



UNILAB

UNIVERSIDADE DA INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL DA LUSOFONIA AFRO-
BRASILEIRA

INSTITUTO DE ENGENHARIAS E DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL
ENGENHARIA DE ENERGIAS

DEYVID ANDERSON CAETANO DE SOUSA

GESTÃO DE ENERGIA APLICADA A UNIDADES CONSUMIDORAS
ENQUADRADAS NO SUBGRUPO A4 SOB A PERSPECTIVA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

REDENÇÃO - CE

2023

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira
Sistema de Bibliotecas da UNILAB
Catalogação de Publicação na Fonte.

Sousa, Deyvid Anderson Caetano de.

S725g

Gestão de energia aplicada a unidades consumidoras enquadradas no subgrupo a4 sob a perspectiva de geração distribuída no Estado do Ceará / Deyvid Anderson Caetano de Sousa. - Redenção, 2023.
50fl: il.

Monografia - Curso de Engenharia de Energias, Instituto de Engenharias e Desenvolvimento Sustentável, Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, Redenção, 2023.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Janaina Barbosa Almada.

1. Energia elétrica - distribuição. 2. Energia elétrica - consumo. 3. Energia - custo. I. Título

CE/UF/BSCA

CDD 621.312

DEYVID ANDERSON CAETANO DE SOUSA

GESTÃO DE ENERGIA APLICADA A UNIDADES CONSUMIDORAS
ENQUADRADAS NO SUBGRUPO A4 SOB A PERSPECTIVA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

Monografia apresentada como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias na Universidade de Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, UNILAB – Campus das Auroras.

Orientadora: Prof^a. M^a. Janaina Barbosa Almada

REDENÇÃO - CE

2023

DEYVID ANDERSON CAETANO DE SOUSA

GESTÃO DE ENERGIA APLICADA A UNIDADES CONSUMIDORAS
ENQUADRADAS NO SUBGRUPO A4 SOB A PERSPECTIVA DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA NO ESTADO DO CEARÁ

Monografia apresentada como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energias na Universidade de Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira, UNILAB– Campus das Auroras.

Aprovado em: 28/06/2023

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. M^a. Janaina Barbosa Almada (Orientadora)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

Prof. M^o. Humberto Ícaro Pinto Fontinele

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

Prof. Dr. Hermínio Miguel de Oliveira Filho

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira – UNILAB

AGRADECIMENTOS

Agradeço minha família por todo o incentivo e apoio ao longo da minha jornada acadêmica, em especial minha mãe Solange. Um agradecimento especial ao meu pai, Pedro, que apesar de não estar mais conosco sempre foi meu maior exemplo.

Agradeço também à Prof^a. M^a. Janaina Barbosa Almada pela orientação e significativas contribuições, que tornaram possível o desenvolvimento deste trabalho.

Um agradecimento especial aos amigos Wagner, Natália, Kevin, Itamar, Davi, Larissa, Wanderson, Jandson e Simão pela cumplicidade, parceria e apoio durante todo o processo de graduação.

Por fim, agradeço a todos os colegas de universidade que de alguma forma contribuíram com meu crescimento pessoal e acadêmico.

RESUMO

Ao longo dos anos, o setor elétrico brasileiro passou por importantes mudanças. O aumento histórico no preço da energia tornou este insumo uma das principais despesas do consumidor brasileiro e contribuiu para a inserção e expansão da geração distribuída no país. Tendo em vista a flexibilidade na forma como a energia elétrica é utilizada, o objetivo deste trabalho é realizar a gestão de energia elétrica de três unidades consumidoras reais com diferentes perfis de consumo e enquadradas no grupo A no estado do Ceará. Para isso, foi determinada a demanda contratada ideal a partir de três métodos. Além disso, foi analisado também qual modalidade tarifária representa os menores custos ao consumidor, considerando também o cenário de geração distribuída, para dessa forma auxiliar com a tomada de decisões acerca de tais relações contratuais. Por fim foi investigado os impactos da Ren 1.059/23 no custo final ao consumidor pertencente ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica - SCEE. A partir dos resultados deste trabalho foi possível concluir que a gestão de energia é uma prática importante que pode contribuir com a redução de custos com a fatura de energia, e que é de fundamental importância a constante análise do perfil de consumo da unidade consumidora.

Palavras-chave: Geração distribuída, perfil de consumo, gestão de energia, custo.

ABSTRACT

Over the years, the Brazilian electricity sector has undergone significant changes. The historical increase in energy prices has made this input one of the main expenses for Brazilian consumers and has contributed to the integration and expansion of distributed generation in the country. Considering the flexibility in the way electrical energy is used, the objective of this study is to perform the management of electrical energy for three real consumer units with different consumption profiles, classified under group A in the state of Ceará. To achieve this, the ideal contracted demand was determined using three methods. Additionally, the tariff modality that represents the lowest costs for the consumer was also analyzed, considering the distributed generation scenario, in order to assist in the decision-making process regarding these contractual relationships. Lastly, the impacts of Ren 1.059/23 on the final cost to consumers belonging to the Net Metering System were investigated. Based on the results of this study, it was possible to conclude that energy management is an important practice that can contribute to cost reduction in energy bills, and that constant analysis of the consumer unit's consumption profile is of fundamental importance.

Keywords: Distributed generation, consumption profile, energy management, cost.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
1.1 Objetivo Geral	9
1.2 Objetivos Específicos	9
1.3 Justificativa	9
1.4 Estrutura do Trabalho	10
2 REFERENCIAL TEÓRICO	11
2.1 Fornecimento de Energia Elétrica	11
2.1.1 Principais Conceitos	12
2.1.2 Modalidades Tarifárias	14
2.1.3 Relações Contratuais	15
2.1.4 Ultrapassagem de demanda	15
2.1.5 Tarifas de Aplicação	16
2.2 Geração Distribuída	16
2.2.1 Evolução da Geração Distribuída	18
2.2.2 Principais Conceitos	20
2.2.3 Faturamento das Unidades Participantes do SCEE	20
2.2.4 Faturamento no Período de transição	21
2.3 Gestão de Energia Elétrica	23
3. METODOLOGIA	24
3.1 Premissas da Análise	24
3.2 Aquisição de Dados	25
3.3 Análise Tarifária	25
3.3.1 Modalidade Horária Verde	26
3.3.2 Modalidade Horária Azul	27
3.3.3 Tolerância da ultrapassagem de demanda	28
3.3.4 Desconto dos Créditos de Energia	29

3.4 Análise da Demanda.....	29
3.4.1 Método 5%	29
3.4.2 Método Média.....	30
3.4.3 Método Teste	30
3.5 Impacto da REN n° 1.059/23.....	31
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	32
4.1 Dados das unidades consumidoras avaliadas	32
4.1 Análise tarifária	34
4.1.1 Unidade Consumidora 1	34
4.1.2 Unidade Consumidora 2	35
4.1.3 Unidade Consumidora 3	37
4.2 Análise de Demanda.....	39
4.2.1 Unidade Consumidora 1	39
4.2.2 Unidade Consumidora 2	41
4.2.3 Unidade Consumidora 3	42
4.3 Impacto da REN n° 1.059/23.....	44
4.3.1 Unidade Consumidora 1	44
4.3.2 Unidade Consumidora 2	45
4.3.3 Unidade Consumidora 3	45
5. CONCLUSÃO	47
5.1 Sugestão de Trabalhos Futuros.....	48
REFERÊNCIAS.....	49

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Histórico do Consumo de Energia no Brasil.	11
Figura 2 - Comparativo da Tarifa Residencial (R\$/MWh) com IPCA e IGP-M	12
Figura 3 - Matriz elétrica brasileira.	17
Figura 4 - Evolução da REN 482.	18
Figura 5 - Evolução da REN 1.059/23.	19
Figura 6 - Custo com cenário atual UC 1.	34
Figura 7 -Custo abatimento 100 % FP UC 1.	35
Figura 8 - Custo abatimento 100% FP e 100% HP UC 1.	35
Figura 9 - Custo com Cenário Atual UC 2.	36
Figura 10 - Custo Abatimento 100 % FP UC 2.	37
Figura 11 - Custo Abatimento 100 % FP e 100% HP UC 2.	37
Figura 12 - Custo com Cenário Atual UC 3.	38
Figura 13 - Custo Abatimento 100 % FP UC 3.	38
Figura 14 - Custo Abatimento 100 % FP e 100%HP.	39
Figura 15 - Análise de demanda Verde UC 1.	40
Figura 16 - Análise de demanda Azul UC 1.	40
Figura 17 - Análise de demanda Verde UC 2.	41
Figura 18 - Análise de demanda Azul UC 2.	42
Figura 19 - Análise de demanda Verde UC 3.	43
Figura 20 - Análise de demanda Azul UC 3.	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Subclassificação grupo A.....	13
Tabela 2 - Tarifa de aplicação.	16
Tabela 3 - Faturamento transição GD II.	22
Tabela 4 - Tributos federais e estaduais.	26
Tabela 5 - Tarifas utilizadas (R\$/kWh)	31
Tabela 6 - Perfil de consumo UC 1 (pedreira).....	32
Tabela 7 - Perfil de consumo UC 2 (supermercado).	33
Tabela 8 - Perfil de consumo UC 3 (escola).....	33
Tabela 9 - Custo total UC 1.	35
Tabela 10 - Custo total UC 2	37
Tabela 11 - Custo total UC 3.	39
Tabela 12 - Análise de demanda UC 1.	40
Tabela 13 - Análise de demanda UC 2.	42
Tabela 14 - Análise de demanda UC 3.	43
Tabela 15 - Impacto da REN nº 1.059/23 na UC 1.	44
Tabela 16 - Impacto da REN nº 1.059/23 na UC 2.	45
Tabela 17 - Impacto da REN nº 1.059/23 na UC 3.	46

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

EE – Eficiência Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FP – Fora Ponta

ICMS – Imposto Sobre a Circulação de Bens e Serviços

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

GD - Geração Distribuída

HP – Hora Ponta

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

PIS – Programas de Integração Social

REN – Resolução Normativa

RH – Resolução Homologatória

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TE – Tarifa de Energia

TFSEE – Tarifa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

1. INTRODUÇÃO

O consumo de energia da sociedade em geral aumentou ao longo dos anos, seja no setor industrial, comercial ou residencial. O aumento desse consumo está relacionado, entre outros fatores, com o desenvolvimento da indústria e da sociedade como um todo. Segundo Aneel (2008, p.39), o consumo de energia é um dos principais indicadores do desenvolvimento econômico e do nível de qualidade de vida de qualquer sociedade. Ele reflete tanto o ritmo de atividade dos setores industrial, comercial e de serviços, quanto a capacidade da população para adquirir bens e serviços tecnologicamente mais avançados, como automóveis (que demandam combustíveis), eletrodomésticos e eletroeletrônicos (que exigem acesso à rede elétrica e pressionam o consumo de energia elétrica. Alinhado com esse cenário, o consumo de energia elétrica também registra um aumento ao longo dos anos, atrelado ao surgimento de novas tecnologias e expansão da indústria, dentre outros fatores.

O aumento deste consumo estimula um gerenciamento eficiente, uma vez que este representa parte considerável dos custos, sejam eles produtivos ou operacionais, nos setores industrial ou comercial. No contexto de busca pela diversificação da matriz elétrica para fontes mais limpas de geração, a Geração Distribuída (GD) surge como uma alternativa para a redução de custos e a possibilidade do consumidor produzir sua própria energia elétrica, ou parte dela.

No Brasil a Geração Distribuída ocorre predominantemente por fonte solar fotovoltaica, em que a geração a partir dessa tecnologia é sazonal, ou seja, depende de fatores climáticos e varia ao longo do ano. Segundo dados do painel disponibilizado por Aneel (2023), o Brasil possui capacidade instalada em Micro e Minigeração Geração Distribuída (MMGD) de aproximadamente 21,34 GW, e a fonte solar fotovoltaica contribui com aproximadamente 21,08 GW desse total. Apesar de uma participação ainda discreta na matriz elétrica brasileira, a geração por fonte solar fotovoltaica tem registrado um aumento histórico nos últimos anos, principalmente em decorrência de fatores regulatórios, políticas de incentivo e aumento no preço da energia, dentre outros.

Tendo em vista a flexibilidade e o crescente aumento no consumo de energia elétrica, a gestão sobre o uso deste bem pelos próprios consumidores é fundamental para a assertividade dos contratos firmados com a distribuidora, evitando dessa maneira gastos decorrentes de sub ou sobre contratação de demanda e enquadramento tarifário inadequado. Já unidades consumidoras com Geração Distribuída, a gestão de energia auxilia na compreensão

da relação entre consumo e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), uma vez que o perfil de consumo da unidade pode sofrer alterações quando o consumidor gera sua própria energia elétrica na modalidade GD. Além disso, a gestão energética é fundamental na tomada de decisões nas relações contratuais firmadas com a distribuidora.

1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral do presente trabalho é realizar a gestão de fatura de energia elétrica de três unidades consumidoras reais enquadradas na modalidade tarifária A4 no estado do Ceará, através da análise das relações contratuais com a concessionária, visando promover a maior economia possível ao cliente.

1.2 Objetivos Específicos

- Conhecer a composição da fatura de energia de consumidores atendidos em média tensão que possuem geração distribuída.
- Entender como funciona o sistema de compensação de energia elétrica entre unidades da mesma área de concessão.
- Determinar a demanda contratada que gera menos custo para a unidade a partir de 3 métodos distintos, com base no histórico disponível na fatura de energia;
- Analisar qual modalidade tarifária gera menos custo ao consumidor, considerando o cenário de geração distribuída.
- Analisar os impactos no custo com energia tendo como base o novo modelo de faturamento regulamentado pela Resolução Normativa nº 1.059 de 7 de fevereiro de 2023.

1.3 Justificativa

O valor da tarifa de energia elétrica no Brasil registrou um aumento na última década. A falta de planejamento estratégico por parte do poder público, aliado à grande dependência das hidrelétricas e períodos de baixo aporte hídrico nos reservatórios contribuem com esse aumento, que torna o custo com energia elétrica uma das principais dificuldades dos consumidores, seja no setor residencial, comercial ou industrial. Quando se analisa os grandes consumidores (indústria e setor de comércio), a fatura de energia é um dos componentes que

mais oneram as despesas fixas, e dessa forma é necessária uma maior atenção sobre o uso deste bem.

Relacionado ao aumento no preço da energia, a crescente inserção da Geração Distribuída no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) proporciona uma certa proteção ao consumidor que gera sua própria energia, uma vez que parte do consumo é compensado simultaneamente à geração, e o restante é compensado através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Compreender as alterações no perfil de consumo da unidade proporcionadas pela inserção na Geração Distribuída é importante para a tomada de decisões no que diz respeito aos contratos com energia, uma vez que ao gerar energia na modalidade GD, a forma como a unidade consome energia é alterada.

O presente trabalho avalia os custos com energia elétrica em consumidores do Grupo A (atendidos em média ou alta tensão), por meio da análise da demanda contratada e da modalidade tarifária. Além disso, é investigado a influência da geração distribuída na determinação de tais contratos e os impactos que as novas regras de faturamento impostas pela REN nº 1.059 causam na determinação da melhor modalidade tarifária, para dessa forma auxiliar o grupo de consumidores abordados neste estudo com a tomada de decisão acerca das relações contratuais firmadas com a distribuidora.

1.4 Estrutura do Trabalho

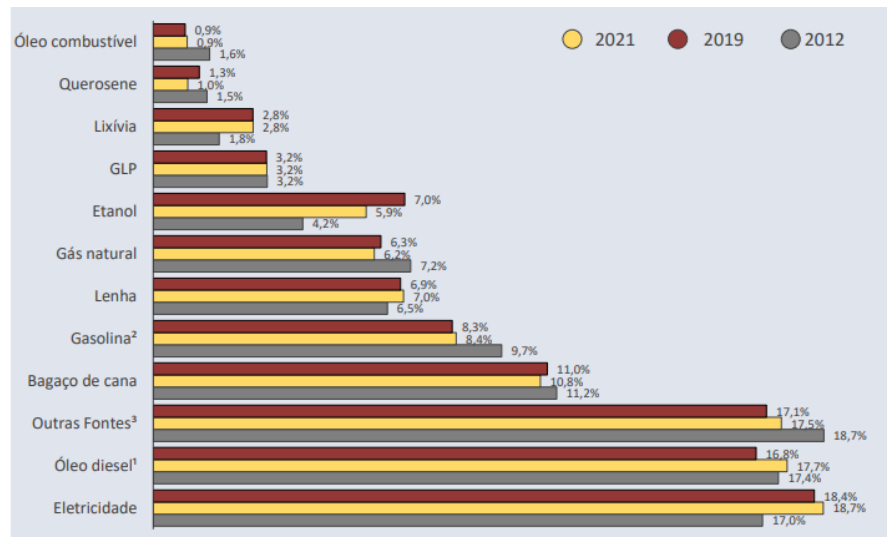
O presente trabalho de conclusão de curso é dividido em 5 capítulos. No primeiro capítulo foi realizada uma introdução sobre o assunto, apresentando a justificativa e os objetivos deste trabalho. O capítulo 2 trás uma revisão bibliográfica sobre energia elétrica e geração distribuída no Brasil, com o objetivo de criar bases para a compreensão do leitor, assim como possibilitar o desenvolvimento das análises aqui propostas. No capítulo 3 será apresentado todo o memorial de cálculo e procedimentos adotados no desenvolvimento deste trabalho. Os resultados obtidos das análises serão apresentados e discutidos no capítulo 4, e, por fim, o capítulo 5 trás as conclusões obtidas com o desenvolvimento desta análise.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Fornecimento de Energia Elétrica

A energia elétrica é atualmente a fonte de energia com maior consumo na matriz energética brasileira. Dados do Balanço Energético Nacional – BEN do ano de 2022 (ano base 2021) apontam que o consumo de energia elétrica representa 18,7% do consumo energético total no país. A Figura 1 apresenta um histórico resumido da dinâmica do consumo de energia no Brasil, em que é possível observar um aumento no consumo desta fonte em relação às demais

Figura 1 - Histórico do Consumo de Energia no Brasil.



Fonte: (EPE, 2022)

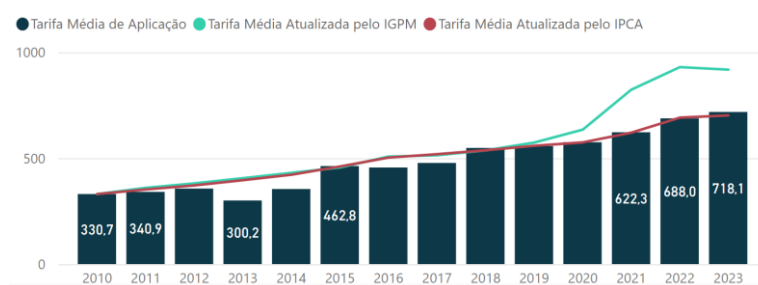
A geração de energia elétrica no Brasil ocorre principalmente de forma centralizada em grandes centros localizados estrategicamente próximos à potenciais naturais, em sua maior parte para o aproveitamento hídrico, e conectados pelo SIN – Sistema Interligado Nacional. Segundo dados do BEN 2022 (ano base 2021), a geração de energia elétrica por fonte hidráulica representa cerca de 53,4 % da geração total da matriz elétrica brasileira.

O fornecimento deste insumo no Brasil é Regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n° 1.000/2021, que é uma das resoluções mais importantes para o setor elétrico brasileiro, uma vez que ela define conceitos importantes e consolida as regras do fornecimento de energia elétrica entre as distribuidoras e consumidores. Ela revoga, dentre

outras, a resolução normativa 414/2010, trazendo modificações importantes em seu texto. Esta seção apresenta os principais pontos dessa resolução.

O valor referente ao fornecimento deste insumo é arrecadado do consumidor através das tarifas de energia e tributos como ICMS, PIS e COFINS, além de outros componentes como iluminação pública e bandeiras tarifárias. As tarifas de aplicação registram uma crescente nos últimos 13 anos, conforme é possível verificar na Figura 2, obtida do painel disponibilizado pela Aneel. Borges (2021) relaciona esse aumento à excessiva dependência das hidrelétricas, a escassez de chuvas no país e a falta de um planejamento público estratégico voltado para a construção de uma matriz elétrica mais sustentável, segura e competitiva.

Figura 2 - Comparativo da Tarifa Residencial (R\$/MWh) com IPCA e IGP-M



Fonte: (Aneel, 2023e)

Esse aumento histórico no preço médio da tarifa de energia é um dos fatores que contribuíram com a consolidação e expansão da geração distribuída no Brasil, conforme será apresentado na seção 2.2 deste trabalho. Os subitens desta seção apresentam alguns conceitos e definições importantes no que tange ao fornecimento de energia elétrica no Brasil.

2.1.1 Principais Conceitos

O artigo 2º dessa resolução define alguns conceitos relativos ao processo de fornecimento de energia. O conhecimento desses conceitos é de fundamental importância para a compreensão de como ocorre a prestação deste serviço e para o entendimento do processo de faturamento de energia elétrica das distribuidoras. A seguir serão apresentados os conceitos mais relevantes para este estudo.

Bandeiras Tarifárias: sistema de tarifação utilizado para indicar ao consumidor a capacidade produtiva das fontes de geração de energia elétrica do país. Quando as centrais hidrelétricas estão com baixa capacidade produtiva o custo para a produção de energia elétrica no país aumenta, uma vez que é necessário o acionamento das fontes complementares de geração. Nos momentos que os reservatórios das centrais hidrelétricas estão com bom aporte hídrico, o custo para a produção de energia elétrica é menor. Tais cenários são traduzidos ao consumidor através da fatura energia em 3 faixas, Vermelha, Amarela e Verde, cada uma representando um adicional à tarifa de energia elétrica.

Distribuidora: Entidade responsável por prestar o serviço de fornecimento de energia elétrica na respectiva área de concessão.

Demanda Contratada: Potência ativa que deve ser continuamente disponibilizada pela distribuidora ao consumidor.

Demanda Medida: Máximo valor de potência ativa registrada na unidade consumidora dentro do ciclo de faturamento. Esse componente é medido em intervalos de 15 minutos e pode ser devido carga do consumidor ou injeção de energia na rede.

Grupo A: Grupo de consumidores que são atendidos em tensão igual ou superior à 2,3 kV em sistema aéreo de distribuição, ou menor que 2,3 kV em sistema subterrâneo de distribuição. Existe uma subclassificação deste grupo de consumidores, conforme apresentado na Tabela 1.

Grupo B: Grupo de consumidores atendidos em tensão inferior à 2,3 kV e subdivididos em B1 – Residencial, B2 – Rural, B3 – Demais Classes e B4 – Iluminação pública.

Tabela 1 – Subclassificação grupo A

Subgrupo	Tensão de Fornecimento
A1	$V_f \geq 230 \text{ kV}$
A2	$88 \text{ kV} \leq V_f \leq 138 \text{ kV}$
A3	$V_f = 69 \text{ kV}$
A3a	$30 \text{ kV} \leq V_f \leq 44 \text{ kV}$
A4	$2,3 \text{ kV} \leq V_f \leq 25 \text{ kV}$
As	$V_f < 2,3 \text{ kV}$

Fonte: (Adaptado Aneel, 2021)

Posto Tarifário: Período em horas consecutivas em que há a cobrança diferenciada sobre o consumo e demanda de energia elétrica. No país são adotados dois postos tarifários para o grupo A, são eles Fora Ponta – FP e Hora Ponta – HP. O posto tarifário FP compreende a maior parte do período de fornecimento, e as tarifas são mais baratas. Já o posto tarifário HP compreende um período de 3 horas consecutivas, e as tarifas de consumo e demanda são mais onerosas ao consumidor. O período de vigência do posto tarifário HP ao longo do dia varia entre cada distribuidora, a depender do perfil de consumo da área de concessão.

Tarifa de Energia: Valor em reais cobrado ao cliente por unidade do insumo consumido ou disponibilizado (tarifa de demanda). A tarifa de energia é dividida em dois componentes: TE – Tarifa de Energia, em que o consumidor paga pelo uso da energia elétrica em si, e TUSD – Tarifa sobre o Uso do Sistema de Distribuição, em que o cliente paga pela utilização dos ativos da distribuidora.

2.1.2 Modalidades Tarifárias

Os consumidores que atendam os requisitos para o enquadramento no grupo A (Tabela 1), podem optar por ser faturados entre as modalidades tarifárias horária verde e horária azul, com exceção dos clientes dos subgrupos A1, A2 e A3, que devem necessariamente ser faturados na modalidade horária azul. As modalidades tarifárias são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa (ANEEL, 2023).

A modalidade tarifária horária verde é caracterizada por possuir duas tarifas de energia distintas que são aplicadas sobre o consumo de cada posto tarifário, em que a tarifa hora ponta é mais onerosa para o consumidor. Nessa modalidade o cliente deve indicar uma demanda contratada única a ser continuamente disponibilizada durante todo o período de fornecimento, e dessa forma é aplicada uma única tarifa de demanda (ANEEL, 2021).

A modalidade tarifária horária azul é caracterizada por possuir duas tarifas de energia, uma para cada posto tarifário, sendo a hora ponta mais onerosa, entretanto a diferença entre os dois postos é bastante superior ao que ocorre na modalidade de tarifa verde. Na modalidade tarifária azul, o consumidor deve contratar uma demanda para cada posto tarifário a ser disponibilizada pela distribuidora. A tarifa de demanda também é mais onerosa no posto tarifário hora ponta (ANEEL, 2021).

2.1.3 Relações Contratuais

As relações contratuais supracitadas (modalidade tarifária e demanda contratada) podem ser ajustadas de acordo com a necessidade de cada consumidor. A constante análise do perfil de consumo da unidade é de fundamental importância para a garantia do correto enquadramento tarifário, assim como a contratação assertiva de demanda. É possível solicitar alteração dessas relações contratuais seguindo algumas condições, são elas:

Alteração de modalidade tarifária

- A cada 12 ciclos de faturamento; ou
- Em até 3 ciclos de faturamento após o processo de revisão tarifária da distribuidora; ou
- Quando houver alteração na demanda contratada/tensão de fornecimento que impliquem em nova modalidade (ANEEL, 2021).

Alteração de demanda contratada

- O acréscimo de demanda pode ser solicitado a qualquer momento, desde que não seja necessário obra na rede da distribuidora (sujeito a orçamento);
- O decréscimo de demanda contratada pode ser solicitado apenas uma vez a cada 12 meses, e deve ser solicitado com antecedência à distribuidora (90 dias para grupo As e A4 e 180 dias para os demais);
- A demanda mínima que o consumidor pode contratar é de 30 kW, ou igual a potência instalada total da central geradora(ANEEL, 2021).

2.1.4 Ultrapassagem de demanda

A resolução prevê uma cobrança adicional no caso em que a unidade consumidora registre uma demanda superior à acordada em contrato, com uma tolerância de 5% nesse valor. Essa cobrança ocorre em caráter de multa, e apenas o valor que ultrapassou a demanda contratada será sujeita a tarifa de ultrapassagem de demanda, que é o dobro da tarifa comum de demanda.

2.1.5 Tarifas de Aplicação

As tarifas de aplicação de energia elétrica e de demanda passam por um reajuste tarifário anual em cada distribuidora, e são disponibilizadas através de Resolução Homologatória. A RH 3.026/22 apresenta as tarifas de vigência para o ano de 2022 aos consumidores atendidos pela distribuidora Enel Ce, e reajusta em média 24,85 % as tarifas homologadas na RH 2.859/21. A Tabela 2 apresenta o valor de aplicação para a Tarifa de Energia (TE), Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e tarifa de Demanda.

Tabela 2 - Tarifa de aplicação.

Modalidade		Tarifas		Demanda (R\$/kW)
		TE (R\$/kWh)	TUSD (R\$/kWh)	
Horária Verde	P	0,46727	1,52002	23,43
	FP	0,29002	0,08032	23,43
Horária Azul	P	0,46727	0,08032	59,34
	FP	0,29002	0,08032	23,43

Fonte: Adaptado de Aneel (2022).

Os conceitos sobre fornecimento de energia apresentados nessa seção servem como base para o desenvolvimento das análises de modalidade tarifária e demanda contratada. A seguir será realizado um levantamento bibliográfico sobre a Geração Distribuída - GD no Brasil, para dessa forma criar bases para o desenvolvimento da análise do impacto da GD na escolha da modalidade tarifária, assim como o impacto do que ficou conhecido como marco legal da geração distribuída.

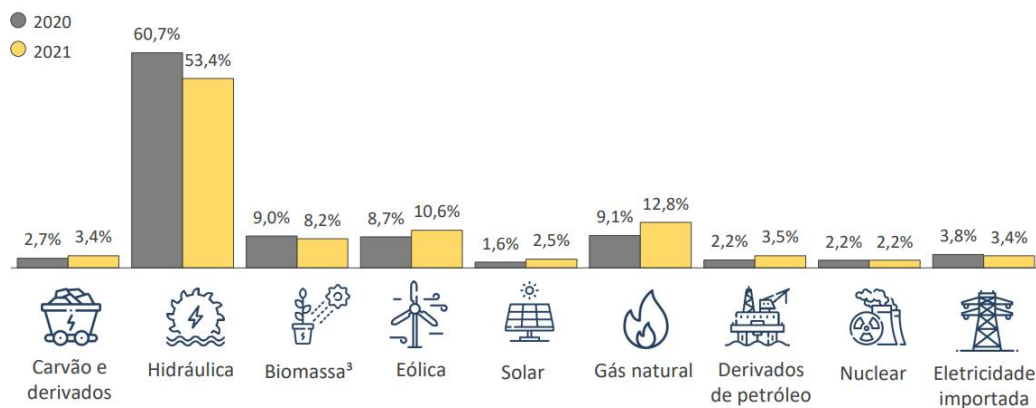
2.2 Geração Distribuída

Apesar da geração de energia elétrica no Brasil ocorrer principalmente de forma centralizada, é crescente a participação da Geração Distribuída nos últimos anos, em decorrência principalmente da geração solar fotovoltaica. O aumento da participação dessa modalidade de geração contribui com a diminuição da sobrecarga no sistema tradicional de geração do país, principalmente nos períodos de baixo aporte hídrico nos reservatórios, que coincidem que o período de maior geração por fonte solar fotovoltaica.

A Geração Distribuída é a modalidade em que a geração de energia elétrica ocorre de forma descentralizada pelas próprias unidades consumidoras, sendo junto à carga ou não, de pequeno ou médio porte. Bajay et al. (2018) definiu as principais tecnologias empregadas para a Geração Distribuída de pequeno porte como módulos fotovoltaicos e moto geradores à óleo diesel ou gasolina. As principais tecnologias utilizadas no Brasil para a geração distribuída de médio porte são: instalações de cogeração; moto geradores, geralmente movidos a óleo diesel, para atendimento emergencial ou operação no período de ponta; Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), e, recentemente, módulos fotovoltaicos (BAJAY et al., 2018).

A Geração Distribuída proporciona diversas vantagens ao consumidor final. Ela permite que os consumidores produzam e consumam energia elétrica de acordo com suas próprias necessidades e preferências. Também contribui com a descarbonização de muitas maneiras, especialmente permitindo a troca de combustível, como quando a geração de energia por fonte solar fotovoltaica substitui a geração baseada em combustível fóssil e quando os veículos elétricos substituem os veículos com motor de combustão interna (IEA, 2022). Adicionalmente, em momentos de baixo aporte hídrico nos reservatórios o acionamento das usinas térmicas torna a tarifa de energia mais onerosa ao consumidor final. Essa relação pode ser verificada na Figura 3, em 2021, há a diminuição da participação das fontes hídricas na geração de energia elétrica, como consequência observa-se o aumento da participação do gás natural, derivados de petróleo e carvão e derivados, que representa um impacto ambiental significativamente superior ao impacto das usinas hidrelétricas. O consumidor que gera sua própria energia possui certa segurança contra essas variações, uma vez que parte do consumo é suprido pela geração do sistema de forma imediata.

Figura 3 - Matriz elétrica brasileira.



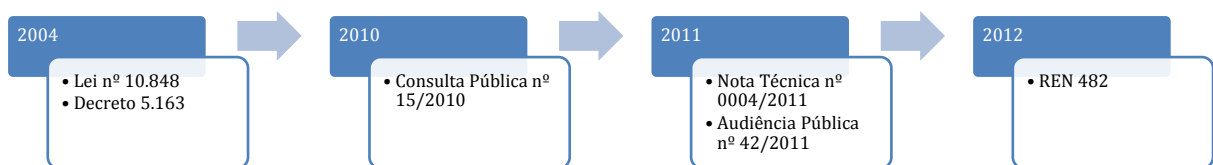
Fonte: (EPE, 2022)

2.2.1 Evolução da Geração Distribuída

A geração distribuída no Brasil possui dois importantes marcos. Soethe e Blanchet (2020) descreveram de forma cronológica a evolução em termos jurídicos e normativos da REN 482, primeiro importante marco da Geração Distribuída no Brasil, conforme é apresentado na Figura 4.

Com a publicação da Lei nº 10.848 no ano de 2004, teve início o processo de assimilação da GD na cultura nacional. Ante a inexistência de um conceito legal para a GD, ainda no mesmo ano em que surgiu a terminologia, tem-se publicado o Decreto nº 5.163, que acabou por esclarecer seu parâmetro de identificação normativa (SOETHE; BLANCHET, 2020). Após Consulta Pública nº15/2010, Nota Técnica nº 0004/2011 e Audiência Pública nº 42/2011, a Resolução Normativa 482/2012 surge em meio a um esforço coletivo em viabilizar a geração distribuída no país, tendo a Aneel um papel fundamental na regulação da Geração Distribuída.

Figura 4 - Evolução da REN 482.

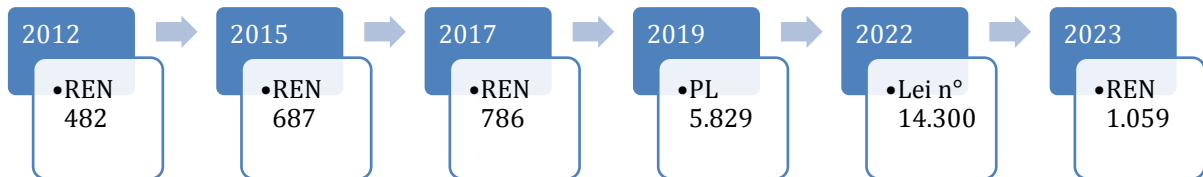


Fonte: Adaptado de (SOETHE; BLANCHET, 2020)

A Resolução Normativa 482 da Aneel de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012) estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e também instituiu o método de compensação de energia elétrica. Essa resolução deve ser compreendida como um importante marco regulatório no que diz respeito ao acesso efetivo de pequenos produtores às redes de distribuição (JUSTI, 2013). Uma das principais contribuições dessa resolução para a consolidação e expansão da geração distribuída no país foi a criação de um sistema de compensação de créditos, em que o consumidor obtém desconto na fatura de energia de acordo com valor de energia injetada na rede de distribuição, tornando o investimento mais atrativo.

O segundo importante marco para a Geração Distribuída no Brasil foi a Resolução Normativa n° 1.059/23. A Figura 5 apresenta a evolução dessa resolução desde a Resolução Normativa n° 482/12.

Figura 5 - Evolução da REN 1.059/23.



Fonte: Autor.

A REN 482 foi atualizada para melhor atender às necessidades do setor, originando assim a REN 687. A REN no 687/2015 possibilitou a ampliação do limite de potência ativa para o enquadramento do sistema de micro e minigeração, além de criar diversos tipos de modelos de compartilhamento de créditos de energia para as unidades geradoras e de aumentar o tempo de validade dos créditos para utilizações futuras das Unidades Consumidoras (Junior, W. P, et.al., 2018). A REN 482 foi alterada também pela REN 786, em que foram alteradas a potência para enquadramento como micro e minigeração distribuída, e prevê o veto ao enquadramento como MMGD de centrais geradoras que tenham tido participação no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

A publicação da Lei 14.300/22, que consolidou novas e existentes regras para a geração distribuída, só se concretizou após acordos entre associações e representantes de todas as partes afetadas. Assim, a Lei tem seu texto baseado na última versão do Projeto de Lei (PL) n° 5829, que foi aprovado apenas com dois vetos presidenciais e com apoio dessas associações (PIMENTEL, 2022).

A Resolução Normativa n° 1.059/23 surge em meio a mudanças importantes para o setor elétrico brasileiro. Essa resolução regulamenta as diretrizes propostas na lei 14.300 de 2022 que trata sobre a micro e minigeração distribuída no país, e altera pontos importantes no tocante ao fornecimento de energia, dispostos na Resolução Normativa n°1.000/21. Outro ponto importante estabelecido por essa resolução são as novas regras de faturamento as quais os consumidores que possuem geração distribuída serão submetidos.

2.2.2 Principais Conceitos

Esta seção apresenta os principais conceitos definidos pela lei 14.300 e posteriormente regulamentados pela REN 1.059/23, assim como apresenta algumas alterações que foram realizadas na REN 1.000/21.

Microgeração Distribuída: Unidade consumidora conectada à rede da distribuidora com potência instalada de geração de até 75 kW através de cogeração qualificada ou a partir de fontes renováveis de energia.

Minigeração Distribuída: Unidade consumidora conectada à rede da distribuidora com potência instalada de geração superior a 75 kW e menor que 5 MW pra fontes despacháveis ou 3 MW para fontes não despacháveis, através de cogeração qualificada ou a partir de fontes renováveis de energia.

Autoconsumo Local: Modalidade de geração participante do SCEE, seja ela mini ou microgeração distribuída, em que o gerador fotovoltaico é junto à carga, e a compensação de créditos ocorre na mesma unidade de geração.

Autoconsumo Remoto: Modalidade de geração participante do SCEE, seja ela mini ou microgeração distribuída em que a compensação de créditos ocorre em uma ou mais unidades sob mesma titularidade da unidade geradora e na mesma área de concessão da distribuidora.

Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE: Sistema no qual a injeção de energia na rede da distribuidora é contabilizada através de um medidor específico e posteriormente se transforma em créditos em energia (kWh) que podem ser utilizados na compensação do consumo na mesma unidade de geração, e em unidades que participem do SCEE.

Crédito em Energia: Excedente de energia em kWh gerado após a compensação do consumo líquido com a energia injetada na unidade geradora, que podem ser utilizados para compensar o consumo da própria unidade que gerou os créditos, assim como unidades participantes do SCEE.

2.2.3 Faturamento das Unidades Participantes do SCEE

A fim de possibilitar o faturamento das unidades participantes do SCEE a distribuidora deve coletar e disponibilizar dados de consumo (kWh), demanda medida (kW) e

energia injetada (kWh), fazendo a distinção entre postos tarifários, quando for o caso. Após a coleta desses dados, os créditos em energia são gerados conforme Equação 1:

$$CE = EI - CL \quad (1)$$

em que CE são os créditos em energia em kWh, EI é a energia injetada em kWh e CL é o consumo líquido em kWh registrado no ciclo de faturamento.

No caso de unidades com micro ou minigeração distribuída faturadas no grupo A os créditos gerados devem necessariamente compensar primeiro o consumo do mesmo posto tarifário em que ocorre a geração. Havendo excedente, ocorre a compensação do posto tarifário remanescente e o posterior envio para as unidades participantes do SCEE, caso se aplique. Todo crédito gerado ou recebido que não for utilizado para compensação do consumo no referido ciclo de faturamento é acumulado no saldo de créditos, e pode ser utilizado em até 60 meses.

Uma das mudanças trazidas por essa resolução no processo de faturamento das unidades foi a flexibilidade na distribuição dos créditos entre as unidades participantes do SCEE. Antes da resolução, o cliente deveria informar o percentual fixo do excedente de energia a ser enviado para cada unidade do rateio. Com a REN 1.059/23, o consumidor pode manter os percentuais predefinidos, ou indicar ordem de prioridade para a distribuição de créditos, em que os créditos seriam distribuídos primeiro para as unidades de maior prioridade, e caso haja sobra, enviar para as de menor prioridade.

2.2.4 Faturamento no Período de transição

A REN 1.059/23 institui em seu texto um período de transição para que o setor se adapte às novas regras de faturamento. Esse período inicia em 2023 e se estende até 2045, quando as novas regras serão aplicadas para todos os consumidores do SCEE, seja enquadrado como GD I, GD II ou GD III.

O consumidor GD I terá a compensação integral da parcela de consumo durante todo o período de transição, ou seja, até 2045, e por este motivo essa categoria é conhecida por ter o “direito adquirido”. Esses clientes não participam das regras de transição, ficando sujeitas às novas regras tarifárias apenas a partir de 2045.

O consumidor GD II entra em uma regra mais branda de transição, deixa de compensar o consumo de energia elétrica de forma integral e passa a pagar pela componente TUSD Fio B conforme apresentado na Tabela 3. Essa cobrança ocorre de forma gradual, começando em 15% no ano de 2023 até 90% em 2028 na componente TUSD que compensa o consumo, em que a tarifa total compensável diminui na medida em que a cobrança da TUSD Fio B aumenta. A partir de 2029 até 2045 serão aplicadas novas regras de faturamento.

Tabela 3 - Faturamento transição GD II.

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

Fonte: Adaptado de Aneel (2023a)

O consumidor enquadrado como GD III está sujeito à uma regra de faturamento mais rígida. Para esses clientes ocorrerá a cobrança de 100% da TUSD fio B, 40% da TUSD fio A, 100 % dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE).

A RH n° 3.169/23 surge como um complemento ao processo de faturamento disposto na Lei 14.300. Ela define os critérios para enquadramento dos consumidores participantes do SCEE como GD I, GD II ou GD III.

Os clientes que já possuem conexão, ou os clientes que solicitaram a conexão à rede da distribuidora até o dia 07/01/23 são definidos como GD I. Esses clientes não participam da regra de transição disposta na REN 1.059/23, e permanecem no modelo antigo de faturamento até 2045, quando serão apresentadas novas regras de faturamento.

Todos os clientes que não se enquadrem em GD I e GD III são classificados como GD II. Essa categoria é caracterizada por possuir regras mais brandas de transição.

A última categoria definida por essa resolução são os clientes GD III, em que são aplicadas regras mais rígidas de transição. Para ser enquadrado nessa categoria o consumidor precisa possuir potência instalada superior à 500 kW, com geração a partir de fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou Geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais da cota do rateio.

2.3 Gestão de Energia Elétrica

De acordo com o exposto na seção 2.1.3 deste trabalho, as relações contratuais firmadas com a concessionária de energia são flexíveis, ou seja, o cliente pode solicitar a alteração em tais contratos, caso alguns critérios sejam atendidos. Essa condição permite ao consumidor adequar o contrato de acordo com o perfil de consumo de sua instalação, diminuindo dessa forma os custos envolvidos com o fornecimento de energia elétrica. Para assegurar mínimas despesas mensais com a Fatura de Energia Elétrica, é fundamental a escolha dos valores para as demandas a serem contratadas junto às concessionárias de eletricidade, que devem ser adequados às reais necessidades da empresa (ELEKTRO, 2012).

Considerando o cenário de geração distribuída, a constante análise desses contratos é importante para o sucesso do empreendimento, uma vez que a geração própria de energia interfere de forma direta no perfil de consumo da unidade, nos casos em que a geração ocorre junto à carga. Por exemplo, nos casos de geração a partir de fonte fotovoltaica ocorre uma diminuição do consumo no posto tarifário fora ponta, que influencia diretamente no custo final com cada modalidade tarifária. Outro exemplo são as unidades participantes do SCEE, em que a compensação do consumo sob a forma de créditos em energia também influencia de forma direta na modalidade tarifária que representa os menores custos, a depender do perfil de consumo da instalação.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida para realizar a gestão de energia aplicada em consumidores do grupo A4 sob a perspectiva de geração distribuída, tendo como base os conceitos e definições apresentadas no capítulo anterior. Para o desenvolvimento desse estudo foram utilizados os dados de consumo e demanda de três consumidores tarifados no grupo A, pela concessionária Enel. Os consumidores analisados desempenham diferentes atividades comerciais, e, conseqüentemente, possuem perfis de consumo distintos. Todo o memorial de cálculo descrito neste capítulo foi implementado no *software* Excel.

A primeira parte da análise consiste em simular o custo total de demanda e consumo em dois cenários de enquadramento tarifário. No primeiro cenário, o consumidor sendo enquadrado na modalidade horária azul e no segundo na modalidade horária verde. Adicionalmente, considerou-se em ambos os cenários o desconto de créditos provenientes do SCEE do consumo Fora Ponta e consumo total (Ponta e Fora Ponta). O propósito desta análise é avaliar a influência do desconto dos créditos na escolha do melhor enquadramento tarifário, sendo todas as unidades consideradas GD I nesse primeiro estudo, conforme apresentado no item 2.2.4

A segunda parte da análise consiste em determinar a demanda contratada que gera menos custo ao consumidor a partir de três diferentes métodos, são eles Método 5%, Método Média e Método Teste.

A terceira etapa desse estudo consiste em analisar o impacto da REN 1.059/23 no custo final do consumidor. Para realizar essa avaliação utilizou-se a mesma análise desenvolvida na segunda parte deste estudo, porém a tarifa de desconto foi ajustada de acordo com o disposto na referida Resolução Normativa. Nesta etapa, foi considerado os cenários em que os consumidores são enquadrados como GD II e GD III.

3.1 Premissas da Análise

A fim de possibilitar a análise proposta neste estudo foram adotadas algumas premissas importantes, conforme apresentado a seguir:

- As unidades analisadas são beneficiárias, ou seja, apenas recebem créditos do SCEE e os utilizam para a compensação do consumo;

- No cálculo de custo total dos diversos cenários contemplados não foram considerados as componentes CIP (Iluminação Pública), consumo reativo e custo de disponibilidade, sendo considerado apenas os valores referentes à consumo e demanda;
- Para todos os meses de análise foi considerado bandeira tarifária verde.

3.2 Aquisição de Dados

Os dados utilizados nesta análise foram obtidos a partir do histórico de consumo de 12 meses disponível nas faturas de energia de cada UC, e são apresentados nas Tabelas 5, 6 e 7. Como o perfil de consumo varia ao longo do ano é importante que a aquisição dos dados compreenda um período maior, de pelo menos um ano, a fim de realizar uma análise assertiva acerca do consumo de cada unidade, conferindo dessa maneira uma maior confiabilidade estatística aos dados base da análise.

3.3 Análise Tarifária.

Nesta seção é apresentada a metodologia desenvolvida para determinar qual modalidade tarifária é menos onerosa ao consumidor, levando em consideração valores reais de consumo e demanda disponíveis na Tabelas 4, 5 e 6. Além dessas componentes, é necessário conhecer as Tarifas que incidem sobre as unidades no período de análise. Foi utilizada a Resolução Homologatória N° 3.026 de abril de 2022 (ANEEL, 2022) para a obtenção das Tarifas de Aplicação – TA - deste trabalho, disponíveis na Tabela 2. Essas tarifas não possuem a contribuição dos impostos federais e estaduais, respectivamente PIS/COFINS e ICMS. Para uma simulação mais assertiva, realizou-se o cálculo da tarifa final de demanda e energia elétrica, conforme Equação 2. Para determinar essa equação foi analisado o faturamento descrito nas próprias faturas de energia, assim como através do auxílio por parte da distribuidora em seus canais de atendimento.

$$TF = \begin{cases} \frac{TA(p)_{TE}}{(1 - (PIS + COFINS)) * (1 - ICMS)}, & \text{Componente TE} \\ \frac{TA(p)_{TUSD}}{(1 - (PIS + COFINS)) * (1 - ICMS)}, & \text{Componente TUSD} \end{cases} \quad (2)$$

em que TF é a tarifa final; $TA(p)_{TE}$ é a tarifa de aplicação da componente TE por posto tarifário “p” e $TA(p)_{TUSD}$ é a tarifa de aplicação da componente TUSD por posto tarifário “p”, obtida em Resolução Homologatória.

Calculou-se as tarifas finais para as modalidades tarifárias horárias verde e horária azul, nos postos tarifários hora ponta e fora ponta para cada mês de análise, o que possibilita o cálculo do custo do consumo de energia elétrica e da demanda. O histórico de tributos federais e estaduais utilizados nesta análise foi obtido através de faturas de energia da concessionária Enel, uma vez que os mesmos tributos são aplicados a todas as classes de consumidores. A Tabela 4 apresenta as alíquotas utilizadas.

Tabela 4 - Tributos federais e estaduais.

	PIS/COFINS	ICMS
nov/20	0,0567	0,27
dez/20	0,0255	0,27
jan/21	0,0367	0,27
fev/21	0,0446	0,27
mar/21	0,0223	0,27
abr/21	0,0554	0,27
mai/21	0,0598	0,27
jun/21	0,0252	0,27
jul/21	0,0502	0,27
ago/21	0,0421	0,27
set/21	0,0127	0,27
out/21	0,0449	0,27
nov/21	0,0392	0,27
dez/21	0,0340	0,27
jan/22	0,0261	0,27
fev/22	0,0377	0,27
mar/22	0,0375	0,27

Fonte: Autor.

3.3.1 Modalidade Horária Verde

O cálculo do custo total ao considerar o cenário de enquadramento na modalidade Horária Verde foi implementado de acordo com o procedimento utilizado em (PROCEL, 2011), conforme as equações abaixo:

$$CT = \sum PC(p) + PD \quad (3)$$

$$PC(p) = (TF(p)_{TE} + TF(p)_{TUSD}) \times C(p) \quad (4)$$

$$PD = TD \times DC \quad (5)$$

em que, CT é o custo total da conta de energia; PC(p) é a parcela do consumo por posto tarifário “p”; PD é a Parcela da demanda; TF(p)_{TE} é a tarifa final da componente TE por posto tarifário “p”; TF(p)_{TUSD} é a tarifa final da componente TUSD por posto tarifário “p”; C(p) é o consumo registrado por posto tarifário “p”; TD é a tarifa única de demanda e DC é a demanda única contratada.

O procedimento acima descrito considera apenas a demanda contratada para o cálculo do custo com demanda, sendo necessário uma adaptação da Equação 5 para englobar os cenários em que a demanda registrada é inferior ou superior à demanda contratada, conforme descrito abaixo:

$$PD = \begin{cases} MDM(p) \times TDA + (DC - MDM(p)) \times TDA_{ICMS0}, & MDM(p) \leq DC \\ MDM(p) \times TDA, & DC < MDM(p) \leq 1,05 \times DC \\ MDM(p) \times TDA + (MDM(p) - DC) \times TULT, & MDM(p) > 1,05 \times DC \end{cases} \quad (6)$$

$$TDA_{ICMS0} = TDA \times \left(1 - \left(\frac{ICMS}{100} \right) \right) \quad (7)$$

$$TULT = 2 \times TDA \quad (8)$$

em que MDM(p) é a máxima demanda medida por posto tarifário; TDA é a tarifa única demanda ativa; DC é a demanda contratada única; TDA_{ICMS0} é a tarifa única de demanda ativa sem ICMS e TULT é a tarifa de ultrapassagem de demanda.

3.3.2 Modalidade Horária Azul

Assim como para o cálculo do custo total da modalidade Horária Verde, na Horária Azul utilizou-se o procedimento adotado em (PROCEL, 2011). Os componentes CT (custo

total) e PC(p) (parcela do consumo) também são calculados pelas Equações 3 e 4, respectivamente. Já a parcela de demanda é calculada conforme a Equação 9:

$$PD(p) = TD(p) \times DC(p) \quad (9)$$

em que PD(p) é a parcela de demanda por posto tarifário “p” e TD(p) é a tarifa de demanda por posto tarifário “p”.

Contudo, a Equação 9 não considera os cenários em que a demanda medida é diferente da demanda contratada, assim como ocorre no cálculo deste componente na modalidade Horaria Verde, sendo necessário realizar uma adaptação na equação da parcela de demanda. Para a modalidade tarifária abordada nesta seção, tem-se:

$$PD(p) = \begin{cases} DM(p) \times TDA(p) + (DC(p) - DM(p)) \times TDA(p)_{ICMS0}, & DM(p) \leq DC(p) \\ DM(p) \times TDA(p), & DC(p) < DM(p) \leq 1,05 \times DC(p) \\ DM(p) \times TDA(p) + (DM(p) - DC(p)) \times TULT(p), & DM(p) > 1,05 \times DC(p) \end{cases} \quad (10)$$

$$TDA(p)_{ICMS0} = TDA(p) \times \left(1 - \left(\frac{ICMS}{100} \right) \right) \quad (11)$$

$$TULT(p) = 2 \times TDA(p) \quad (12)$$

em que PD(p) é o custo com a parcela da demanda por posto tarifário “p”; DC(p) é a demanda contratada por posto tarifário “p”; DM(p) é a demanda medida por posto tarifário “p”; TDA(p) é a tarifa de demanda ativa por posto tarifário “p”; DC(p) é a demanda contratada por posto tarifário “p”; TDA_{ICMS0}(p) é a tarifa de demanda ativa sem ICMS por posto tarifário “p” e TULT(p) é a tarifa de ultrapassagem de demanda por posto tarifário “p”.

3.3.3 Tolerância da ultrapassagem de demanda

A fim de tornar a análise mais assertiva foi considerado neste estudo a tolerância à ultrapassagem de demanda, de acordo com o item 2.1.4, em que só há a cobrança adicional pela ultrapassagem da demanda contratada no caso em que a demanda registrada seja maior que o descrito na Equação 13, em que TUD é a tolerância à ultrapassagem de demanda.

$$TUD = \begin{cases} 1,05xDC, & \text{Horária verde} \\ 1,05xDC(p), & \text{Horária azul} \end{cases} \quad (13)$$

3.3.4 Desconto dos Créditos de Energia.

Para simular os cenários em que ocorre o abatimento do consumo devido aos créditos do SCEE é necessário considerar o desconto na parcela do consumo, que foi implementado através da Equação 14. Como é possível verificar, a componente TE recebe abatimento integral, enquanto o ICMS incide na TUSD, e por este motivo essa componente não é totalmente compensada.

$$PDSC(p) = \left(TF(p)_{TE} + TF(p)_{TUSD} \times \left(1 - \frac{ICMS}{100} \right) \right) \times CR(p) \quad (14)$$

em que PDSC(p) é a parcela de desconto por posto tarifário “p” e CR(p) é o crédito recebido para o abatimento do consumo por posto tarifário “p”. Essa componente deve ser inclusa no custo total (Equação 3) como um termo negativo, por se tratar de desconto no custo do consumidor.

3.4 Análise da Demanda

A fim de validar a importância da constante análise das relações contratuais com a concessionária de energia, foi determinado neste estudo a demanda contratada que gera menos custo ao cliente a partir de três métodos, levando em consideração a demanda real registrada no período de análise.

3.4.1 Método 5%

No primeiro método, denominado neste estudo de método 5%, a demanda contratada ideal é igual ao maior valor de demanda registrado entre os postos tarifários, decrescido de 5%, que é o valor de tolerância permitida pela concessionária. Na modalidade

horária verde considera-se o maior valor medido entre os postos tarifários, e na modalidade azul considera-se o maior valor medido por posto tarifário de forma individual.

$$DCI_{5\%} = \begin{cases} MDM - (MDM \times 0,05), & \text{Horária verde} \\ MDM(p) - (MDM(p) \times 0,05), & \text{Horária azul} \end{cases} \quad (15)$$

em que $DCI_{5\%}$ é a demanda contratada ideal do método 5%; MDM é a máxima demanda medida entre os postos tarifários do período de análise e $MDM(p)$ é a máxima demanda medida por posto tarifário “p” do período de análise.

3.4.2 Método Média

O segundo método utilizado neste estudo é denominado método média. Neste procedimento considerou-se como demanda contratada ideal a média anual de demanda medida nos postos tarifários Fora Ponta e Hora Ponta. Este é um método mais simples de ser implementado, porém é eficiente apenas quando o perfil de consumo da unidade não apresenta grande variação ao longo do ano.

3.4.3 Método Teste

O terceiro método abordado neste estudo é denominado de Método Teste. Neste procedimento foi considerado o intervalo entre a menor e maior demanda registrada, considerando ambos os postos tarifários, variando a demanda contratada a cada 1 kW e calculando o custo total com essa componente. Após o procedimento de cálculo, utilizou-se a função mínimo do Excel para localizar o menor custo, e a demanda contratada correspondente. Este método é mais difícil de ser implementado, principalmente quando a diferença entre a máxima e a mínima demanda medida é maior. Porém, por se tratar de um método que considera mais cenários, é mais indicado para unidades que registram grande variação de consumo ao longo do ano.

3.5 Impacto da REN n° 1.059/23

Com o objetivo de avaliar o impacto no custo com energia de cada UC analisada sob a perspectiva da REN n° 1.059/23 foi utilizada a mesma metodologia da seção 3.3.4. Contudo, considerou-se a redução no desconto devido às novas regras de faturamento, e dessa forma a Equação 14 foi ajustada, conforme é apresentado na Equação 16. Neste trabalho foi considerado o valor inicial de 15% da TUSD fio B e também o cenário de 90% da TUSD fio B, com o intuito de analisar o impacto no primeiro e último ano de transição para os consumidores que se enquadrem no GD II.

$$PDSC(p) = \left(TF(p)_{TE} + TF(p)_{TUSD} \times \left(1 - \frac{ICMS}{100} \right) - fator_{Tempo} \times TF(p)_{TUSD_{FIO,B}} \right) \times CR(p) \quad (16)$$

em que $TF(p)_{TUSD_{FIO,B}}$ é parcela da TUSD relacionada aos custos da rede de distribuição, $fator_{Tempo}$ é o percentual que vai iniciar em 15% em 2023 e finalizar em 90% em 2028, quando novas regras para a compensação serão estabelecidas.

Tem-se ainda que para as unidades enquadradas como GD III, além da parcela de fio B que diminui o desconto, há também a cobrança da componente TUSD fio A, encargos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE). As componentes supracitadas foram obtidas em uma tabela disponibilizada pela Aneel, conforme Tabela 5.

Tabela 5 - Tarifas utilizadas (R\$/kWh)

	Posto tarifário	Tusd Fio B	Tusd Fio A	TFSEE	P&D
Verde	FP	0	0	0,00065	0,0038
	HP	1,25408	0,20697	0,00065	0,0159
Azul	FP	0	0	0,00065	0,0038
	HP	0	0	0,00065	0,0038

Fonte: Adaptado de Aneel (2023d).

Em posse dessas tarifas foi calculado o desconto total que o cliente teria nos cenários de enquadramento como GD II e GD III, nas modalidades horária azul e horária verde, para dessa forma calcular o impacto no custo total.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos na análise desenvolvida a partir do procedimento descrito no capítulo 3, com o intuito de avaliar a importância de gestão de energia na diminuição dos custos envolvidos com as relações contratuais entre o consumidor e a distribuidora de energia elétrica.

4.1 Dados das unidades consumidoras avaliadas

A UC 1 é uma pedreira com demanda contratada única de 800 kW e enquadrada na modalidade horária verde. A maior parte do consumo dessa unidade ocorre no posto tarifário FP, e considerando valores médios o consumo neste posto tarifário representa 97,10% do consumo total. Já a UC 2 é um supermercado com demanda contratada de 300 kW no posto tarifário Fora Ponta e 300 kW no posto tarifário Hora Ponta e enquadrada na modalidade horária azul. Para essa unidade o consumo no posto tarifário FP representa 73,7% do consumo total. Por fim, a UC 3 é uma escola com demanda contratada única de 100 kW e enquadrada na modalidade horária verde. O consumo no posto tarifário FP representa 83,67% do consumo total.

Tabela 6 - Perfil de consumo UC 1 (pedreira).

	Consumo (kWh)		Demanda (kW)	
	FP	HP	FP	HP
abr/21	83.526,00	2.425,00	676,20	285,60
mai/21	80.005,00	3.422,00	645,96	318,36
jun/21	65.491,00	2.100,00	690,48	277,20
jul/21	98.220,00	2.260,00	708,96	228,48
ago/21	88.555,00	2.647,00	656,88	210,84
set/21	82.004,00	2.604,00	624,12	190,68
out/21	81.189,00	2.777,00	644,28	288,12
nov/21	99.673,00	2.634,00	697,20	138,60
dez/21	100.204,00	2.529,00	767,76	135,24
jan/22	102.411,00	2.568,00	690,48	107,52
fev/22	85.691,00	2.762,00	736,68	285,60
mar/22	95.278,00	2.063,00	661,08	67,20
Média	88.520,58	2.565,91	683,34	211,12

Fonte: Autor

Tabela 7 - Perfil de consumo UC 2 (supermercado).

	Consumo (kWh)		Demanda (kW)	
	FP	HP	FP	HP
nov/20	39.379,00	8.848,00	207,94	183,74
dez/20	34.694,00	8.632,00	178,56	187,78
jan/21	19.668,00	4.665,00	194,69	205,63
fev/21	42.214,00	9.224,00	176,25	172,23
mar/21	40.525,00	9.160,00	187,78	202,17
abr/21	45.364,00	10.692,00	184,89	188,93
mai/21	44.628,00	10.004,00	209,67	203,90
jun/21	48.837,00	10.357,00	216,00	220,61
jul/21	58.224,00	17.913,00	360,00	373,83
ago/21	62.388,00	19.827,00	333,50	346,17
set/21	71.943,00	21.545,00	376,71	379,01
out/21	68.258,00	20.648,00	374,40	366,34
Média	48.010,17	12.626,25	250,03	252,53

Fonte: Autor.

Tabela 8 - Perfil de consumo UC 3 (escola).

	Consumo (kWh)		Demanda (kW)	
	FP	HP	FP	HP
fev/21	18.575,00	1.678,00	203,28	48,72
mar/21	13.468,00	1.377,00	86,52	59,64
abr/21	8.104,00	828,00	55,44	42,84
mai/21	8.586,00	521,00	68,88	31,92
jun/21	15.140,00	1.465,00	165,48	63,84
jul/21	16.267,00	2.195,00	173,88	52,08
ago/21	14.860,00	1.585,00	107,52	46,20
set/21	24.341,00	5.677,00	171,36	157,08
out/21	19.867,00	5.083,00	154,56	124,32
nov/21	23.423,00	5.176,00	204,12	125,16
dez/21	23.792,00	4.703,00	194,04	134,40
jan/22	15.856,00	2.734,00	94,08	109,20
Média	16.856,58	2.751,83	139,93	82,95

Fonte: Autor.

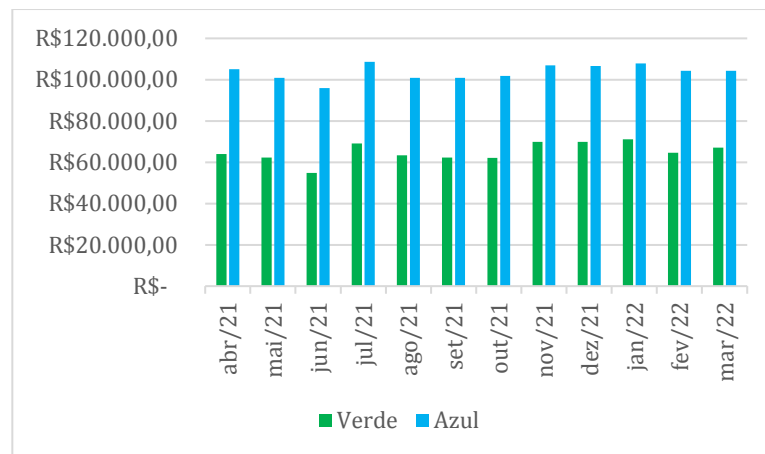
4.1 Análise tarifária

4.1.1 Unidade Consumidora 1

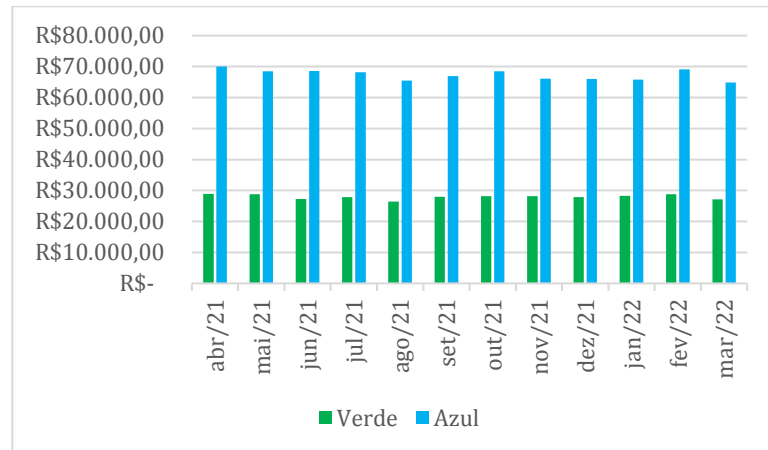
O resultado da análise desenvolvida para a UC 1 indica que a unidade está enquadrada na modalidade correta, ou seja, a que gera menos custo ao consumidor. A Figura 6 apresenta os custos envolvidos ao longo do período de análise com o cenário atual. É possível observar nas Figuras 6, 7 e 8 que o aumento no percentual de abatimento aumenta a diferença no custo das modalidades, ou seja, quanto maior o abatimento do consumo, maior a diferença no custo entre a modalidade horária verde e horária azul.

Para a unidade em questão, o percentual de abatimento não influencia na escolha da melhor modalidade tarifária, sendo a Verde mais interessante em todos os cenários e meses da análise. A Tabela 9 apresenta o custo total do período de análise. No cenário atual o custo da modalidade horária azul é de R\$ 1.543.455,74 e na modalidade verde é de R\$ 955.973,31, uma redução de 38,06% no custo total. No cenário de maior abatimento essa redução é de 63,84%.

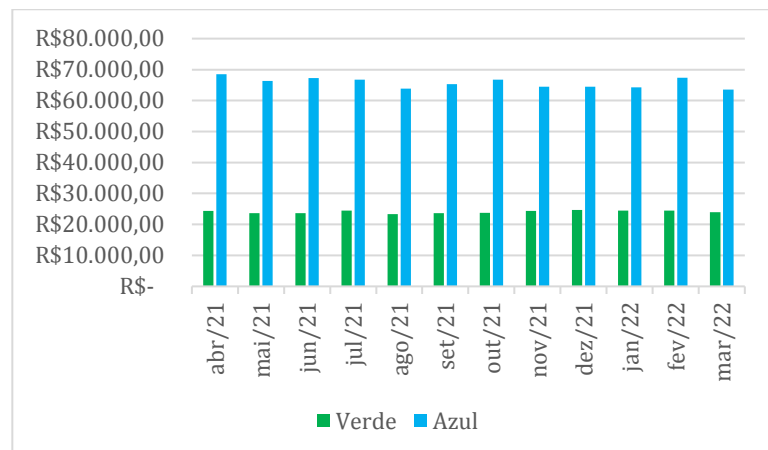
Figura 6 - Custo com cenário atual UC 1.



Fonte: Autor.

Figura 7 -Custo abatimento 100 % FP UC 1.

Fonte: Autor.

Figura 8 - Custo abatimento 100% FP e 100% HP UC 1.

Fonte: Autor.

Tabela 9 - Custo total UC 1.

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Verde	R\$ 955.973,31	R\$ 420.427,84	R\$ 358.827,68
Azul	R\$ 1.543.455,74	R\$ 1.015.561,01	R\$ 992.465,28

Fonte: Autor.

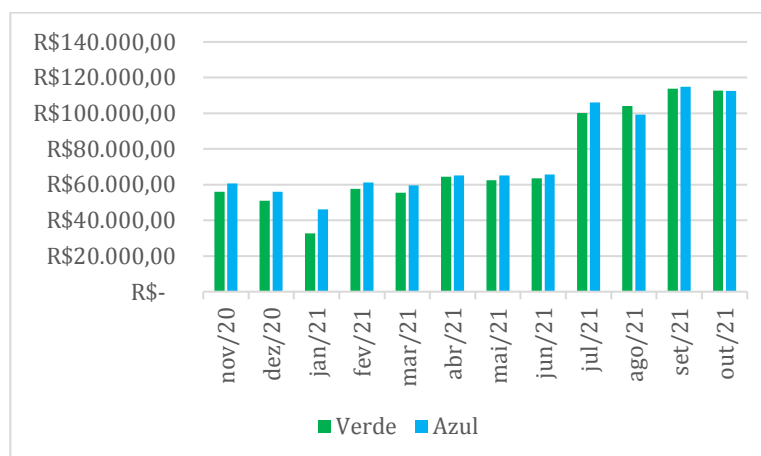
4.1.2 Unidade Consumidora 2

O resultado da análise tarifária desenvolvida na Unidade 2 é apresentado nas Figuras 8 e 9 e 10. É possível observar na Figura 9 que o custo entre as modalidades tarifárias é similar. Na modalidade horária verde, o maior consumo no posto tarifário HP aumenta o custo

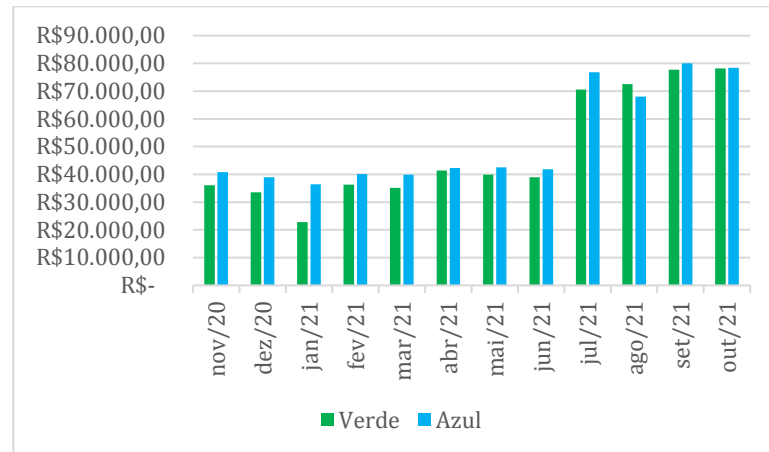
total. Na modalidade azul, o custo com consumo é menor em relação à modalidade verde, porém as altas demandas registradas (ultrapassagem de demanda) entre julho e outubro de 2021 oneram a fatura, tornando o custo com as duas modalidades similares. Ao variar o percentual de abatimento, o custo entre as modalidades varia, sendo a tarifa azul mais onerosa com o aumento do percentual de desconto.

Ao considerar o cenário atual verificou-se que a unidade está com o enquadramento tarifário inadequado. O custo total no cenário atual com a modalidade horária azul é de R\$ 912.537,29 e com a modalidade horária verde é de R\$ 873.978,02. Como o cliente está enquadrado na modalidade horária azul, a perda de economia é de 4,22%. No maior cenário de abatimento essa redução é de 51,82 %. A partir da Figura 10 em que há o abatimento total do consumo HP é possível concluir que essa é a componente que mais pesa no valor final, uma vez que a tarifa de energia é maior na modalidade Azul. O correto enquadramento dessa unidade traria uma economia de R\$ 38.559,27 no cenário atual e R\$ 265.581,32 no cenário de total abatimento do consumo.

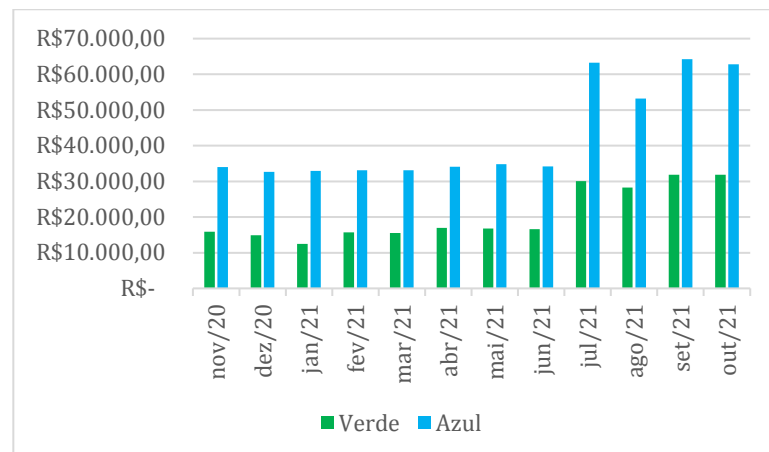
Figura 9 - Custo com Cenário Atual UC 2.



Fonte: Autor.

Figura 10 - Custo Abatimento 100 % FP UC 2.

Fonte: Autor.

Figura 11 - Custo Abatimento 100 % FP e 100% HP UC 2.

Fonte: Autor.

Tabela 10 - Custo total UC 2

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Verde	R\$ 873.978,02	R\$ 583.161,51	R\$ 246.907,51
Azul	R\$ 912.537,29	R\$ 626.089,09	R\$ 512.488,83

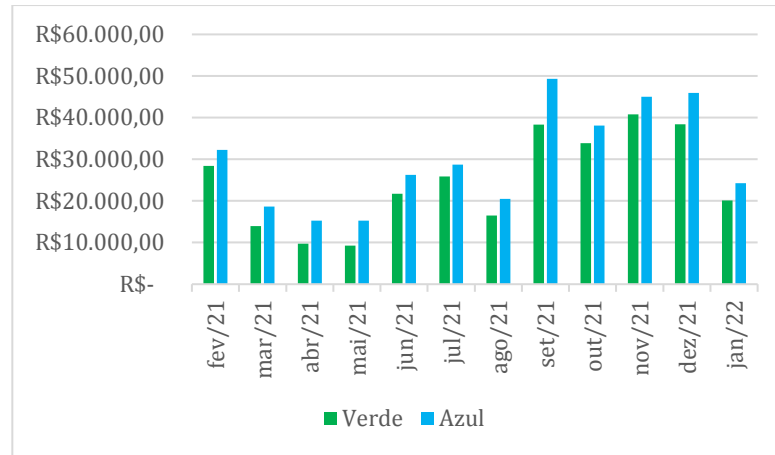
Fonte: Autor.

4.1.3 Unidade Consumidora 3

Assim como a UC 1, a análise desenvolvida neste trabalho indica que a unidade está com o enquadramento tarifário correto. O custo total com a modalidade verde no cenário

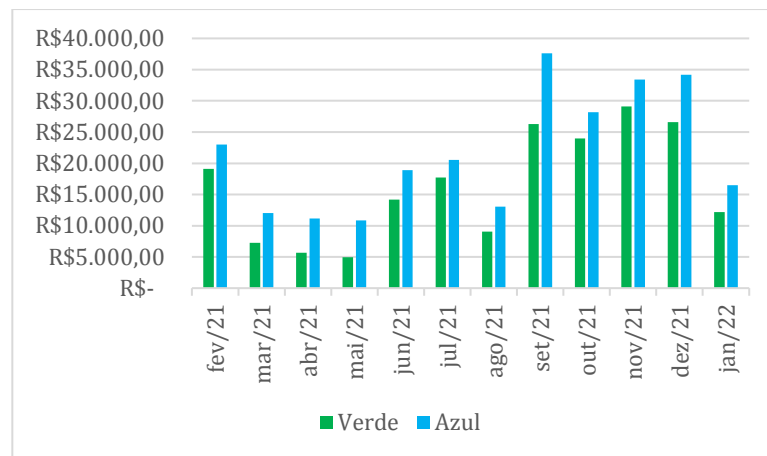
atual é de R\$ 297.088,41 e com a azul é de R\$ 359.628,98, um aumento de 21,05%. No cenário de maior abatimento esse aumento é de 90,88%.

Figura 12 - Custo com Cenário Atual UC 3.

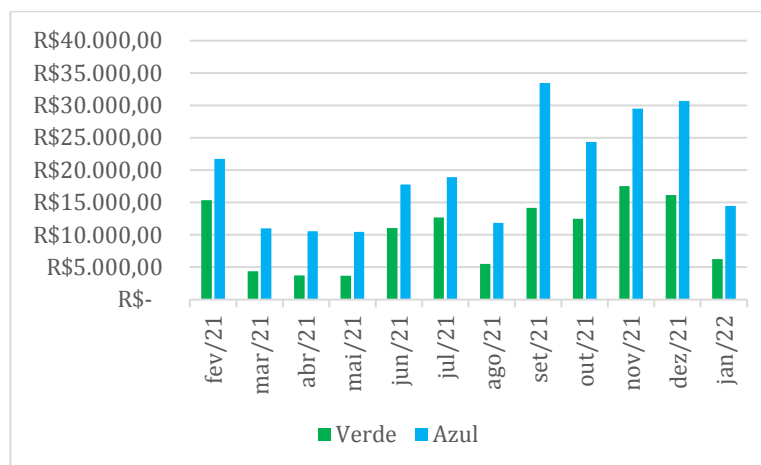


Fonte: Autor.

Figura 13 - Custo Abatimento 100 % FP UC 3.



Fonte: Autor.

Figura 14 - Custo Abatimento 100 % FP e 100%HP.

Fonte: Autor.

Tabela 11 - Custo total UC 3.

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Verde	R\$ 297.088,41	R\$ 196.119,28	R\$ 122.991,62
Azul	R\$ 359.628,98	R\$ 259.405,88	R\$ 234.768,42

Fonte: Autor.

4.2 Análise de Demanda

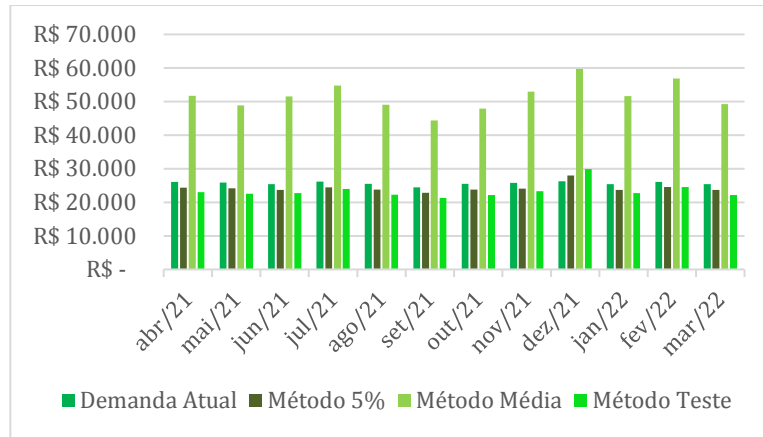
4.2.1 Unidade Consumidora 1

O resultado da análise da demanda contratada da UC 1 é apresentado nas Figuras 14 e 15 a seguir. A Tabela 12 apresenta um comparativo entre o custo total dos 3 métodos desenvolvidos neste estudo. O cliente atualmente possui demanda contratada de 800 kW. O custo com demanda com a modalidade horária verde é de R\$ 307.968,94 e com a modalidade horária azul é de R\$ 958.677,62, um aumento de 212% quando comparado ao enquadramento na modalidade horária verde.

Dentre os métodos desenvolvidos nesse estudo para analisar a demanda contratada ideal, o Método Teste gerou um menor custo com demanda, totalizando R\$ 280.578,35 na modalidade horária verde, enquadramento atual do cliente. Essa adequação representa uma economia de 9,66% apenas com o ajuste da demanda contratada. A demanda contratada ideal determinada pelo método teste é de 702 kW. Na modalidade horária azul o método teste também

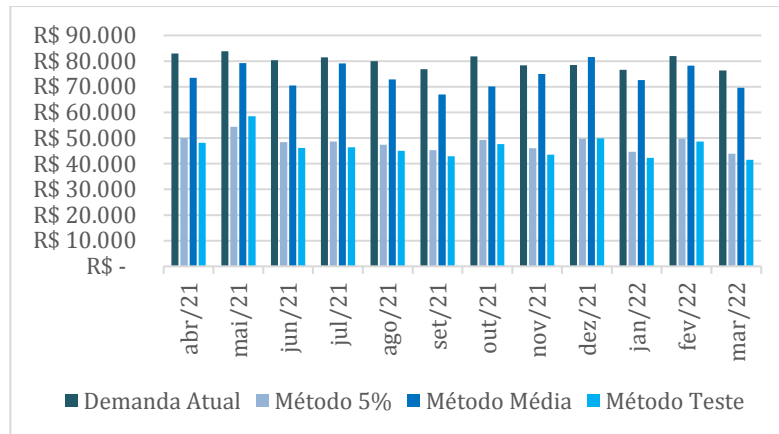
apresentou melhores resultados, conforme tabela X. A demanda ideal determinada foi de 702 kW no posto tarifário FP e 275kW no posto tarifário HP.

Figura 15 - Análise de demanda Verde UC 1.



Fonte: Autor.

Figura 16 - Análise de demanda Azul UC 1.



Fonte: Autor.

Tabela 12 - Análise de demanda UC 1.

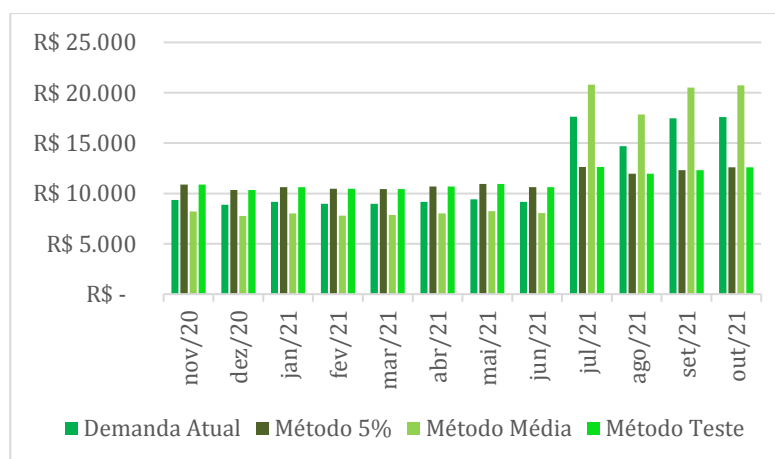
	Demanda Atual	Método 5%	Método Média	Método Teste
Verde	R\$ 307.968,94	R\$ 291.078,81	R\$ 618.744,26	R\$ 280.578,35
Azul	R\$ 958.677,62	R\$ 577.184,45	R\$ 889.021,71	R\$ 560.518,69

Fonte: Autor.

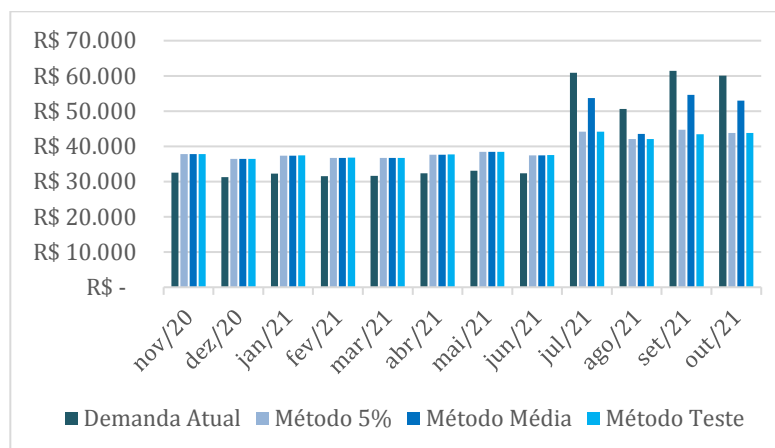
4.2.2 Unidade Consumidora 2

Os resultados da análise de qual demanda contratada gera menos custos ao Consumidor 2 é apresentado nas Figuras 16 e 17. Tabela 13 apresenta um comparativo entre o custo total de cada método. O cliente atualmente possui demanda contratada de 300 kW, enquadrado na modalidade horária azul. O custo com demanda no cenário atual é de R\$ 489.987,16. Dentre os métodos desenvolvidos neste estudo, o Método Teste e Método 5% apresentaram o menor custo, chegando ao mesmo valor de custo total e demanda contratada ideal. A demanda contratada ideal determinada pelos supracitados métodos é de 359 kW no posto tarifário FP e 361 kW no posto tarifário HP. O custo total com a demanda contratada ideal é de R\$ 472.193,22, uma redução de 3,64% com relação ao cenário atual. No cenário de enquadramento na modalidade horária verde os dois métodos também apresentaram os melhores valores, conforme Tabela 13 , chegando ao valor de 361 kW de demanda contratada ideal.

Figura 17 - Análise de demanda Verde UC 2.



Fonte: Autor.

Figura 18 - Análise de demanda Azul UC 2

Fonte: Autor.

Tabela 13 - Análise de demanda UC 2.

	Demanda Atual	Método 5%	Método Média	Método Teste
Verde	R\$ 140.438,78	R\$ 134.502,94	R\$ 143.793,28	R\$ 134.502,94
Azul	R\$ 489.987,16	R\$ 473.189,79	R\$ 503.371,38	R\$ 472.193,22

Fonte: Autor.

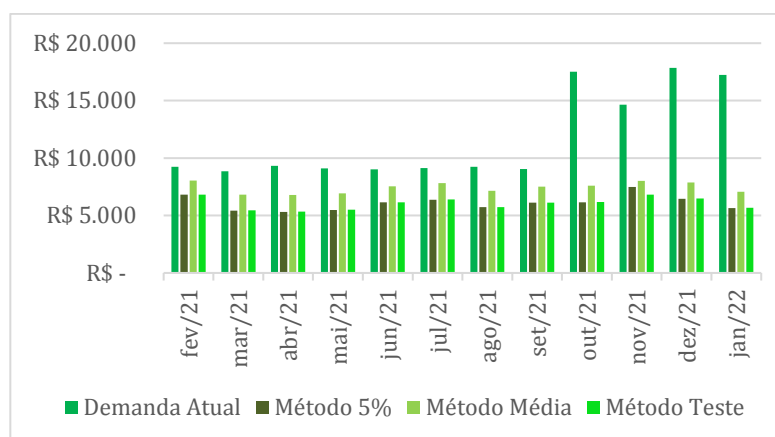
4.2.3 Unidade Consumidora 3

O resultado da análise da melhor demanda contratada para o consumidor 3 é apresentado nas Figuras 18 e 19. O cliente atualmente possui demanda contratada de 100 kW e é enquadrado na modalidade horária verde. O custo total com demanda considerando o cenário atual é de R\$ 140.206,93, e o custo considerando a melhor demanda contratada determinada neste estudo, que corresponde ao Método Teste, é de R\$ 72.675,68, o que representa uma possível economia de 92,92% no custo total com demanda apenas com ajuste das relações contratuais com a concessionária, neste caso através da demanda contratada. No cenário de enquadramento na modalidade horária azul o Método Teste também apresentou os melhores resultados, sendo a economia possível ao cliente de 149,30%.

Ao analisar as Figuras 18 e 19 é possível observar que entre outubro de 2021 e janeiro de 2022 o custo com demanda no cenário atual é consideravelmente superior aos resultados obtidos com os métodos desenvolvidos nessa análise. De acordo com o histórico de consumo da unidade, disponível na Tabela 14, nesse período houve um aumento significativo na demanda registrada no horário HP. Esse fato corrobora a importância da gestão da energia

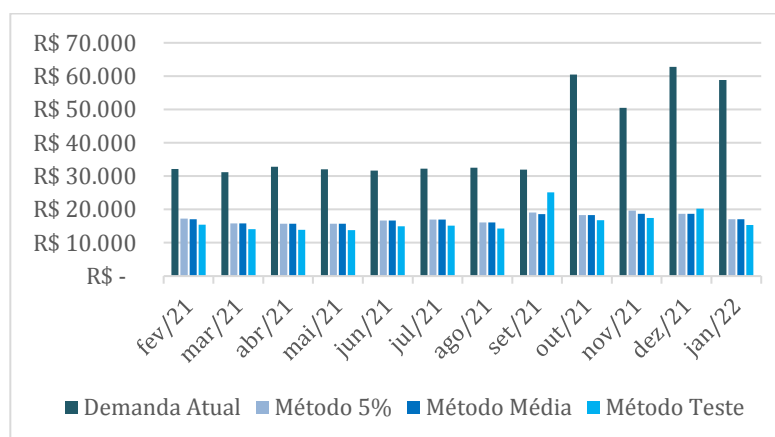
elétrica, uma vez que o perfil de consumo da unidade pode assumir diferentes características, sendo necessário avaliar periodicamente a relação contratual com a concessionária, visando o menor custo possível ao cliente.

Figura 19 - Análise de demanda Verde UC 3.



Fonte: Autor.

Figura 20 - Análise de demanda Azul UC 3



Fonte: Autor.

Tabela 14 - Análise de demanda UC 3.

	Demanda Atual	Método 5%	Método Média	Método Teste
Verde	R\$ 140.206,93	R\$ 73.109,34	R\$ 89.205,81	R\$ 72.675,68
Azul	R\$ 489.221,30	R\$ 207.078,85	R\$ 205.501,86	R\$ 196.237,58

Fonte: Autor

4.3 Impacto da REN n° 1.059/23

4.3.1 Unidade Consumidora 1

A Tabela 15 apresenta o resultado obtido na análise do impacto da referida REN no custo final do cliente e a interferência na escolha da modalidade tarifária que gera menos custo ao consumidor. A UC 1 é enquadrada como GD III, e está sujeita à regras mais rígidas de transição. Como as novas regras de faturamento serão aplicadas aos consumidores participantes do sistema de compensação de créditos, o cenário atual das unidades consumidoras deste estudo não sofre alterações, visto que não compensa créditos. Ao analisar o caso de maior abatimento na atual modalidade tarifária do cliente, neste caso horária verde, há um aumento no custo total de R\$ 33.880,73, que é 9,44% maior que o valor anterior à Resolução. No cenário de enquadramento na modalidade horária azul esse aumento é de R\$ 3.558,72, 0,35% a mais no custo.

Ou seja, o impacto do novo faturamento é consideravelmente maior para a modalidade horária verde, porém, para este consumidor essa modalidade continua sendo economicamente mais interessante, conforme é possível observar na Tabela 15.

Tabela 15 - Impacto da REN n° 1.059/23 na UC 1.

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Regra Antiga			
Verde	R\$ 955.973,31	R\$ 420.427,84	R\$ 358.827,68
Azul	R\$ 1.543.455,74	R\$ 1.015.561,01	R\$ 992.465,28
100% da TUSD fio B+40% da TUSD fio A+TFSEE+P&D			
Verde	R\$ 955.973,31	R\$ 423.886,30	R\$ 392.708,41
Azul	R\$ 1.543.455,74	R\$ 1.019.019,47	R\$ 996.024,00

Fonte: Autor.

4.3.2 Unidade Consumidora 2

A Tabela 16 apresenta o resultado da análise para o Consumidor 2. Essa UC é classificada como GD II, e assim como no Consumidor 1, o cenário atual não registra alterações. No maior cenário de abatimento não há aumento no enquadramento atual do cliente, ou seja, na modalidade horária azul a componente TUSD fio B é zerada. Já para a modalidade verde esse aumento é de 8,42%, ou seja R\$ 20.806,31. Considerando a cobrança da TUSD Fio B em 90% também não há alteração no custo no atual enquadramento, e para a modalidade verde esse aumento é de 50,56%, ou seja R\$ 124.837,87.

Tabela 16 - Impacto da REN nº 1.059/23 na UC 2.

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Regra Antiga			
Verde	R\$ 873.978,02	R\$ 583.161,51	R\$ 246.907,51
Azul	R\$ 912.537,29	R\$ 626.089,09	R\$ 512.488,83
15% da TUSD fio B			
Verde	R\$ 873.978,02	R\$ 583.161,51	R\$ 267.713,82
Azul	R\$ 912.537,29	R\$ 626.089,09	R\$ 512.488,83
90% da TUSD fio B			
Verde	R\$ 873.978,02	R\$ 583.161,51	R\$ 371.745,35
Azul	R\$ 912.537,29	R\$ 626.089,09	R\$ 512.488,83

Fonte: Autor.

4.3.3 Unidade Consumidora 3

A Tabela 17 apresenta o resultado da análise para o Consumidor 3. Essa unidade é enquadrada como GD II Assim como nos consumidores anteriores, não há alteração de custo com o cenário atual. No maior cenário de abatimento o aumento causado pela nova forma de faturamento é de 3,68%, ou seja R\$ 4.534,65. Já para o cenário de enquadramento na modalidade horária azul não há aumento no custo total. Apesar do maior aumento no custo na modalidade horária verde, esta continua sendo a mais viável economicamente para o cliente.

Tabela 17 - Impacto da REN nº 1.059/23 na UC 3.

	Cenário atual	100% FP	100% FP e 100% HP
Regra Antiga			
Verde	R\$ 297.088,41	R\$ 196.119,28	R\$ 122.991,62
Azul	R\$ 359.628,98	R\$ 259.405,88	R\$ 234.768,42
15% da TUSD fio B			
Verde	R\$ 297.088,41	R\$ 196.119,28	R\$ 127.526,26
Azul	R\$ 359.628,98	R\$ 259.405,88	R\$ 234.768,42
90% da TUSD fio B			
Verde	R\$ 297.088,41	R\$ 196.119,28	R\$ 150.199,46
Azul	R\$ 359.628,98	R\$ 259.405,88	R\$ 234.768,42

Fonte: Autor.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho teve por objetivo realizar a gestão de energia elétrica de unidades consumidoras enquadradas no grupo tarifário A, sob a perspectiva de geração distribuída. Em sua maior parte, os consumidores enquadrados neste grupo desempenham atividades comerciais e industriais, em que os custos com energia elétrica representam grande parte de suas despesas. Foram desenvolvidas algumas análises que auxiliam aos gestores de tais empreendimentos com a tomada de decisões acerca das relações contratuais firmadas com a distribuidora, contratos esses que podem acarretar gastos sobressalentes quando não compatíveis com o perfil de consumo da unidade consumidora.

Dentre os métodos desenvolvidos para determinar a demanda contratada ideal o método teste apresentou os melhores resultados, indicando em todas as unidades analisadas uma incorreta contratação de demanda, representando um grande potencial de redução de custos com essa componente da fatura de energia elétrica. Este método realizou uma varredura do custo com cada demanda contratada no intervalo entre a máxima e a mínima demanda registrada na unidade no período de análise, e por este motivo é um método mais confiável.

Outro aspecto contratual analisado neste estudo foi o enquadramento tarifário. Das 3 unidades analisadas a UC 1 e UC 3 estão no enquadramento tarifário correto, ou seja, no que gera menos custo ao consumidor. Foi constatado que além de subcontratação de demanda, a unidade 2 está com enquadramento tarifário incorreto, sendo a modalidade tarifária verde mais interessante. No desenvolvimento deste estudo constatou-se que o posto tarifário HP é decisivo nas análises aqui propostas, uma vez que este possui os maiores custos envolvidos, seja demanda contratada ou energia. Os resultados obtidos nesta seção reiteram a necessidade da constante análise do perfil de consumo da unidade para a assertividade nos contratos entre distribuidora e consumidor.

Através dos resultados deste estudo foi possível concluir que a geração distribuída interfere na escolha da melhor modalidade tarifária, principalmente nos casos em que o consumo no posto tarifário HP é elevado e ocorre a total compensação dessa componente. Nesse contexto, foi verificado também o impacto da Ren 1.059/23 no custo final ao consumidor. Constatou-se que os clientes enquadrados como GD II na modalidade horária azul não sofrem com as novas regras de faturamento. Para clientes GD III na modalidade azul há um pequeno aumento no custo em função da cobrança de encargos como TFSEE e P&D. Para clientes

enquadrados como GD II e GD III na modalidade verde esse impacto é maior devido principalmente ao pagamento da TUSD fio B e TUSD fio A.

Este trabalho se configura como um guia para que os consumidores desenvolvam as análises aqui apresentadas e apliquem na realidade de suas unidades, para dessa maneira identificar, se for o caso, potencial de redução de custo com energia elétrica através dos ajustes das relações contratuais firmadas com a distribuidora.

É importante ressaltar que a pandemia de Covid-19 influenciou nos resultados obtidos nesta análise, uma vez que setores como comércio e indústria tiveram redução ou paralisação de suas atividades no período de distanciamento social. É importante que as análises desenvolvidas neste estudo sejam realizadas anualmente, ou quando o perfil de consumo da unidade for modificado, seja por fatores internos como alterações na atividade produtiva ou externos como o período de restrições devido à Covid-19.

5.1 Sugestão de Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se as seguintes análises:

- Utilizar uma base maior de dados, compreendendo mais anos, para dessa forma ter uma maior confiabilidade estatística na análise. Quanto maior a base de dados analisados, mais assertivos serão os resultados. Para obter esses dados é possível solicitar a memória de massa do medidor à distribuidora.
- Realizar as análises desenvolvidas neste estudo em uma unidade que possua geração junto à carga, relacionando o custo com o empreendimento e o impacto no retorno financeiro que a redução de custo com as relações contratuais representa.
- Desenvolver uma ferramenta automatizada para a análise de modalidade tarifária e de demanda contratada, em que o cliente informe apenas os dados de consumo e demanda.
- Realizar um comparativo entre o custo envolvido no mercado cativo e mercado livre de energia.

REFERÊNCIAS

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n° 1.000 de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL n° 414, de 9 de setembro de 2010; n° 470, de 13 de dezembro de 2011; n° 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, DF. ANEEL, 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.html>. Acesso em 10 abr. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n° 1.059 de 7 de fevereiro de 2023**. Aprimora as regras para a conexão e o faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica, bem como as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica; altera as Resoluções Normativas n° 920, de 23 de fevereiro de 2021, 956, de 7 de dezembro de 2021, 1.000, de 7 de dezembro de 2021, 1009, de 22 de março de 2022, e dá outras providências. Brasília, DF, 2023a. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>. Acesso em 12 abr. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória n° 3.026, de 19 de abril de 2022**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD referentes à Companhia Energética do Ceará - Enel CE, e dá outras providências. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223026ti.pdf>. Acesso em 04 fev. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília, DF: Tda Comunicação, 2008.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Geração Distribuída**. Brasília, DF. 2023. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 03 jun. 2023b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidades Tarifárias**. Brasília, DF. 2022 Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 18 maio 2023c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa**. Brasília, DF. 2023. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/. Acesso em: 25 abr. 2023d.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas e Informações Econômico-Financeiras**. Brasília, DF. 2023. Disponível em: [Microsoft Power BI](#). Acesso em: 18 jun. 2023e.

BAJAY, Sérgio *et al.* **Geração Distribuída e Eficiência Energética**: reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. Campinas. International Energy Initiative – Iei Brasil, 2018.

BORGES, Fabricio Quadros. **Crise de energia elétrica no Brasil**: Uma breve reflexão sobre a dinâmica de suas origens e resultados. Recima21 - Revista Científica Multidisciplinar - Issn 2675-6218, [S.L.], v. 2, n. 10, p. 1-11, 2 nov. 2021. RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar. <http://dx.doi.org/10.47820/recima21.v2i10.809>.

ELEKTRO. **Eficiência Energética**: fundamentos e aplicações. Campinas: Editora, 2012.

IEA, International Energy Agency -. **Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources**: power system opportunities and best practices. France: Iea Publications, 2022.

Junior, W. P, et.al. Levantamento da geração distribuída compartilhada no Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., 2018, Gramado. Anais Eletrônicos [...]. Gramado, 2018. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/513/513>. Acesso em 22 maio.2023.

JUSTI, Jamson. **Modelo de simulação para a análise de viabilidade de geração de energia elétrica em estações de tratamento de esgoto urbanas após a implantação da REN 482/12**. 2013. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2013.

PIMENTEL, Julia Pellizzon. **Análise do marco legal da Geração Distribuída**. 2022. 45 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2022.

PROCEL – **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. Disponível em < [te344 aula 09 - manual de tarif en el - procel_epp - agosto-2011.pdf \(ufpr.br\)](#)>. Acesso em 24/10/2021.

SILVA, Dhonny Lima da. **Uma metodologia para enquadramento tarifário eficiente, por meio da análise da demanda e do consumo de energia elétrica**: Um estudo de caso nas

unidades da Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará. 2017. 97 f. - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

SOETHE, Ghabriel Campigotto; BLANCHET, Luiz Alberto. Geração distribuída e desenvolvimento sustentável. **A&C - Revista de Direito Administrativo & Constitucional**, [S.L.], v. 20, n. 79, p. 233, 29 mar. 2020. Revista de Direito Administrativo and Constitucional. <http://dx.doi.org/10.21056/aec.v20i79.1221>.