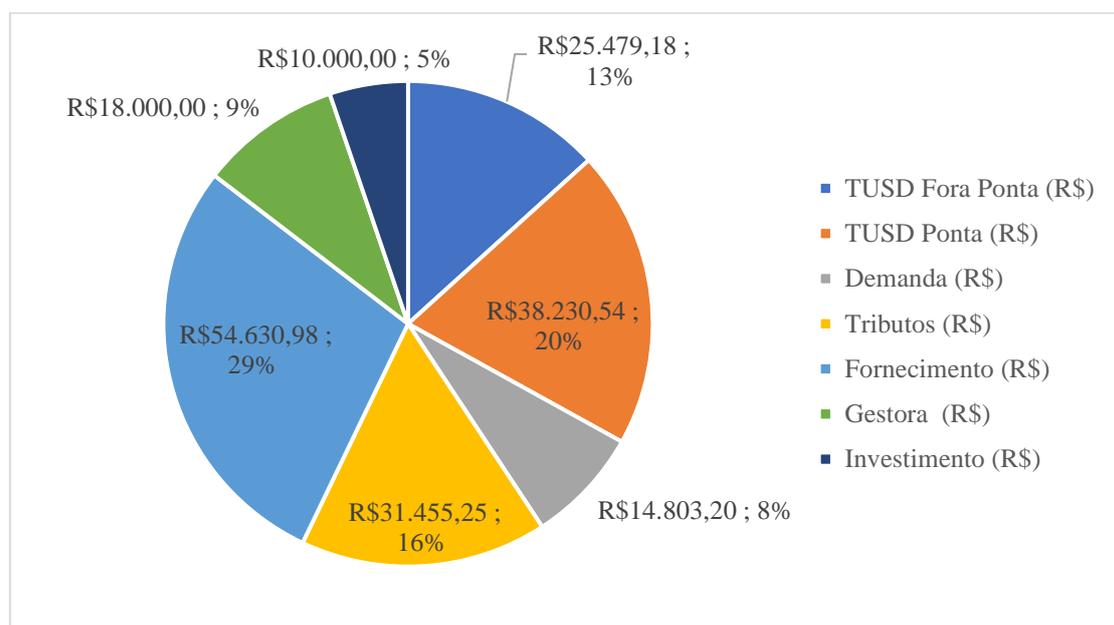


Fonte: o Autor.

A título de comparação, a influência das linhas de custo relacionadas a energia se mantém próxima dos 67% encontradas nas simulações mercado cativo. No mercado livre, esse custo é formado pelas seguintes linhas: TUSD Fora Ponta, TUSD Ponta e Fornecimento.

A fim de trazer números para uma comparação direta entre as soluções, apresenta-se na Figura 25 o caso da faixa de demanda de 50 a 75kW, da mesma forma, realizada no Mercado Cativo.

Figura 25 - Divisão do Custo Total para a faixa 50 a 75kW no ACL



Fonte: o Autor.

Neste caso, a influência da parcela de energia, comparado ao mercado cativo, é sensivelmente menor do que no mercado livre de energia. Esse resultado é consequência dos custos fixos de investimento inicial e da gestora que, para faixas e consumo de energia menores, tem maior representatividade nos custos totais. O Quadro 51 apresenta a variação da proporcionalidade das linhas de custos em questão.

Quadro 51 - Representatividade dos custos de gestão e investimento inicial no ACL

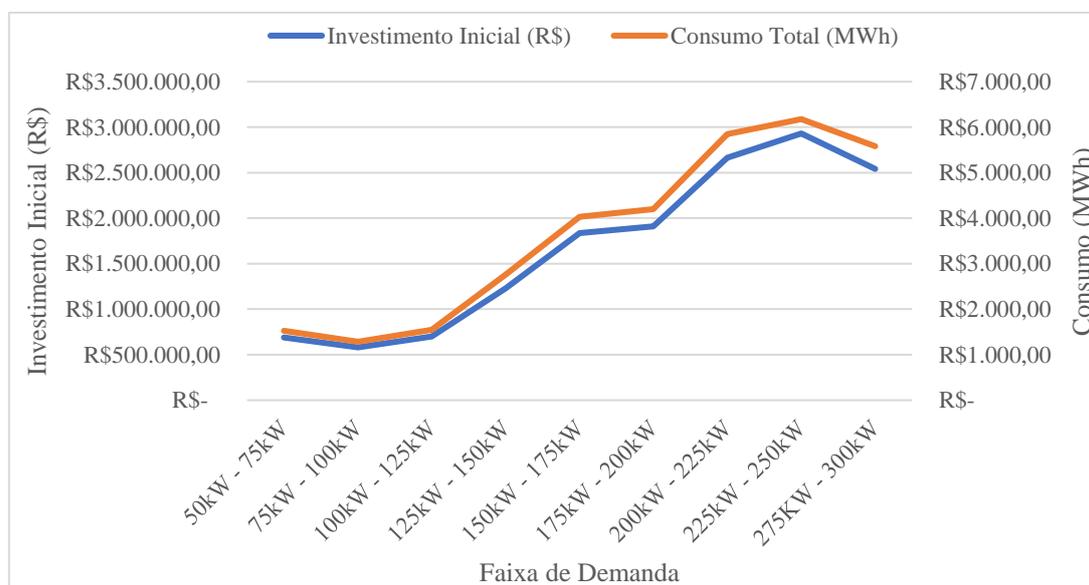
Faixas de Demanda	Gestora (%)	Investimento (%)
50kW - 75kW	9,43%	0,97%
75kW - 100kW	10,74%	1,10%
100kW - 125kW	8,52%	0,87%
125kW - 150kW	5,41%	0,56%
150kW - 175kW	3,81%	0,39%
175kW - 200kW	3,65%	0,37%
200kW - 225kW	2,78%	0,29%
225kW - 250kW	2,55%	0,26%
275KW - 300kW	2,84%	0,29%

Fonte: o Autor.

Diferentemente do Mercado Livre de Energia, a migração para uma solução solar fotovoltaica, horizonte deste estudo, tem um investimento inicial que conta com uma série de fatores e premissas para se chegar em um custo final. Para análise dos resultados das simulações da Geração Distribuída, é importante entender previamente que é realizada uma primeira análise considerando o investimento inicial e uma segunda análise sem considerar o desprendimento financeiro para a implementação de uma usina solar sobre a carga.

No tocante ao investimento inicial, destaca-se primeiro, como esperado, a diferença considerável frente aos custos para concretizar uma migração para o ACL. A começar que o investimento considera diversos fatores, como por exemplo: a potência da usina, que por sua vez depende da quantidade de carga, da localização da usina, da inclinação dos módulos, do tipo de módulo, da tecnologia, da disposição do suporte e das propriedades de ventilação. Vale ainda destacar que existe ainda o custo do serviço de instalação e frequentemente também é considerado o custo de obras de reforço nos telhados e demais ajustes, por exemplo. Apesar disso, o investimento inicial naturalmente tende a acompanhar e ser proporcional a quantidade de energia consumida pela unidade consumidora, conforme pode ser observado na Figura 26

Figura 26 - Investimento e Consumo GD

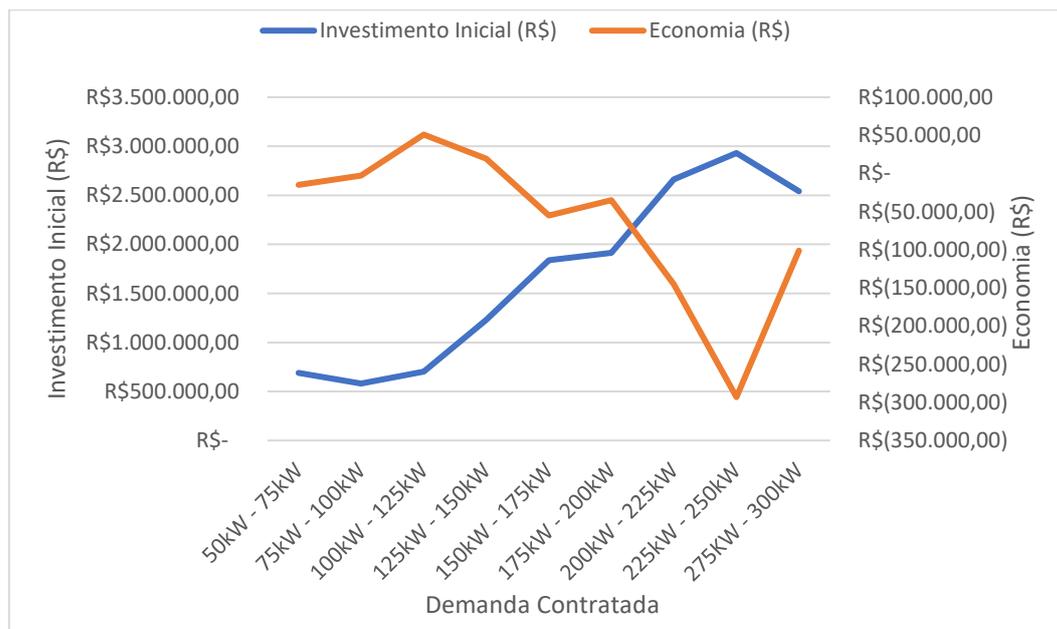


Fonte: o Autor.

Em linhas gerais, o investimento inicial é a principal condição de contorno que os agentes (fornecedores e consumidores) do setor têm para firmar contrato,

Quando se realiza uma análise entre a curva de investimento inicial e a economia, não se encontra uma relação proporcional, conforme pode-se observar na Figura 27, ou seja, não é possível criar uma relação direta e imediata entre os dois fatores.

Figura 27 - Relação entre investimento e economia



Fonte: o Autor.

Diante da Figura 27, pode-se encontrar o melhor e o pior cenário, tendo em vista as condições utilizadas neste estudo, conforme Quadro 52.

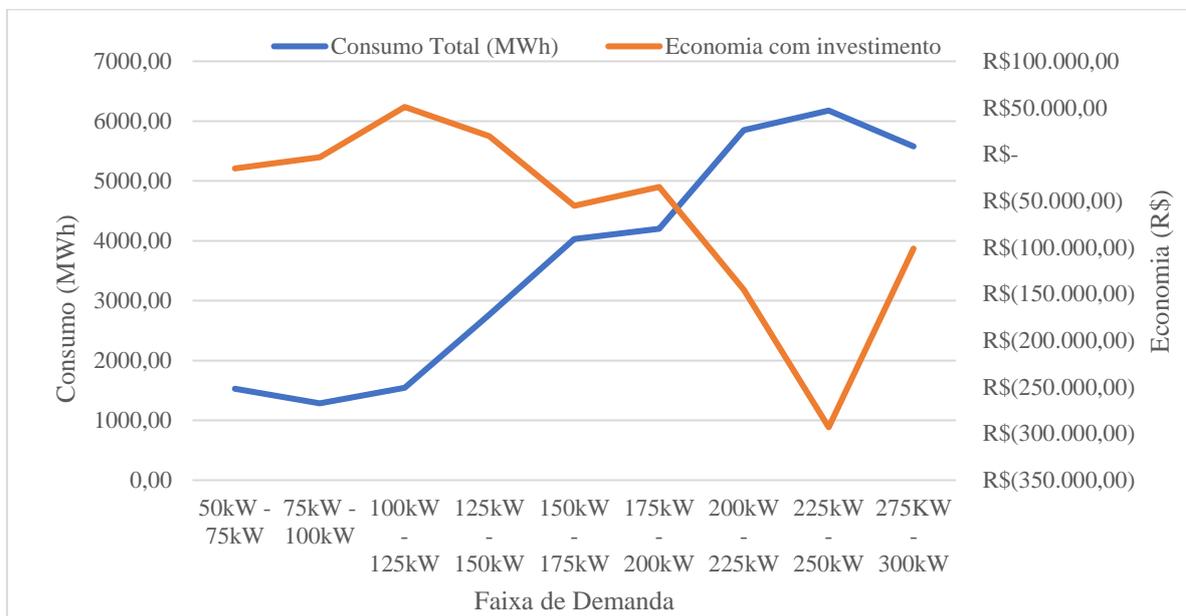
Quadro 52 - Economia sobre o investimento GD

Faixas de Demanda	Economia (R\$)	Investimento (R\$)	Economia/Investimento
50kW - 75kW	-R\$ 15.079,11	R\$ 690.300,00	-2%
75kW - 100kW	-R\$ 2.937,78	R\$ 580.560,00	-1%
100kW - 125kW	R\$ 50.975,96	R\$ 700.920,00	7%
125kW - 150kW	R\$ 19.463,68	R\$ 1.228.380,00	2%
150kW - 175kW	-R\$ 55.199,60	R\$ 1.836.960,00	-3%
175kW - 200kW	-R\$ 34.932,61	R\$ 1.911.720,00	-2%
200kW - 225kW	-R\$ 145.250,09	R\$ 2.662.880,00	-5%
225kW - 250kW	-R\$ 293.114,35	R\$ 2.930.900,00	-10%
275kW - 300kW	-R\$ 101.185,25	R\$ 2.541.840,00	-4%

Fonte: o Autor.

Ao comparar o consumo com a economia (considerando o investimento), também não é possível criar uma relação direta entre os dois fatores, conforme Figura 28.

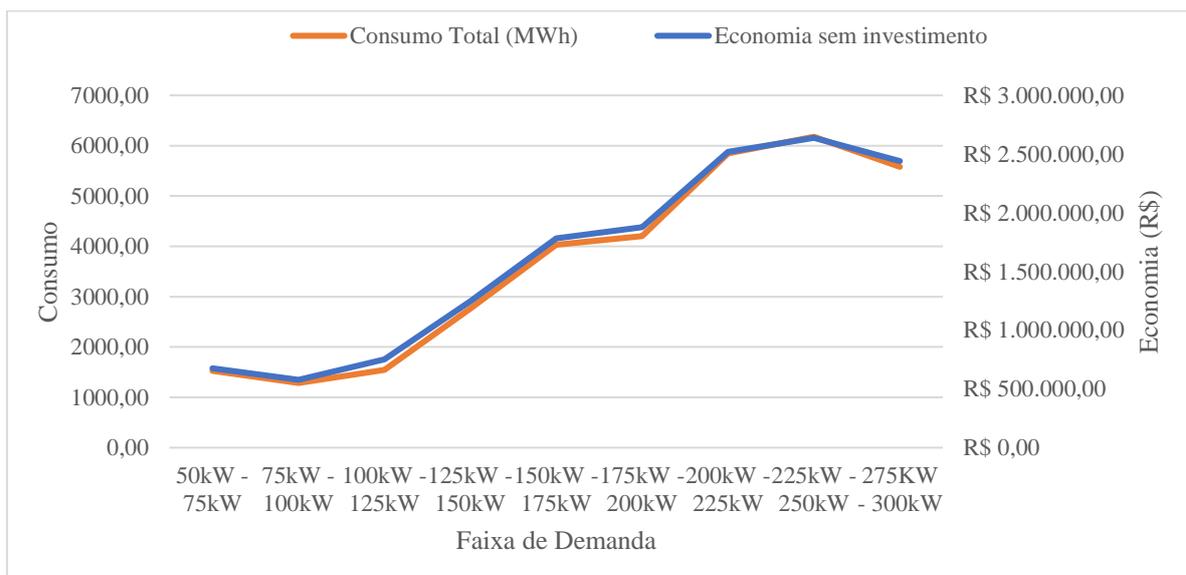
Figura 28 - Consumo e economia com investimento GD



Fonte: o Autor.

Ao desconsiderar a parcela de investimento inicial, os números referentes a economia e consumo podem ser relacionados com mais clareza, conforme pode ser visto na Figura 29.

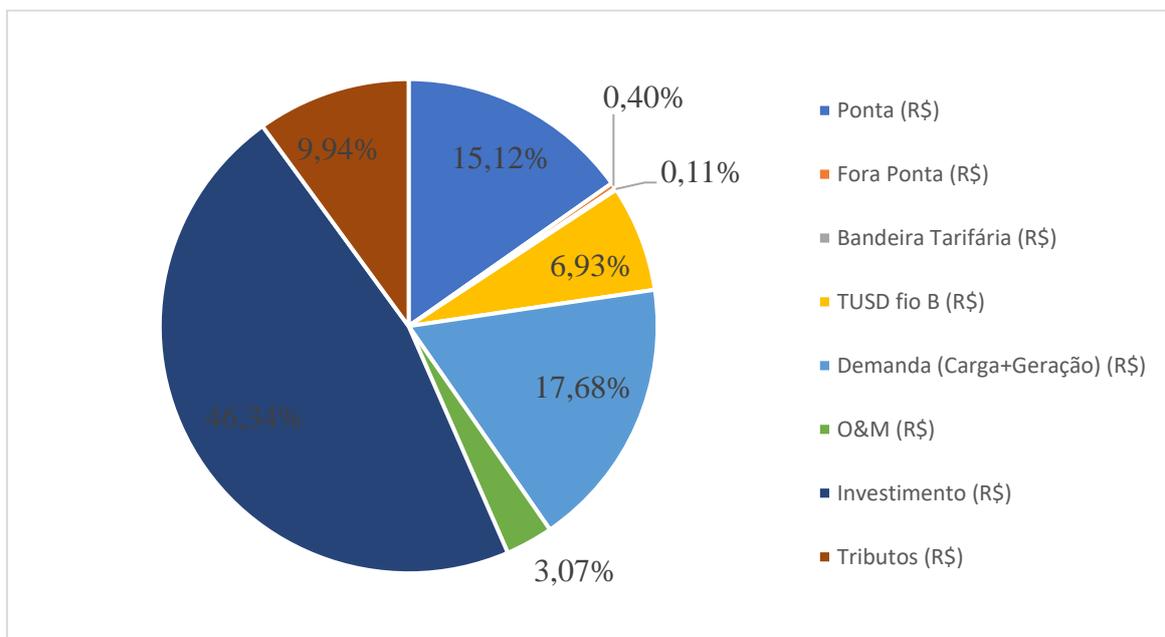
Figura 29 - Consumo e economia com investimento GD



Fonte: o Autor.

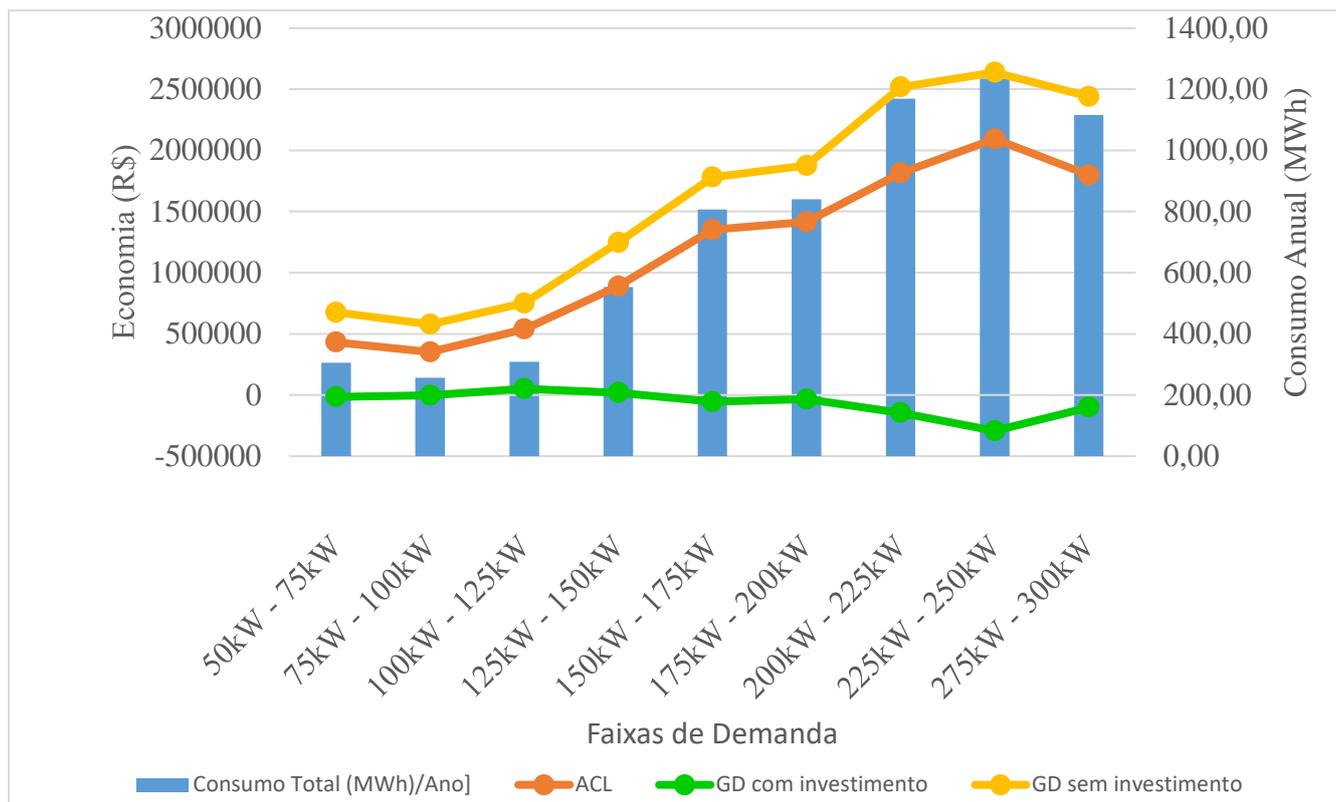
Na Figura 30, dispõe-se os percentuais de custos da Geração Distribuída. Nota-se a imensa influência do investimento inicial nos custos totais da solução. Destaca-se também, as principais alterações oriundas do Marco Legal da GD, as linhas de custo “TUSD fio B” e “Demanda (Carga + Geração), que abrange cerca de 24% do custo.

Figura 30 - Distribuição dos Custos GD



Fonte: o Autor.

Por fim, busca-se uma comparação global entre as soluções apresentadas e a relação de cada uma delas com o consumo dos perfis de consumo construídos para este estudo. A Figura 31 ilustra a Relação entre *saving* e consumo em 5 anos de cada uma das modalidades, em que pode-se resumir o comportamento de cada uma das soluções frente ao consumo, conforme análise realizada individualmente no decorrer desta seção

Figura 31 - Relação entre *saving* e consumo em 5 anos

Fonte: o Autor.

Em linhas gerais, observa-se que a solução da migração de uma unidade consumidora para o Ambiente de Contratação Livre mostra-se como a mais estável e acessível do ponto de vista de custo

Não há dúvidas que o valor despendido para arcar com o investimento inicial é uma condição de contorno a se considerar em uma eventual tomada de decisão entre as modalidades. Apesar do mercado disponibilizar algumas alternativas para o financiamento desse investimento inicial, que torna mais acessível a adesão a solução, esse movimento aumenta o custo final do projeto, por conta da taxa de juros, reduz a economia que por sua vez aumenta o *payback*.

Um aspecto a ser observado é a instabilidade política e econômica, que o país atravessa nos últimos anos, a escalada dos juros e a insegurança financeira. Esses fatores se refletem nos consumidores através do receio em assumir compromissos financeiros de longo prazo, como a solução fotovoltaica geralmente se apresenta.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, detalha-se as contribuições, conclusões e apresenta-se as sugestões de trabalhos futuros.

O Setor Elétrico Brasileiro é caracterizado por ser um dos mais complexos do mundo e o mercado de comercialização de energia elétrica não é diferente, mas apesar da maturidade do setor, a parcela do mercado referente as transações de compra e venda encontra-se parcialmente atrasada frente a outros países, como, por exemplo, Japão, Alemanha, França e Reino Unido. O Brasil precisa superar diversas amarras regulatórias e políticas para conseguir avançar neste quesito e alcançar condições comerciais mais competitivas para o seu setor produtivo.

A metodologia proposta neste estudo, busca fornecer um pequeno passo ao mercado para duas das suas principais mudanças dos últimos 20 anos, ou seja, o marco regulatório da geração distribuída e a abertura do mercado livre relaxando o critério de demanda para a migração de consumidores. O marco regulatório permite ao mercado de geração distribuída obter segurança jurídica e ajusta e uniformiza as regras da modalidade no país. Já, a abertura do mercado livre de energia admitirá mais de cem mil novas unidades consumidoras que passarão a comprar energia de forma mais eficaz e econômica.

Quando consegue-se comparar os impactos financeiros de cada mudança, mesmo que para um estado da federação, mas atendendo a realidade desse estado, cria-se uma base valiosa que potencialmente pode ser reproduzida e atender outras realidades de consumidores.

5.1 CONTRIBUIÇÃO

Este trabalho contribui para a compreensão de como as duas principais e recentes mudanças nas soluções de migração para o ACL e GD impactarão consumidores do Grupo A que possuam entre 50kW e 300kW de demanda contratada, localizados na Bahia.

Pode ser utilizado tanto para consumidores localizados na área de concessão da Coelba, quanto para empresas que atuam diretamente nesta região e demais agentes interessados, os quais tenham uma base de informações suficiente para replicar a mesma análise em suas respectivas áreas de interesse.

A metodologia desenvolvida pode ser utilizada na criação de novos produtos com soluções mistas, associadas a outros mercados paralelos conectados ao B2B.

5.2 CONCLUSÃO

A análise da aplicação da metodologia, para a comparação entre a abertura do mercado livre de energia e o marco legal da geração distribuída, para consumidores atendidos pela COELBA e com demanda contratada entre 50kW e 300kW, evidenciou que a migração para o mercado livre de energia mostra-se como a solução mais apropriada entre ACR e GD, podendo ser expandida e replicada para outros consumidores com características similares e localizados em outras distribuidoras com perfis semelhantes ao da COELBA

5.3 TRABALHOS FUTUROS

Além das contribuições indicadas, as investigações revelaram alguns tópicos para pesquisa, listados a seguir.

1. Replicar essa análise para outras distribuidoras do país.
2. Ampliar a pesquisa, considerando um número maior de consumidores.
3. Complementar a metodologia com opções de financiamento para detalhar as possibilidades de acesso à solução solar fotovoltaica.
4. Automatizar os modelos financeiros visando a sua aplicação para uso comercial.

REFERÊNCIAS

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 1.009, de 22 de março de 2022a. 116 folhas. Estabelece as regras atinentes à contratação de energia pelos agentes nos ambientes de contratação regulado e livre. Disponível em: < <https://in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.009-de-22-de-marco-de-2022-389604484>>. Acesso em: 16 de Abr. 2022

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 1000, de 7 de dezembro de 2021. 306 folhas. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Disponível em: < <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>>. Acesso em: 11 Abr. 2023

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa Aneel 482, de 17 de abril de 2012. 14 folhas. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 16 de Abr. 2022

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Resolução Normativa 265, de 13 de agosto de 1998. 3 Folhas. Estabelece as condições para o Exercício da Atividade de Comercialização de energia elétrica. Disponível em: < http://www.zonaeletrica.com.br/legislacao/resolucoes/res_aneel/1998/1998_RESOLUC_AO_ANEEL_N265.pdf>. Acesso em: 17 de Abr 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Sobre Bandeiras Tarifárias. Publicado em 24/02/2022 08h02 e atualizado em 04/04/2023 11h13. 2023 Disponível em: < <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>>. Acesso em 7 abr 2023

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Submódulo 7.1. 2022b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_7_1_V2_5C.pdf> Acesso em 10 abr 2023

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Custo de Energia que chega aos consumidores. Publicado em 24/02/2022 09h01. 2022c. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>> Acesso em 10 abr 2023

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Publicação inicial dos redutores da TUSD e TE para a aplicação da Lei n. 14.300/2022. 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjYzNTcxYmEtZjUwNC00YjE0LWE1NWMTNjc2ZDUxZDM5YzJlIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>> Acesso em 4 Abr 2023.

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL). Cartilha Mercado Livre De Energia Elétrica. 2016a. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>. Acesso em: 29 dez 2022

Banco Central do Brasil, Relatório de Mercado - 17/03/2023 - março 2023. 2023. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>>. Acesso em 21 mar. 2023

BRASIL, Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 5 abr. 2023

BRASIL, Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022a. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. Diário Oficial da União: Edição: 5 | Seção: 1 | Página: 4. Brasília, Disponível em:<<https://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>> Acesso em: 15 abr. 2022

BRASIL, Portaria 50, de 28 de setembro de 2022b. Permite aos consumidores do mercado de alta tensão comprar energia elétrica de qualquer supridor. Diário Oficial da União: Edição: 185 | Seção: 1 | Página: 188. Brasília, Disponível em:<<https://in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-50/gm/mme-de-27-desetembro-de-2022-432279937>> Acesso em: 05 abr 2023

BRASIL, Lei nº 14527, de 21 de dezembro de 2022c. Dispõe sobre a dispensa de créditos tributários do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS, decorrentes do descumprimento da condição prevista no art. 1º da Lei nº 13.564, de 20 de junho de 2016, para fruição de benefícios e incentivos fiscais ou financeiros que resultem em redução do valor a ser pago do ICMS, e dá outras providências. Diário Oficial do Estado. Categoria: Leis Ordinárias Número do Ato: 14527. Disponível em:<<http://www.legislabahia.ba.gov.br/documentos/lei-no-14527-de-21-de-dezembrode2022>> Acesso em: 05 abr 2023

BRASIL, Lei Complementar nº194, de 23 de junho de 2022d. Altera a Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966 (Código Tributário Nacional), e a Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996 (Lei Kandir), para considerar bens e serviços essenciais os relativos aos combustíveis, à energia elétrica, às comunicações e ao transporte coletivo, e as Leis Complementares nºs 192, de 11 de março de 2022, e 159, de 19 de maio de 2017. Disponível em:<https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp194.htm> Acesso em: 05 abr 2023.

BRASIL, Portaria nº 514, de 27 de dezembro de 2018. Edição: 249 | Seção: 1 | Página: 443. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-514-de-27-de-dezembro-de-2018-57218754>> Acesso em: 11 abr. 2022

BRASIL, Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019. Edição: 242, Seção: 1, Página: 156. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>> Acesso em: 11 abr. 2022.

BORDINHÃO, A. B. Gestão de Energia no Segmento Empresarial: a geração distribuída compara as opções contratuais de suprimento. 84 folhas. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Pampa, Rio Grande do Sul, Bagé, 2021.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Proposta conceitual para a Abertura do Mercado. 2021a. 33 folhas. Nota Técnica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/ccee-finaliza-primeira-parte-do-estudo-com-propostas-para-abertura-total-do-mercado-livre-de-energia>>.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Potencial de liberação de mercado – Grupos tarifários A e B não residencial. 18/11/ 2021b 20 folhas. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/post/2022/02/Consumidores-grupo-A_B_V1_Vers%C3%A3o-site-3.pdf>.

CLARKE ENERGIA. O que é TE e TUSD na conta de luz? Publicado em 3 de dezembro, 2020. Disponível em <https://clarke.com.br/o-que-e-te-e-tusd-na-conta-de-luz/> Acesso em 10 abr. 2023

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). Tarifas, Preços e Tributos. 2023. Disponível em: <https://clientescorporativos.neoenergiacoelba.com.br/informacoes/Paginas/tarifas-precos-e-tributos.aspx>. Acesso em: 6 de abr 2023.

EDP. ICMS, PIS e COFINS. 2023 Disponível em: <<https://www.edp.com.br/icms-pis-e-cofins/>>. Acesso em 6 de abr 2023.

ELETRISIA. Entenda como a Lei 14300, do Marco Legal da Geração Distribuída, está impulsionando o mercado, 2022. Disponível em:< <https://eletrisa.com.br/entenda-como-a-lei-14300-esta-impulsionando-o-mercado/>> Acesso: 2 de jan 2023.

ENERGES. Pagamento da TUSD G pela Lei 14.300. 2022. Disponível em < <https://energes.com.br/tusdg/>>. Acesso em 10 Abr. 2023.

ESCHER CONSULTORIA. Abraceel. Potencial de Participantes no Mercado Livre no Brasil. São Paulo: Escher, 2021.

EY Brasil/ABRACEEL. Avaliação dos cenários possíveis para abertura organizada do setor elétrico brasileiro. 2022. 68 Folhas.

GREENER. Análise do Marco Legal da Geração Distribuída Sancionado o PL 5.829/2019 que institui o Marco Legal da MMGD. 2022. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/analise-do-marco-legal-da-geracao-distribuida-lei-14-300-2022/>. Acesso em 10 abr. 2023.

GREENER. Estudo Estratégico de Geração Distribuída. Mercado Fotovoltaico. Fevereiro/2023. Disponível em <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2-semester/>. Acesso em 25 mar. 2023.

INPE/CCST/LABREN. Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2ª Edição. São José dos Campos, 2017. 80 folhas.

Instituto Acende Brasil. Abertura do Mercado Sustentável para Todos, 2021. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/artigo/abertura-do-mercado-sustentavel-para-todos/> Acesso: 29 de dez 2022.

Lucchese, F. C; Ansemimi, F; Martins, C. C. Sperandio, M. Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. 10 Folhas. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. 2018.

Miro. Plataforma visual colaborativa, 2023. Disponível em: <https://miro.com/pt/>. Acesso em 31 de mar. 2023.

NASCIMENTO, Adriana de Souza. Energia solar fotovoltaica: estudo e viabilidade no nordeste brasileiro. 145 folhas. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal da Paraíba. João Pessoa, 2015.

NEITZKE, L. Ambiente de contratação livre de energia elétrica no Brasil: breve histórico e validação de estudos de viabilidade. 2021. 24 folhas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

OLIVEIRA, D. R. Análise da viabilidade de migração de consumidores de energia elétrica para o mercado livre. 122 folhas. Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, Florianópolis, 2019.

OLIVEIRA, L. B. Z. Electricity costreduction analysis of a company considering regulated, non-regulated market and solar PV installation. 41 folhas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019.

Portal Solar. Geração distribuída de energia (GD): o que é, regras, benefícios e como fazer parte, 2022. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/geracao-distribuida-de-energia.html>. Acesso em 2 jan. 2023.

PEREIRA, E., A., S. Análise de viabilidade da adesão ao ambiente de contratação livre e autoconsumo em geração fotovoltaica. 65 folhas Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.

RAMOS DA SILVA, Filipe Guilherme. Análise e levantamento da composição tarifária brasileira. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2013.

RIBEIRO, L. G. Estudo da Migração de Consumidores do Subgrupo B1 para o Mercado Livre – Uma Abordagem do Consumidor e da Distribuidora. 50 folhas. Projeto de Diplomação do Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2018.

ROVARIS, Natália W. Migração de Consumidor com Demanda Contratada Inferior a 500kW para o Ambiente de Contratação Livre Considerando o PLD Horário. 62 folhas, Projeto de Diplomação do Curso de Engenharia Elétrica Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2021.

SILVA, B. M. Comparação entre Geração de Energia Fotovoltaica e Migração para o Mercado Livre de Energia para uma Indústria de Médio Porte. 41 folhas. Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

SCHROER, T. Estudo da Lei 14300 e o Impacto Financeiro aos Prosumidores Rurais Considerando uma Distribuidora na Região Sul. Projeto de Diplomação do curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

THYMOS ENERGIA. Abraceel. Abertura integral do mercado brasileiro de energia elétrica: apontamentos relevantes. São Paulo, 2021. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wpcontent/uploads/post/2020/11/20210313_ABRACEEL_Abertura_Mercado_Brasileiro_Energia_Eletrica.pdf> Acesso em: 15 abr. 2022.

Apêndice A

Este apêndice contém a lista das 95 unidades consumidoras existentes e posicionadas no mercado livre de energia, que foram coletadas na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e utilizadas para a criação dos 10 perfis de consumos utilizados neste estudo.

Faixa de Demanda: 50kW - 75kW	
Nome da Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
RONDELLI - LOJA 02	413,052434
B607 TODO DIA Santo Amaro	341,017818
B539 TODO DIA Cruz das Almas	333,706167
B505 TODO DIA Castelo Branco	331,979181
RONDELLI - LOJA 125	331,33893
B616 TODO DIA Serrinha	310,861193
B624 TODO DIA Vera Cruz	306,584573
B636 TODO DIA Mata de Sao Joao	306,532673
B633 TODO DIA SaoGoncalo dos Campos	296,189753
B618 TODO DIA Valenca	295,042271
B625 TODO DIA Esplanada	292,34602
B620 TODO DIA Simoes Filho	285,6548
B613 TODO DIA Tomba	282,261093
B637 TODO DIA Muritiba	276,31794
B634 TODO DIA Entre Rios	270,022747
B626 TODO DIA Pojuca	267,5162
B541 TODO DIA StoAntonio de Jesus	255,357737
Amer 52	145,586022
VIA SUL JEEP BAHIA	94,720672
B7458 (B) CD Salvador (Cehort)	49,917549
Faixa de Demanda: 75kW - 100kW	
Nome da Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
B648 TODO DIA Conceicao do Coite	511,804132

B512 SUPER Liberdade	396,762603
Amer 111	228,468407
AMER 402	213,909005
AMER 479	212,863937
MAGAZINE LUIZA - LOJA 771	130,245833
MAGAZINE LUIZA - LOJA 850	104,631701
Faixa de Demanda: 100kW - 125kW	
Nome da Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
Arraial - UC 3837372	817,968324
Loja 35 - Eunápolis BR 367	579,273253
B586 TODO DIA Dias Davila	512,285999
Loja 39 - Porto Import	444,763981
RCHLO - CAMACARI - LOJA 303	370,928718
RONDELLI - LOJA 124	287,763631
M922 - Paulo Afonso	285,067092
RCHLO - VITORIA DA CONQUISTA - LOJA 107	268,543549
AMER 455	254,414273
M892 - São Marcos	249,700542
Amer 271	249,166891
BAHIANA GAS - SALVADOR	242,126086
Amer 365	196,809138
Amer 489	194,496816
Amer 416	189,546095
Faixa de Demanda: 125kW - 150kW	
Nome da Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
RMIX COM. DE GEN.ALIM.LTDA - BURAQUINHO	947,718407
HIPERIDEAL Vila Laura	912,576311
RMIX COM. DE GEN. ALIM. LTDA - HORTO	899,859651
RMIX COM. DE GEN. ALIM. LTDA - ONDINA	834,787631
RMIX COM. DE GEN. ALIM. LTDA - AMAZONAS	829,971879
B559 TODO DIA Pernambues	724,273693

B562 SUPER Itaigara	717,636591
ATAKAREJO LOJA 7 UC 5226394	574,862214
RONDELLI - LOJA 122	507,424393
Eurovia Iguatemi	440,69958
Eurovia Lauro de Freitas	379,875064
M618 - Shopping Jequitiba	350,499361
Amer 350	339,789924
B531 TODO DIA Sussuarana	318,358412
AMER 453	312,708287
M894 - Salvador	311,829364
M567 - Senhor dos Passos	300,287017
Loja 15 - ADM Eunápolis	247,056255
Faixa de Demanda: 150kW - 175kW	
Nome da Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
B565 SUPER Camacari	1885,080725
B518 SUPER Nazare	991,251459
CENCOSUD LOJA 036	945,408513
Calçados Pegada - Sapeaçu	784,507834
B503 SUPER Politeama	736,521035
RENNER LOJA 198	404,890916
M561 - Sete de Setembro BA	355,587911
Amer 347	347,353909
Faixa de Demanda: 175kW - 200kW	
Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
Matriz - UC 3801727	1196,969323
RMIX COM. DE GENEROS ALIM. LTDA - ITAPUA	1142,87053
B598 SUPER Candeias	998,150178
Multi Frios - Filial	733,453244
RONDELLI - LOJA 04	726,778897
RONDELLI - LOJA 10	588,252633
RNR374 - Shop Jequitibá Itabuna	494,568189

Faixa de Demanda: 200kW - 225kW	
Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
50 UNF - EEAT III - CAIXA I (22520555)	1941,490177
S269 MAXXI Vitoria da Conquista	1339,332321
RMIX COM.DE GENEROS ALIM.LTDA - VITORIA	1271,638115
BOMPREGO B571 - BARRA AVENIDA	1224,481688
ATAKAREJO LOJA 4 UC 5225308	1191,05218
RONDELLI - LOJA 01	853,65586
RCHLO - TEIXEIRA DE FREITAS - LOJA 244	365,520235
Faixa de Demanda: 225kW - 250kW	
Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
RMIX COM.DE GENEROS ALIM. LTDA - IMBUI	1578,950538
CBD - COSTA AZUL SALVADOR - 1697	1298,99318
BOMPREGO B529 - ITAPARICA BA	1209,968967
BOMPREGO B589 PLATAFORMA - SALVADOR BA	1132,534281
B556 SUPER Boca do Rio	956,522125
Faixa de Demanda: 250kW - 275kW	
Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
C&A MODAS NE ITB497	549,429034
C&A MODAS NE VCO437	546,002694
Faixa de Demanda: 275kW - 300kW	
Unidade Consumidora	Consumo Total (MWh)
BOMPREGO B554 R VERMELHO - SALVADOR BA	1775,037905
S240 MAXXI Pau da Lima	1366,771937
HIPERIDEAL Parque Shopping	1205,927916
BOMPREGO B524 IAPI - SALVADOR BA	925,101378
HIPERIDEAL Corredor Vitória	764,670955
C&A MODAS LTDA. - FEC755	657,862552

Apêndice B

Este apêndice apresenta os resultados anuais das simulações encontrados para as faixas de demanda entre 75kW e 300kW, que não foram expostas no Capítulo 4.

- 75 a 100kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$70.805,65	R\$85.563,81	R\$94.652,87	R\$97.117,53	R\$96.676,18	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$58.447,25	R\$63.169,08	R\$66.236,32	R\$67.568,34	R\$69.880,69	R\$325.301,67
Demanda (R\$)	R\$42.929,28	R\$45.309,60	R\$45.501,00	R\$45.974,28	R\$48.086,64	R\$227.800,80
Bandeira (R\$)	R\$4.171,89	R\$4.171,89	R\$4.171,89	R\$4.171,89	R\$4.171,89	R\$20.859,45
Tributos (R\$)	R\$41.663,65	R\$46.828,15	R\$49.745,29	R\$50.754,07	R\$51.695,14	R\$240.686,30
Total (R\$)	R\$218.017,72	R\$245.042,53	R\$260.307,37	R\$265.586,11	R\$270.510,53	R\$1.259.464,27

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 21.753,58	R\$ 22.144,22	R\$ 22.585,76	R\$ 22.731,33	R\$ 22.223,72	R\$ 111.438,61
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 26.173,81	R\$ 27.533,03	R\$ 28.349,79	R\$ 28.841,69	R\$ 30.094,97	R\$ 140.993,30
Demanda (R\$)	R\$ 21.464,64	R\$ 22.654,80	R\$ 22.750,50	R\$ 22.987,14	R\$ 24.043,32	R\$ 113.900,40
Tributos (R\$)	R\$ 27.244,78	R\$ 29.421,21	R\$ 31.208,59	R\$ 31.339,63	R\$ 33.773,06	R\$ 152.987,27
Fornecimento (R\$)	R\$ 45.929,77	R\$ 52.202,17	R\$ 58.413,81	R\$ 58.094,36	R\$ 66.592,74	R\$ 281.232,85
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 170.566,59	R\$ 172.695,24	R\$ 182.779,09	R\$ 184.243,64	R\$ 197.787,26	R\$ 908.071,81

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 28.557,06	R\$ 33.745,98	R\$ 36.807,93	R\$ 37.762,95	R\$ 39.454,78	R\$ 176.328,71
Fora Ponta (R\$)	R\$ 808,97	R\$ 1.360,54	R\$ 1.689,89	R\$ 1.940,29	R\$ 2.134,19	R\$ 7.933,89
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 166,33	R\$ 204,40	R\$ 213,63	R\$ 219,64	R\$ 231,42	R\$ 1.035,42
TUSD fio B (R\$)	R\$ 6.966,77	R\$ 9.977,21	R\$ 13.130,21	R\$ 13.054,79	R\$ 20.685,79	R\$ 63.814,77
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 50.460,17	R\$ 53.258,06	R\$ 53.483,04	R\$ 54.039,34	R\$ 56.522,26	R\$ 267.762,88
O&M (R\$)	R\$ 6.966,72	R\$ 7.315,06	R\$ 7.680,81	R\$ 8.064,85	R\$ 8.468,09	R\$ 38.495,53
Investimento (R\$)	R\$ 580.560,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 580.560,00
Tributos (R\$)	R\$ 21.277,49	R\$ 24.112,61	R\$ 25.771,20	R\$ 26.185,28	R\$ 29.124,28	R\$ 126.470,86
Total (R\$)	R\$ 695.763,51	R\$ 129.973,87	R\$ 138.776,71	R\$ 141.267,15	R\$ 156.620,81	R\$ 1.262.402,05

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 28.557,06	R\$ 33.745,98	R\$ 36.807,93	R\$ 37.762,95	R\$ 39.454,78	R\$ 176.328,71
Fora Ponta (R\$)	R\$ 808,97	R\$ 1.360,54	R\$ 1.689,89	R\$ 1.940,29	R\$ 2.134,19	R\$ 7.933,89
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 166,33	R\$ 204,40	R\$ 213,63	R\$ 219,64	R\$ 231,42	R\$ 1.035,42
TUSD fio B (R\$)	R\$ 6.966,77	R\$ 9.977,21	R\$ 13.130,21	R\$ 13.054,79	R\$ 20.685,79	R\$ 63.814,77
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 50.460,17	R\$ 53.258,06	R\$ 53.483,04	R\$ 54.039,34	R\$ 56.522,26	R\$ 267.762,88
O&M (R\$)	R\$ 6.966,72	R\$ 7.315,06	R\$ 7.680,81	R\$ 8.064,85	R\$ 8.468,09	R\$ 38.495,53
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 21.277,49	R\$ 24.112,61	R\$ 25.771,20	R\$ 26.185,28	R\$ 29.124,28	R\$ 126.470,86
Total (R\$)	R\$ 115.203,51	R\$ 129.973,87	R\$ 138.776,71	R\$ 141.267,15	R\$ 156.620,81	R\$ 681.842,05

- 100 a 125kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$82.541,14	R\$99.780,33	R\$110.432,42	R\$113.344,77	R\$112.835,66	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$94.791,00	R\$102.419,06	R\$107.430,66	R\$109.587,90	R\$113.330,09	R\$527.558,71
Demanda (R\$)	R\$54.771,84	R\$57.808,80	R\$58.053,00	R\$58.656,84	R\$61.351,92	R\$290.642,40
Bandeira (R\$)	R\$4.888,69	R\$4.888,69	R\$4.888,69	R\$4.888,69	R\$4.888,69	R\$24.443,44
Tributos (R\$)	R\$55.989,52	R\$62.581,89	R\$66.340,13	R\$67.680,47	R\$69.081,00	R\$321.673,01
Total (R\$)	R\$292.982,18	R\$327.478,76	R\$347.144,90	R\$354.158,67	R\$361.487,36	R\$1.683.251,87

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 25.362,91	R\$ 25.856,10	R\$ 26.348,88	R\$ 26.534,89	R\$ 25.939,03	R\$ 130.041,80
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 41.763,79	R\$ 43.950,77	R\$ 45.271,01	R\$ 46.062,39	R\$ 48.105,21	R\$ 225.153,16
Demanda (R\$)	R\$ 27.385,92	R\$ 28.904,40	R\$ 29.026,50	R\$ 29.328,42	R\$ 30.675,96	R\$ 145.321,20
Tributos (R\$)	R\$ 35.373,95	R\$ 38.147,42	R\$ 40.368,87	R\$ 40.580,37	R\$ 43.654,35	R\$ 198.124,96
Fornecimento (R\$)	R\$ 55.218,38	R\$ 62.759,29	R\$ 70.227,13	R\$ 69.843,08	R\$ 80.060,13	R\$ 338.108,01
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 213.104,94	R\$ 218.357,77	R\$ 230.713,03	R\$ 232.598,63	R\$ 249.494,14	R\$ 1.144.268,52

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 40.376,47	R\$ 46.290,58	R\$ 51.219,21	R\$ 53.079,53	R\$ 55.871,47	R\$ 246.837,26
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.118,69	R\$ 1.691,16	R\$ 1.978,15	R\$ 2.135,95	R\$ 2.221,88	R\$ 9.145,83
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 192,30	R\$ 214,71	R\$ 219,98	R\$ 223,39	R\$ 231,55	R\$ 1.081,93
TUSD fio B (R\$)	R\$ 12.694,12	R\$ 19.069,21	R\$ 25.100,16	R\$ 25.134,28	R\$ 39.040,12	R\$ 121.037,88
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 62.721,11	R\$ 66.198,84	R\$ 66.478,48	R\$ 67.169,96	R\$ 70.256,19	R\$ 332.824,59
O&M (R\$)	R\$ 8.411,04	R\$ 8.831,59	R\$ 9.273,17	R\$ 9.736,83	R\$ 10.223,67	R\$ 46.476,31
Investimento (R\$)	R\$ 700.920,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 700.920,00
Tributos (R\$)	R\$ 28.653,08	R\$ 32.656,54	R\$ 35.478,10	R\$ 36.150,28	R\$ 41.014,12	R\$ 173.952,11
Total (R\$)	R\$ 855.086,81	R\$ 174.952,63	R\$ 189.747,26	R\$ 193.630,22	R\$ 218.858,99	R\$ 1.632.275,91

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 40.376,47	R\$ 46.290,58	R\$ 51.219,21	R\$ 53.079,53	R\$ 55.871,47	R\$ 246.837,26
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.118,69	R\$ 1.691,16	R\$ 1.978,15	R\$ 2.135,95	R\$ 2.221,88	R\$ 9.145,83
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 192,30	R\$ 214,71	R\$ 219,98	R\$ 223,39	R\$ 231,55	R\$ 1.081,93
TUSD fio B (R\$)	R\$ 12.694,12	R\$ 19.069,21	R\$ 25.100,16	R\$ 25.134,28	R\$ 39.040,12	R\$ 121.037,88
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 62.721,11	R\$ 66.198,84	R\$ 66.478,48	R\$ 67.169,96	R\$ 70.256,19	R\$ 332.824,59
O&M (R\$)	R\$ 8.411,04	R\$ 8.831,59	R\$ 9.273,17	R\$ 9.736,83	R\$ 10.223,67	R\$ 46.476,31
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 28.653,08	R\$ 32.656,54	R\$ 35.478,10	R\$ 36.150,28	R\$ 41.014,12	R\$ 173.952,11
Total (R\$)	R\$ 154.166,81	R\$ 174.952,63	R\$ 189.747,26	R\$ 193.630,22	R\$ 218.858,99	R\$ 931.355,91

- 125 a 150kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$150.729,19	R\$181.890,99	R\$200.827,17	R\$205.788,25	R\$204.809,38	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$148.482,55	R\$160.703,18	R\$168.216,18	R\$171.623,17	R\$177.558,02	R\$826.583,08
Demanda (R\$)	R\$67.601,28	R\$71.349,60	R\$71.651,00	R\$72.396,28	R\$75.722,64	R\$358.720,80
Bandeira (R\$)	R\$9.524,78	R\$9.524,78	R\$9.524,78	R\$9.524,78	R\$9.524,78	R\$47.623,91
Tributos (R\$)	R\$88.909,80	R\$100.044,44	R\$106.364,27	R\$108.517,30	R\$110.474,00	R\$514.309,82
Total (R\$)	R\$465.247,60	R\$523.512,99	R\$556.583,40	R\$567.849,79	R\$578.088,82	R\$2.691.282,59

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 46.280,50	R\$ 46.836,53	R\$ 47.936,34	R\$ 48.127,41	R\$ 47.076,74	R\$ 236.257,52
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 64.751,15	R\$ 68.289,05	R\$ 70.211,66	R\$ 71.496,84	R\$ 74.756,46	R\$ 349.505,16
Demanda (R\$)	R\$ 33.800,64	R\$ 35.674,80	R\$ 35.825,50	R\$ 36.198,14	R\$ 37.861,32	R\$ 179.360,40
Tributos (R\$)	R\$ 57.560,28	R\$ 62.158,17	R\$ 66.064,86	R\$ 66.339,30	R\$ 71.573,37	R\$ 323.695,98
Fornecimento (R\$)	R\$ 98.809,11	R\$ 112.302,98	R\$ 125.666,12	R\$ 124.978,89	R\$ 143.261,52	R\$ 605.018,62
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 329.201,68	R\$ 344.001,32	R\$ 365.175,13	R\$ 367.390,06	R\$ 395.588,87	R\$ 1.801.357,06

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 56.032,09	R\$ 73.631,86	R\$ 84.144,16	R\$ 84.977,76	R\$ 95.092,92	R\$ 393.878,80
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.059,50	R\$ 1.906,58	R\$ 2.286,38	R\$ 2.547,48	R\$ 2.772,89	R\$ 10.572,84
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 470,17	R\$ 556,12	R\$ 575,96	R\$ 588,50	R\$ 614,66	R\$ 2.805,41
TUSD fio B (R\$)	R\$ 21.626,35	R\$ 29.716,83	R\$ 37.620,78	R\$ 40.194,91	R\$ 55.910,45	R\$ 185.069,31
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 94.586,98	R\$ 99.831,58	R\$ 100.253,30	R\$ 101.296,09	R\$ 105.950,29	R\$ 501.918,24
O&M (R\$)	R\$ 14.740,56	R\$ 15.477,59	R\$ 16.251,47	R\$ 17.064,04	R\$ 17.917,24	R\$ 81.450,90
Investimento (R\$)	R\$ 1.228.380,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.228.380,00
Tributos (R\$)	R\$ 42.519,87	R\$ 50.317,41	R\$ 55.024,53	R\$ 56.180,45	R\$ 63.701,16	R\$ 267.743,42
Total (R\$)	R\$ 1.459.415,52	R\$ 271.437,98	R\$ 296.156,58	R\$ 302.849,22	R\$ 341.959,61	R\$ 2.671.818,92

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 56.032,09	R\$ 73.631,86	R\$ 84.144,16	R\$ 84.977,76	R\$ 95.092,92	R\$ 393.878,80
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.059,50	R\$ 1.906,58	R\$ 2.286,38	R\$ 2.547,48	R\$ 2.772,89	R\$ 10.572,84
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 470,17	R\$ 556,12	R\$ 575,96	R\$ 588,50	R\$ 614,66	R\$ 2.805,41
TUSD fio B (R\$)	R\$ 21.626,35	R\$ 29.716,83	R\$ 37.620,78	R\$ 40.194,91	R\$ 55.910,45	R\$ 185.069,31
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 94.586,98	R\$ 99.831,58	R\$ 100.253,30	R\$ 101.296,09	R\$ 105.950,29	R\$ 501.918,24
O&M (R\$)	R\$ 14.740,56	R\$ 15.477,59	R\$ 16.251,47	R\$ 17.064,04	R\$ 17.917,24	R\$ 81.450,90
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 42.519,87	R\$ 50.317,41	R\$ 55.024,53	R\$ 56.180,45	R\$ 63.701,16	R\$ 267.743,42
Total (R\$)	R\$ 231.035,52	R\$ 271.437,98	R\$ 296.156,58	R\$ 302.849,22	R\$ 341.959,61	R\$ 1.443.438,92

- 150 a 175kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$218.333,67	R\$263.352,48	R\$290.588,47	R\$297.640,76	R\$296.204,40	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$234.898,22	R\$254.398,95	R\$266.076,31	R\$271.483,34	R\$280.917,28	R\$1.307.774,10
Demanda (R\$)	R\$79.937,28	R\$84.369,60	R\$84.726,00	R\$85.607,28	R\$89.540,64	R\$424.180,80
Bandeira (R\$)	R\$13.620,73	R\$13.620,73	R\$13.620,73	R\$13.620,73	R\$13.620,73	R\$68.103,63
Tributos (R\$)	R\$129.179,11	R\$145.468,99	R\$154.746,47	R\$157.898,18	R\$160.716,87	R\$748.009,63
Total (R\$)	R\$675.969,01	R\$761.210,75	R\$809.757,98	R\$826.250,29	R\$840.999,91	R\$3.914.187,93

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 67.024,95	R\$ 67.701,16	R\$ 69.369,22	R\$ 69.590,26	R\$ 68.082,38	R\$ 341.767,97
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 101.765,38	R\$ 107.429,80	R\$ 110.374,68	R\$ 112.435,47	R\$ 117.634,72	R\$ 549.640,05
Demanda (R\$)	R\$ 39.968,64	R\$ 42.184,80	R\$ 42.363,00	R\$ 42.803,64	R\$ 44.770,32	R\$ 212.090,40
Tributos (R\$)	R\$ 83.369,47	R\$ 90.041,07	R\$ 95.777,99	R\$ 96.184,35	R\$ 103.821,36	R\$ 469.194,23
Fornecimento (R\$)	R\$ 144.127,66	R\$ 163.810,47	R\$ 183.302,57	R\$ 182.300,15	R\$ 208.968,07	R\$ 882.508,92
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 464.256,11	R\$ 489.907,09	R\$ 520.658,11	R\$ 523.563,35	R\$ 564.336,30	R\$ 2.562.720,96

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 86.927,48	R\$ 124.013,80	R\$ 139.132,55	R\$ 146.981,51	R\$ 162.250,54	R\$ 659.305,88
Fora Ponta (R\$)	R\$ 194,39	R\$ 677,07	R\$ 841,35	R\$ 960,04	R\$ 1.067,33	R\$ 3.740,18
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 351,70	R\$ 504,25	R\$ 549,66	R\$ 569,43	R\$ 630,09	R\$ 2.605,13
TUSD fio B (R\$)	R\$ 34.651,76	R\$ 44.620,54	R\$ 56.871,60	R\$ 59.279,15	R\$ 80.351,23	R\$ 275.774,27
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 127.005,35	R\$ 134.047,48	R\$ 134.613,73	R\$ 136.013,92	R\$ 142.263,29	R\$ 673.943,78
O&M (R\$)	R\$ 22.043,52	R\$ 23.145,70	R\$ 24.302,98	R\$ 25.518,13	R\$ 26.794,04	R\$ 121.804,36
Investimento (R\$)	R\$ 1.836.960,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.836.960,00
Tributos (R\$)	R\$ 60.958,13	R\$ 74.350,24	R\$ 81.237,04	R\$ 84.123,12	R\$ 94.585,40	R\$ 395.253,93
Total (R\$)	R\$ 2.169.092,33	R\$ 401.359,07	R\$ 437.548,91	R\$ 453.445,31	R\$ 507.941,93	R\$ 3.969.387,54

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 86.927,48	R\$ 124.013,80	R\$ 139.132,55	R\$ 146.981,51	R\$ 162.250,54	R\$ 659.305,88
Fora Ponta (R\$)	R\$ 194,39	R\$ 677,07	R\$ 841,35	R\$ 960,04	R\$ 1.067,33	R\$ 3.740,18
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 351,70	R\$ 504,25	R\$ 549,66	R\$ 569,43	R\$ 630,09	R\$ 2.605,13
TUSD fio B (R\$)	R\$ 34.651,76	R\$ 44.620,54	R\$ 56.871,60	R\$ 59.279,15	R\$ 80.351,23	R\$ 275.774,27
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 127.005,35	R\$ 134.047,48	R\$ 134.613,73	R\$ 136.013,92	R\$ 142.263,29	R\$ 673.943,78
O&M (R\$)	R\$ 22.043,52	R\$ 23.145,70	R\$ 24.302,98	R\$ 25.518,13	R\$ 26.794,04	R\$ 121.804,36
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 60.958,13	R\$ 74.350,24	R\$ 81.237,04	R\$ 84.123,12	R\$ 94.585,40	R\$ 395.253,93
Total (R\$)	R\$ 332.132,33	R\$ 401.359,07	R\$ 437.548,91	R\$ 453.445,31	R\$ 507.941,93	R\$ 2.132.427,54

- 175 a 200kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$227.763,16	R\$274.901,63	R\$303.597,55	R\$311.150,86	R\$309.679,53	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$237.241,60	R\$256.712,64	R\$268.784,67	R\$274.222,66	R\$283.690,50	R\$1.320.652,08
Demanda (R\$)	R\$92.273,28	R\$97.389,60	R\$97.801,00	R\$98.818,28	R\$103.358,64	R\$489.640,80
Bandeira (R\$)	R\$14.220,70	R\$14.220,70	R\$14.220,70	R\$14.220,70	R\$14.220,70	R\$71.103,51
Tributos (R\$)	R\$135.016,58	R\$151.961,81	R\$161.690,43	R\$164.999,96	R\$167.961,79	R\$781.630,55
Total (R\$)	R\$706.515,32	R\$795.186,38	R\$846.094,35	R\$863.412,46	R\$878.911,15	R\$4.090.119,66

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 69.938,88	R\$ 70.833,81	R\$ 72.463,95	R\$ 72.776,28	R\$ 71.182,69	R\$ 357.195,61
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 102.802,60	R\$ 108.427,48	R\$ 111.507,46	R\$ 113.550,27	R\$ 118.763,86	R\$ 555.051,67
Demanda (R\$)	R\$ 46.136,64	R\$ 48.694,80	R\$ 48.900,50	R\$ 49.409,14	R\$ 51.679,32	R\$ 244.820,40
Tributos (R\$)	R\$ 87.188,45	R\$ 94.178,24	R\$ 100.137,79	R\$ 100.567,60	R\$ 108.523,73	R\$ 490.595,82
Fornecimento (R\$)	R\$ 150.173,53	R\$ 170.681,98	R\$ 190.991,74	R\$ 189.947,27	R\$ 217.733,85	R\$ 919.528,38
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 484.240,10	R\$ 511.556,12	R\$ 543.472,09	R\$ 546.500,03	R\$ 588.942,91	R\$ 2.674.711,26

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 87.812,15	R\$ 124.631,83	R\$ 132.843,89	R\$ 140.725,87	R\$ 156.563,65	R\$ 642.577,39
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.164,31	R\$ 2.030,58	R\$ 2.549,42	R\$ 2.945,58	R\$ 3.296,07	R\$ 11.985,96
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 603,78	R\$ 727,56	R\$ 757,70	R\$ 777,72	R\$ 815,57	R\$ 3.682,33
TUSD fio B (R\$)	R\$ 34.937,51	R\$ 45.065,21	R\$ 60.811,30	R\$ 61.707,40	R\$ 86.206,49	R\$ 288.727,90
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 137.458,63	R\$ 145.080,37	R\$ 145.693,22	R\$ 147.208,66	R\$ 153.972,39	R\$ 729.413,26
O&M (R\$)	R\$ 22.940,64	R\$ 24.087,67	R\$ 25.292,06	R\$ 26.556,66	R\$ 27.884,49	R\$ 126.761,52
Investimento (R\$)	R\$ 1.911.720,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 1.911.720,00
Tributos (R\$)	R\$ 64.101,25	R\$ 77.695,65	R\$ 83.842,10	R\$ 86.462,58	R\$ 98.082,33	R\$ 410.183,92
Total (R\$)	R\$ 2.260.738,27	R\$ 419.318,87	R\$ 451.789,69	R\$ 466.384,46	R\$ 526.820,98	R\$ 4.125.052,27

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 87.812,15	R\$ 124.631,83	R\$ 132.843,89	R\$ 140.725,87	R\$ 156.563,65	R\$ 642.577,39
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.164,31	R\$ 2.030,58	R\$ 2.549,42	R\$ 2.945,58	R\$ 3.296,07	R\$ 11.985,96
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 603,78	R\$ 727,56	R\$ 757,70	R\$ 777,72	R\$ 815,57	R\$ 3.682,33
TUSD fio B (R\$)	R\$ 34.937,51	R\$ 45.065,21	R\$ 60.811,30	R\$ 61.707,40	R\$ 86.206,49	R\$ 288.727,90
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 137.458,63	R\$ 145.080,37	R\$ 145.693,22	R\$ 147.208,66	R\$ 153.972,39	R\$ 729.413,26
O&M (R\$)	R\$ 22.940,64	R\$ 24.087,67	R\$ 25.292,06	R\$ 26.556,66	R\$ 27.884,49	R\$ 126.761,52
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 64.101,25	R\$ 77.695,65	R\$ 83.842,10	R\$ 86.462,58	R\$ 98.082,33	R\$ 410.183,92
Total (R\$)	R\$ 349.018,27	R\$ 419.318,87	R\$ 451.789,69	R\$ 466.384,46	R\$ 526.820,98	R\$ 2.213.332,27

- 200 a 225kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$321.328,41	R\$387.757,69	R\$428.122,68	R\$438.696,32	R\$436.609,19	R\$519.345,11
Ponta (R\$)	R\$290.600,65	R\$314.756,39	R\$329.164,74	R\$335.857,11	R\$347.536,40	R\$1.617.915,28
Demanda (R\$)	R\$107.076,48	R\$113.013,60	R\$113.491,00	R\$114.671,48	R\$119.940,24	R\$568.192,80
Bandeira (R\$)	R\$20.545,24	R\$20.545,24	R\$20.545,24	R\$20.545,24	R\$20.545,24	R\$102.726,18
Tributos (R\$)	R\$174.718,87	R\$197.522,23	R\$210.575,21	R\$214.933,20	R\$218.444,09	R\$1.016.193,60
Total (R\$)	R\$914.269,64	R\$1.033.595,14	R\$1.101.898,87	R\$1.124.703,34	R\$1.143.075,15	R\$5.317.542,15

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 98.661,74	R\$ 99.844,65	R\$ 102.190,66	R\$ 102.596,94	R\$ 100.357,35	R\$ 503.651,34
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 125.629,83	R\$ 132.648,86	R\$ 136.270,48	R\$ 138.824,74	R\$ 145.267,91	R\$ 678.641,82
Demanda (R\$)	R\$ 53.538,24	R\$ 56.506,80	R\$ 56.745,50	R\$ 57.335,74	R\$ 59.970,12	R\$ 284.096,40
Tributos (R\$)	R\$ 115.027,93	R\$ 124.412,00	R\$ 132.557,93	R\$ 133.053,29	R\$ 143.807,50	R\$ 648.858,66
Fornecimento (R\$)	R\$ 209.060,92	R\$ 237.611,34	R\$ 265.885,15	R\$ 264.431,11	R\$ 303.113,62	R\$ 1.280.102,13
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 629.918,66	R\$ 669.763,45	R\$ 713.120,37	R\$ 716.491,30	R\$ 773.575,96	R\$ 3.502.869,75

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 111.835,16	R\$ 137.312,66	R\$ 153.382,30	R\$ 163.647,10	R\$ 185.227,92	R\$ 751.405,14
Fora Ponta (R\$)	R\$ 3.150,12	R\$ 5.309,42	R\$ 6.223,84	R\$ 6.795,14	R\$ 7.262,71	R\$ 28.741,24
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.099,26	R\$ 1.329,33	R\$ 1.390,73	R\$ 1.422,65	R\$ 1.506,51	R\$ 6.748,48
TUSD fio B (R\$)	R\$ 41.816,18	R\$ 60.533,46	R\$ 78.636,72	R\$ 79.645,76	R\$ 110.059,37	R\$ 370.691,48
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 179.038,34	R\$ 188.965,56	R\$ 189.763,80	R\$ 191.737,63	R\$ 200.547,32	R\$ 950.052,65
O&M (R\$)	R\$ 31.954,56	R\$ 33.552,29	R\$ 35.229,90	R\$ 36.991,40	R\$ 38.840,97	R\$ 176.569,12
Investimento (R\$)	R\$ 2.662.880,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.662.880,00
Tributos (R\$)	R\$ 82.443,37	R\$ 96.270,76	R\$ 105.066,38	R\$ 108.455,47	R\$ 123.468,15	R\$ 515.704,13
Total (R\$)	R\$ 3.114.216,99	R\$ 523.273,47	R\$ 569.693,67	R\$ 588.695,15	R\$ 666.912,95	R\$ 5.462.792,24

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 111.835,16	R\$ 137.312,66	R\$ 153.382,30	R\$ 163.647,10	R\$ 185.227,92	R\$ 751.405,14
Fora Ponta (R\$)	R\$ 3.150,12	R\$ 5.309,42	R\$ 6.223,84	R\$ 6.795,14	R\$ 7.262,71	R\$ 28.741,24
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.099,26	R\$ 1.329,33	R\$ 1.390,73	R\$ 1.422,65	R\$ 1.506,51	R\$ 6.748,48
TUSD fio B (R\$)	R\$ 41.816,18	R\$ 60.533,46	R\$ 78.636,72	R\$ 79.645,76	R\$ 110.059,37	R\$ 370.691,48
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 179.038,34	R\$ 188.965,56	R\$ 189.763,80	R\$ 191.737,63	R\$ 200.547,32	R\$ 950.052,65
O&M (R\$)	R\$ 31.954,56	R\$ 33.552,29	R\$ 35.229,90	R\$ 36.991,40	R\$ 38.840,97	R\$ 176.569,12
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 82.443,37	R\$ 96.270,76	R\$ 105.066,38	R\$ 108.455,47	R\$ 123.468,15	R\$ 515.704,13
Total (R\$)	R\$ 451.336,99	R\$ 523.273,47	R\$ 569.693,67	R\$ 588.695,15	R\$ 666.912,95	R\$ 2.799.912,24

- 225 a 250kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$335.524,27	R\$404.632,05	R\$446.365,83	R\$457.119,54	R\$454.900,66	R\$2.098.542,35
Ponta (R\$)	R\$352.129,64	R\$381.611,21	R\$398.808,08	R\$406.939,08	R\$421.147,99	R\$1.960.636,00
Demanda (R\$)	R\$116.945,28	R\$123.429,60	R\$123.951,00	R\$125.240,28	R\$130.994,64	R\$620.560,80
Bandeira (R\$)	R\$21.819,96	R\$21.819,96	R\$21.819,96	R\$21.819,96	R\$21.819,96	R\$109.099,82
Tributos (R\$)	R\$195.241,52	R\$220.065,18	R\$234.110,73	R\$238.876,83	R\$243.068,94	R\$1.131.363,21
Total (R\$)	R\$1.021.660,68	R\$1.151.558,00	R\$1.225.055,60	R\$1.249.995,70	R\$1.271.932,20	R\$5.920.202,18

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 102.992,39	R\$ 103.950,61	R\$ 106.560,96	R\$ 106.865,75	R\$ 104.557,30	R\$ 524.927,02
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 151.963,42	R\$ 160.557,48	R\$ 164.839,66	R\$ 167.970,62	R\$ 175.818,80	R\$ 821.149,99
Demanda (R\$)	R\$ 58.472,64	R\$ 61.714,80	R\$ 61.975,50	R\$ 62.620,14	R\$ 65.497,32	R\$ 310.280,40
Tributos (R\$)	R\$ 126.216,69	R\$ 136.363,87	R\$ 145.109,28	R\$ 145.710,43	R\$ 157.351,79	R\$ 710.752,06
Fornecimento (R\$)	R\$ 220.822,07	R\$ 250.978,65	R\$ 280.843,07	R\$ 279.307,22	R\$ 320.165,90	R\$ 1.352.116,91
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 688.467,21	R\$ 732.305,21	R\$ 778.799,12	R\$ 782.723,65	R\$ 844.450,57	R\$ 3.826.745,77

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 132.359,81	R\$ 191.761,91	R\$ 216.726,85	R\$ 231.638,88	R\$ 257.441,45	R\$ 1.029.928,90
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.480,23	R\$ 2.944,12	R\$ 3.502,96	R\$ 3.863,68	R\$ 4.179,86	R\$ 15.970,86
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.248,81	R\$ 1.540,79	R\$ 1.605,65	R\$ 1.638,50	R\$ 1.728,76	R\$ 7.762,51
TUSD fio B (R\$)	R\$ 51.454,01	R\$ 65.219,39	R\$ 84.642,13	R\$ 89.351,76	R\$ 120.942,20	R\$ 411.609,49
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 191.417,43	R\$ 202.031,05	R\$ 202.884,48	R\$ 204.994,79	R\$ 214.413,59	R\$ 1.015.741,34
O&M (R\$)	R\$ 35.170,80	R\$ 36.929,34	R\$ 38.775,81	R\$ 40.714,60	R\$ 42.750,33	R\$ 194.340,87
Investimento (R\$)	R\$ 2.930.900,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.930.900,00
Tributos (R\$)	R\$ 92.480,58	R\$ 113.410,06	R\$ 124.632,41	R\$ 130.046,16	R\$ 146.493,35	R\$ 607.062,55
Total (R\$)	R\$ 3.436.511,67	R\$ 613.836,67	R\$ 672.770,29	R\$ 702.248,36	R\$ 787.949,53	R\$ 6.213.316,52

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 132.359,81	R\$ 191.761,91	R\$ 216.726,85	R\$ 231.638,88	R\$ 257.441,45	R\$ 1.029.928,90
Fora Ponta (R\$)	R\$ 1.480,23	R\$ 2.944,12	R\$ 3.502,96	R\$ 3.863,68	R\$ 4.179,86	R\$ 15.970,86
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.248,81	R\$ 1.540,79	R\$ 1.605,65	R\$ 1.638,50	R\$ 1.728,76	R\$ 7.762,51
TUSD fio B (R\$)	R\$ 51.454,01	R\$ 65.219,39	R\$ 84.642,13	R\$ 89.351,76	R\$ 120.942,20	R\$ 411.609,49
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 191.417,43	R\$ 202.031,05	R\$ 202.884,48	R\$ 204.994,79	R\$ 214.413,59	R\$ 1.015.741,34
O&M (R\$)	R\$ 35.170,80	R\$ 36.929,34	R\$ 38.775,81	R\$ 40.714,60	R\$ 42.750,33	R\$ 194.340,87
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 92.480,58	R\$ 113.410,06	R\$ 124.632,41	R\$ 130.046,16	R\$ 146.493,35	R\$ 607.062,55
Total (R\$)	R\$ 505.611,67	R\$ 613.836,67	R\$ 672.770,29	R\$ 702.248,36	R\$ 787.949,53	R\$ 3.282.416,52

- 275 a 300kW

Para esta faixa de demanda, apresenta-se os resultados anuais para cada simulação.

Mercado Cativo de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
Fora Ponta (R\$)	R\$309.003,78	R\$372.698,49	R\$411.213,37	R\$421.172,36	R\$419.136,48	R\$1.933.224,48
Ponta (R\$)	R\$258.985,32	R\$281.781,79	R\$293.048,71	R\$299.142,99	R\$309.892,36	R\$1.442.851,17
Demanda (R\$)	R\$142.110,72	R\$149.990,40	R\$150.624,00	R\$152.190,72	R\$159.183,36	R\$754.099,20
Bandeira (R\$)	R\$19.789,11	R\$19.789,11	R\$19.789,11	R\$19.789,11	R\$19.789,11	R\$98.945,53
Tributos (R\$)	R\$172.436,26	R\$194.731,37	R\$206.642,01	R\$210.804,74	R\$214.515,31	R\$999.129,69
Total (R\$)	R\$902.325,19	R\$1.018.991,16	R\$1.081.317,20	R\$1.103.099,91	R\$1.122.516,61	R\$5.228.250,08

Mercado Livre de Energia

Descrição	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
TUSD Fora Ponta (R\$)	R\$ 94.857,08	R\$ 95.792,90	R\$ 98.165,97	R\$ 98.469,67	R\$ 96.337,89	R\$ 483.623,51
TUSD Ponta (R\$)	R\$ 111.895,81	R\$ 118.695,10	R\$ 121.326,03	R\$ 123.820,60	R\$ 129.773,84	R\$ 605.511,38
Demanda (R\$)	R\$ 71.055,36	R\$ 74.995,20	R\$ 75.312,00	R\$ 76.095,36	R\$ 79.591,68	R\$ 377.049,60
Tributos (R\$)	R\$ 112.755,14	R\$ 121.948,69	R\$ 129.578,73	R\$ 130.097,15	R\$ 140.545,12	R\$ 634.924,83
Fornecimento (R\$)	R\$ 199.462,18	R\$ 226.701,75	R\$ 253.677,40	R\$ 252.290,12	R\$ 289.196,58	R\$ 1.221.328,03
Gestora (R\$)	R\$ 18.000,00	R\$ 18.739,80	R\$ 19.470,65	R\$ 20.249,48	R\$ 21.059,46	R\$ 97.519,39
Investimento (R\$)	R\$ 10.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 10.000,00
Total (R\$)	R\$ 618.025,58	R\$ 656.873,43	R\$ 697.530,79	R\$ 701.022,38	R\$ 756.504,57	R\$ 3.429.956,75

Geração Distribuída

Descrição	Com Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 87.940,05	R\$ 130.406,36	R\$ 150.168,58	R\$ 161.926,94	R\$ 177.011,69	R\$ 707.453,62
Fora Ponta (R\$)	R\$ 4.014,40	R\$ 5.958,11	R\$ 6.691,77	R\$ 7.024,84	R\$ 7.394,30	R\$ 31.083,42
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.250,27	R\$ 1.452,13	R\$ 1.510,71	R\$ 1.540,96	R\$ 1.624,72	R\$ 7.378,78
TUSD fio B (R\$)	R\$ 40.020,28	R\$ 52.514,47	R\$ 67.195,89	R\$ 69.722,34	R\$ 99.429,18	R\$ 328.882,17
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 193.990,20	R\$ 204.746,46	R\$ 205.611,37	R\$ 207.750,04	R\$ 217.295,44	R\$ 1.029.393,51
O&M (R\$)	R\$ 30.502,08	R\$ 32.027,18	R\$ 33.628,54	R\$ 35.309,97	R\$ 37.075,47	R\$ 168.543,25
Investimento (R\$)	R\$ 2.541.840,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ 2.541.840,00
Tributos (R\$)	R\$ 80.064,11	R\$ 96.668,89	R\$ 105.502,15	R\$ 109.609,60	R\$ 123.015,85	R\$ 514.860,59
Total (R\$)	R\$ 2.979.621,38	R\$ 523.773,60	R\$ 570.309,00	R\$ 592.884,69	R\$ 662.846,65	R\$ 5.329.435,33

Descrição	Sem Investimento Inicial					
	2024	2025	2026	2027	2028	Total
Ponta (R\$)	R\$ 87.940,05	R\$ 130.406,36	R\$ 150.168,58	R\$ 161.926,94	R\$ 177.011,69	R\$ 707.453,62
Fora Ponta (R\$)	R\$ 4.014,40	R\$ 5.958,11	R\$ 6.691,77	R\$ 7.024,84	R\$ 7.394,30	R\$ 31.083,42
Bandeira Tarifária (R\$)	R\$ 1.250,27	R\$ 1.452,13	R\$ 1.510,71	R\$ 1.540,96	R\$ 1.624,72	R\$ 7.378,78
TUSD fio B (R\$)	R\$ 40.020,28	R\$ 52.514,47	R\$ 67.195,89	R\$ 69.722,34	R\$ 99.429,18	R\$ 328.882,17
Demanda (Carga+Geração) (R\$)	R\$ 193.990,20	R\$ 204.746,46	R\$ 205.611,37	R\$ 207.750,04	R\$ 217.295,44	R\$ 1.029.393,51
O&M (R\$)	R\$ 30.502,08	R\$ 32.027,18	R\$ 33.628,54	R\$ 35.309,97	R\$ 37.075,47	R\$ 168.543,25
Investimento (R\$)	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Tributos (R\$)	R\$ 80.064,11	R\$ 96.668,89	R\$ 105.502,15	R\$ 109.609,60	R\$ 123.015,85	R\$ 514.860,59
Total (R\$)	R\$ 437.781,38	R\$ 523.773,60	R\$ 570.309,00	R\$ 592.884,69	R\$ 662.846,65	R\$ 2.787.595,33