

INSTITUTO FEDERAL

Paraíba

Campus João Pessoa

CURSO SUPERIOR DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ALYSSON LUIZ BATISTA FERREIRA DA COSTA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

MIGRAÇÃO DO SUBGRUPO TARIFÁRIO A4 PARA A3:

ESTUDO DE CASO DO CAMPUS I DA UFPB

João Pessoa
2022

ALYSSON LUIZ BATISTA FERREIRA DA COSTA

MIGRAÇÃO DO SUBGRUPO TARIFÁRIO A4 PARA A3:
ESTUDO DE CASO DO CAMPUS I DA UFPB

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso Superior de Bacharelado
em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de
Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba
como parte dos requisitos necessários para a
obtenção do grau de Bacharel em Engenharia
Elétrica.*

Orientador:

Prof. Franklin Martins Pereira Pamplona, Dsc.

João Pessoa
2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação – CIP
Biblioteca Nilo Peçanha – IFPB, *campus* João Pessoa

C838m Costa, Alysson Luiz Batista Ferreira da.
Migração do subgrupo tarifário A4 para A3 : estudo de caso do Campus I da UFPB / Alysson Luiz Batista Ferreira da Costa. – 2022.
64 f. : il.
TCC (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Paraíba – IFPB / Coordenação de Engenharia Elétrica.
Orientador : Prof. Dr. Franklin Martins Pereira Pamplona.
1. Energia elétrica – Migração tarifária. 2. Consumo de energia elétrica – UFPB. 3. Tarifação de energia elétrica – Redução de custos. 4. Contratação de energia elétrica . I. Título.

CDU 621.317.38

ATA 63/2022 - CCSBEE/UA3/UA/DDE/DG/JP/REITORIA/IFPB

Coordenação do Curso Superior de Bacharelado
em Engenharia Elétrica
CCSBEE-JP

**ATA DE APRESENTAÇÃO PÚBLICA E AVALIAÇÃO DE
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

ATA Nº: (Nº / ANO)	260/2022
-----------------------	-----------------

Às dez horas do dia treze do mês de julho do ano de dois mil e vinte e dois, de modo virtual foi realizada a Apresentação Pública e Avaliação do Trabalho de Conclusão de Curso intitulado "**MIGRAÇÃO DO SUBGRUPO TARIFÁRIO A4 PARA A3: ESTUDO DE CASO DO CAMPUS I DA UFPB**", do aluno **ALYSSON LUIZ BATISTA FERREIRA DA COSTA**, requisito obrigatório para conclusão do CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, com os membros da Banca Examinadora **FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA, DR.** (Orientador, IFPB), **Alan Melo Nóbrega, Dr.** (Examinador, IFPB) e **José Bezerra de Menezes Filho, Dr.** (Examinador, IFPB). Após a apresentação e as considerações da Banca Examinadora, o trabalho foi considerado **APROVADO**, com nota **97** sendo esta composta pela média aritmética das seguintes avaliações parciais:

Texto:	Apresentação:	Defesa oral:
90	100	100

Eu, **FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA, DR.** (Orientador, IFPB), lavrei a presente Ata, que segue assinada por mim e pelos demais membros da Banca Examinadora.

Observações:

Documento assinado eletronicamente por:

- **Franklin Martins Pereira Pamplona, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 13/07/2022 23:44:18.
- **Jose Bezerra de Menezes Filho, PROF ENS BAS TEC TECNOLOGICO SUBSTITUTO**, em 14/07/2022 11:32:03.
- **Alan Melo Nobrega, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO**, em 25/07/2022 17:10:45.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 13/07/2022. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse https://suap.ifpb.edu.br/autenticar_documento/ e forneça os dados abaixo:

Código: 313867
Verificador: 0e079c4d38
Código de Autenticação:



*Dedico este trabalho ao Senhor Nosso
Deus criador, aos meus pais, irmãos e
sobrinhos, bem como a querida esposa e filhos.*

Agradecimentos

Agradeço ao meus pais, esposa e filhos, pelo apoio durante a elaboração do trabalho. Também agradeço a equipe de engenheiros da Gerência de Eletricidade da Superintendência de Infraestrutura da UFPB, pela prontidão em disponibilizar todos os dados necessário para a conclusão deste trabalho, bem como todas outras informações relevantes.

Também estendo meu agradecimento ao Instituto Federal da Paraíba por todo suporte oferecido no decorrer da graduação e ao meu orientador Franklin, por sua excelência no ensino, dedicação ao seu encargo e espetacular lado humano, além do auxílio na produção deste trabalho.

Por fim, agradeço a todos professores que me ensinaram o melhor de suas disciplinas ministradas, bem como a todos os colegas que na interação ocorrida, contribuíram para o desenvolvimento e conclusão do curso, em especial aos colegas Leandro de Oliveira Goncalves, Osni Di Társis Rodrigues Porcino, Frederico Victor Scoralick Santiago, José Pereira e Lucas Antonino de Souza.

Resumo

O presente trabalho apresenta um estudo de caso aplicado numa unidade consumidora da Universidade Federal da Paraíba, no qual se realiza uma análise de viabilidade de migração do subgrupo tarifário do contrato vigente, A4, para o subgrupo A3, ambos no mercado cativo. No estudo são avaliadas, por comparação, as implicações para essa mudança, bem como a redução dos custos com o insumo energia. A metodologia aplicada envolveu a coleta de dados de demanda de potência ativa medida e o consumo de energia elétrica no período de abril de 2019 a março de 2020, com base nas faturas de energia fornecidas pela concessionária local. Os dados foram compilados em um programa de planilha eletrônica, possibilitando a geração de gráficos e tabelas, e a simulação da fatura de energia considerando que o campus I da UFPB estivesse com contrato vigente no subgrupo A3 e modalidade alternativa horo-sazonal azul, no mercado cativo. O estudo de caso constatou que do ponto de vista normativo e, especialmente, financeiro, há plena viabilidade para migração. A economia prevista no período selecionado, seria de R\$ 3.235.648,01. No entanto, a potencial economia verificada, não se resume apenas na celebração de um novo contrato de fornecimento, mas, inevitavelmente, demanda um grande aporte financeiro, para viabilizar a construção de uma linha de distribuição em alta tensão e de uma subestação particular que permita que a tensão de fornecimento seja em alta tensão, igual a 69 kV.

Palavras-chave: Migração, Modalidade, Subgrupo, Tarifário, Contrato, Custos, Resolução, Mercado Cativo, Energia elétrica.

Abstract

The present work presents a case study applied in a consumer unit of the Federal University of Paraíba, in which a feasibility analysis of migration of the tariff subgroup of the current contract, A4, to subgroup A3, both in the captive market, is performed. In the study, by comparison, the implications for this change are evaluated, as well as the reduction of energy costs. The applied methodology involved the collection of measured active power demand data and electricity consumption from April 2019 to March 2020, based on energy bills provided by the local concessionaire. The data were compiled in a spreadsheet program, enabling the generation of graphs and tables, and the simulation of the energy bill considering that UFPB campus I had a contract in force in subgroup A3 and alternative modality blue horo-seasonal, in the captive market. The case study found that from a normative and especially financial point of view, there is full viability for migration. The expected savings in the selected period would be R\$ 3,235,648.01. However, the potential savings that have been verified are not only limited to the conclusion of a new supply contract, but inevitably requires a large financial contribution, to enable the construction of a high voltage distribution line and a particular substation that allows the supply voltage to be at high voltage, equal to 69 kV.

Keywords: Migration, Modality, Subgroup, Tariff, Contract, Costs, Resolution, Captive Market, Electric Energy.

Lista de Ilustrações

Figura 1 – Aerofotografia do Campus I da UFPB.	17
Figura 2– Curva de carga típica de uma unidade consumidora – Campus I - UFPB.	22
Figura 3– Consumo de energia elétrica por classe de consumo.	25
Figura 4 – Perfil de carga por classe de consumo	26
Figura 5– Triângulo das potências.	27
Figura 6– Fator de potência unitário, indutivo e capacitivo.	28
Figura 7– Postos horários capacitivos e indutivos.	30
Figura 8 – Composição da tarifa de energia elétrica – Energisa - PB.	322
Figura 9 – Composição dos postos horários de energia elétrica.	34
Figura 10 – Modalidade tarifária horo-sazonal verde.	36
Figura 11 – Modalidade tarifária horo-sazonal azul.	38
Figura 12 – Fornecedor e consumidor no mercado cativo.	40
Figura 13 – Fornecedores e consumidor no mercado livre.	42
Figura 14 – Rede secundária área em cabos multiplexados.	44
Figura 15 – Rede primária área compacta em cabos protegidos.	44
Figura 16 – Representação dos custos com energia elétrica - Campus I - UFPB.	47
Figura 17 – Demanda ativa de ponta no Campus I da UFPB.	49
Figura 18 – Demanda ativa fora de ponta no Campus I da UFPB	49
Figura 19 – Perfil de demanda ativa diária no Campus I da UFPB.	50
Figura 20 – Demanda ativa registrada na subestação TF16 da UFPB.	52
Figura 21 – Tensão de Linha média na subestação TF16 da UFPB.	533

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Quadro de cargas típico de uma unidade consumidora residencial.....	244
Tabela 2 - Quadro de demanda típico de uma unidade consumidora residencial.	24
Tabela 3 – Subgrupos do Grupo A	333
Tabela 4 – Subgrupos do Grupo B.....	33
Tabela 5 – Transformadores instalados no Campus I da UFPB.....	455
Tabela 6 – Custo com energia elétrica entre abril de 2019 a março de 2020.....	47
Tabela 7 – Consumos e demandas registradas	48
Tabela 8 – Custo mensal e total estimados com base nas faturas de energia elétrica do Campus I da UFPB	54
Tabela 9 – Custo total - Consumos e demandas	555
Tabela 10 - Excedente de Energia Reativa - Campus I - UFPB.....	577

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
UFPB	Universidade Federal da Paraíba
UFPG	Universidade Federal de Campina Grande
MEC	Ministério da Educação
PB	Paraíba
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
GE	Gerência de Eletricidade
SINFRA	Superintendência de Infraestrutura
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
MME	Ministério de Minas e Energia
REN	Resolução Normativa
UC	Unidade Consumidora
NDU	Norma de Distribuição Unificada
V	Volt
kW	Quilovolt-watts
kVA	Quilovolt-ampere
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
IGC	Índice Geral de Cursos Avaliados
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
CCEN	Centro de Ciências Exatas e da Natureza
CCHLA	Centro de Ciências Humanas, Letras e Artes
CCM	Centro de Ciências Médicas
CCS	Centro de Ciências da Saúde
CCSA	Centro de Ciências Sociais Aplicadas
CE	Centro de Educação
CT	Centro de Tecnologia

CBiotec	Centro de Biotecnologia
CTDR	Centro de Tecnologia e Desenvolvimento Regional
CCTA	Centro de Comunicação, Turismo e Artes
CI	Centro de Informática
CEAR	Centro de Energia Alternativas e Renováveis
CCA	Centro de Ciências Agrárias
CCHSA	Centro de Ciências Humanas, Sociais e Agrárias
CCAÉ	Centro de Ciências Aplicadas e Educação
CCJ	Centro de Ciências Jurídicas
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
LDAT	Linha de Distribuição em Alta Tensão
EL	Entrada de Linha
SED	Subestação de Distribuição
TUG	Tomada de uso geral
TUE	Tomada de uso específico
TF	Transformador

Sumário

1	Introdução	14
1.1	Objetivos	16
1.2	A Universidade Federal da Paraíba – UFPB	16
1.3	Estrutura do Trabalho	19
2	Fundamentação Teórica	20
2.1	Conceitos técnicos básicos	20
2.1.1	Potência Elétrica e Instalada	20
2.1.2	Consumo	20
2.1.3	Demanda Elétrica	21
2.1.4	Fator de Demanda	22
2.1.5	Classes de consumo	24
2.1.6	Fator de potência	26
2.2	Tarifação de Energia Elétrica	30
2.2.1	Conceitos Básicos	31
2.2.2	Grupos e subgrupos das unidades consumidoras	32
2.2.3	Estrutura tarifária do grupo A	33
2.2.4	Bandeiras Tarifárias	38
2.3	Ambientes de Contratação de Energia	39
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulado (ACR)	39
2.3.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	40
3	Metodologia	43
3.1	Caracterização da Unidade Consumidora	43
3.2	Apresentação do Problema e Metodologia Aplicada	45
3.3	O Estudo de Caso	46
4	Conclusão	58
	Referências	60
	APÊNDICE A	63
	ANEXO A	65

1 INTRODUÇÃO

Desde a sua descoberta, a energia nas suas diversas formas, tornou-se indispensável à manutenção da vida humana. Sendo uma das mais importantes, a eletricidade tornou-se a forma mais oportuna de energia, assumindo papel preponderante para o desenvolvimento socioeconômico.

A economia é baseada em uma relação de produção e custo. A busca incansável por processos mais eficientes que promovam impactos na redução das despesas de empresas e instituições, é algo fundamental. Incorporado ao processo de produção, a energia elétrica assume o papel crucial, pois dela depende o funcionamento de quase a totalidade de equipamentos e instrumentos necessários para o desenvolvimento das atividades econômicas nas sociedades modernas. É daí que desponta a necessidade de criação de formas de redução das despesas com energia elétrica para que haja diminuição de custos em toda a cadeia produtiva.

No entanto é preciso ter o entendimento que o consumo de energia elétrica varia de acordo com o perfil de cada tipo de consumidor, existindo diferenças na forma em que esse consumo acontece, dependendo da carga instalada, tempo e horários de uso, dentre outros.

No Brasil, de forma macro, esse perfil pode ser percebido pelo SIN, que é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, composto por fontes hidráulica, térmica, eólica, nuclear e solar, sendo considerada uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo. Pelo fato do sistema elétrico nacional ser interligado em seus 4 subsistemas, Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, é possível traçar um perfil geral de consumo no país [1]. Exatamente a partir desse perfil nacional é estabelecido uma média geral de consumo, servindo de base para a tarifação.

Na resolução Normativa da ANEEL nº 1.000/2021 são definidos horários distintos para a aplicação de tarifas de forma diferenciada, em concordância com a homologação realizada em sua revisão tarifária periódica [2]. No decorrer de 24 horas, há intervalos específicos denominados por horário de Ponta, Intermediário e outro denominado horário Fora de Ponta, ao qual é aplicada a referida diferenciação tarifária.

O SIN revela que a maior demanda de energia ocorre no horário de Ponta, e é esse fato que serve de premissa para que a ANEEL, junto com as concessionárias, estabeleça um modelo tarifário alternativo. Dessa forma, consumidores que têm maior demanda por

energia elétrica em horários diferentes do horário de pico do perfil nacional, arcam com um custo menor por esse insumo. Tomando-se por exemplo, consumidores que possuem maior demanda no horário da manhã, podem optar por outra modalidade de tarifação, reduzindo seus custos com energia elétrica.

Uma vez que a energia elétrica é o insumo que compõe uma parte considerável das despesas fixas de uma empresa, indústria ou instituição, torna-se fundamental a existência de alternativas de tarifação, adequada a cada perfil, visando a redução nos custos e otimização do sistema. Para consumidores com maior porte, que detêm grande potência instalada e demanda, o deslocamento do maior consumo de energia para um intervalo de tempo com menor custo, oferece uma diferença relevante em termos de redução.

E essa relevância se tornou manifesta, exatamente na década de 90, com a extinção da equalização tarifária, por meio da Lei nº 8.631 onde foi fixado níveis de tarifas diferenciadas para as concessionárias, bem como a efetivação do Plano Nacional de Desestatização, que promoveu a competitividade entre as empresas do setor energético e posterior criação da ANEEL, EPE, CMSE e CCEE [3].

Desde então o país vem passando por uma considerável reestruturação do todo setor elétrico, dividindo-se em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Tais alterações propiciaram um melhor entendimento, principalmente para o consumidor, referente a tarifação aplicada, tornando os custos com energia elétrica gerenciáveis e planejáveis. Tal fato se aplica as mais diversas classes de consumidores e até mesmo o estado brasileiro, na posição de consumidor, vem adotando diversas iniciativas com o objetivo de tornar mais eficiente, a gestão governamental dos órgãos da Administração Pública Federal, no tocante a redução de gastos, dentre eles aqueles com energia elétrica.

Nesse sentido, o Ministério do Planejamento criou a Central de Compras e Contratações (CENTRAL) com o objetivo de centralizar a aquisição e a contratação de bens e serviços de uso comum aos órgãos da administração pública.

Constatou-se em um dos estudos efetuados pela CENTRAL, que no ano de 2014, a Administração Pública Federal desembolsou recursos da ordem de R\$ 114 milhões apenas com o insumo energia elétrica no Distrito Federal. O referido estudo indicou que com simples ações administrativas de gestão contratual realizadas junto a concessionária de energia elétrica, haveria grande possibilidade de redução de gastos com energia elétrica. Nessa direção, foi publicado o Decreto nº 8.540/2015, que determina medidas de racionalização do gasto público no âmbito da Administração Pública Federal direta,

autárquica e fundacional. Em seu artigo 4º, o Decreto estabelece, dentre outros, que os contratos e as contas de energia elétrica deverão ser analisados para adequar a contratação da demanda às necessidades do órgão[4].

Essa preocupação tem provocado um amplo interesse em gerar medidas que possibilitem a redução de gastos com energia elétrica, de maneira rápida, eficaz e pouco onerosa, sem desconsiderar outras ações que se enquadrem em investimentos com retorno a médio e longo prazo.

Em especial os grandes consumidores, aqueles que se enquadram nas tarifas binômias, carecem de uma criteriosa gestão dos hábitos de consumo de energia elétrica, para que eventuais mudanças abruptas no perfil de consumo sejam prontamente identificadas e medidas possam ser tomadas. Dentre as tais, está a mudança de grupo ou subgrupo tarifário de contratação de energia, desde que atendam às exigências que justifique tal migração. Esses aspectos balizam a motivação deste trabalho.

1.1 OBJETIVOS

Entendendo a problemática descrita na introdução, este trabalho pretende proporcionar a análise, por meio de um estudo de caso, de uma unidade consumidora em uma instituição pública de ensino superior, a Universidade Federal da Paraíba, campus I, verificando a possibilidade de migração do subgrupo tarifário do contrato vigente, A4 - horo-sazonal azul, para o subgrupo A3 - horo-sazonal azul, ambos no mercado cativo, avaliando por comparação, as implicações para essa mudança, bem como a economia com o insumo energia ocasionada por essa migração.

1.2 A UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB

A Universidade Federal da Paraíba (UFPB) foi criada pela Lei Estadual 1.366, de 02 de dezembro de 1955, e instalada, inicialmente, sob o nome de Universidade da Paraíba, como resultado da união de algumas escolas superiores.

Mais tarde, com a sua federalização, aprovada e decretada pela Lei nº. 3.835 de 13 de dezembro de 1960, tornou-se Universidade Federal da Paraíba, incorporando as estruturas universitárias existentes nas cidades de João Pessoa e Campina Grande.

O tempo foi passando e a instituição foi se solidificando e integrando ao ensino, na pesquisa e na extensão, apresentando inúmeros avanços e um desenvolvimento

expressivo para a expansão da Educação Superior no Nordeste e por consequência no país. Gradativamente seus gestores se esmeraram no planejamento de seus cursos e áreas, como também tratar de questões de infraestrutura, uma vez que a Universidade foi concebida a partir da junção de diversos cursos isolados, que funcionavam na capital do Estado, mas também nas cidades de Campina Grande e Areia, abrangendo posteriormente outras regiões do Estado, com um caráter, portanto, multicampi.

No início de 2002, a UFPB passou pelo desmembramento de quatro dos seus sete *campi*. A Lei nº. 10.419 de 9 de abril de 2002 criou, por desmembramento da UFPB, a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), com sede em Campina Grande. A partir de então, a UFPB ficou composta legalmente pelos *campi* de João Pessoa (Campus I, ilustrado na Figura 1), Areia e Bananeiras, passando os demais *campi* (Campina Grande, Cajazeiras, Patos e Sousa) a serem incorporados pela UFCG.

Figura 1 – Aerofotografia do Campus I da UFPB.



Fonte: (Acervo do Professor Paulo Rosa.)

Dentro do Plano de Expansão das instituições públicas de ensino superior, denominado Expansão com Interiorização, do Governo Federal, a UFPB criou em 2005 mais um campus, no Litoral Norte do Estado, abrangendo os municípios de Mamanguape e Rio Tinto.

Desde 2014, a UFPB está estruturada da seguinte forma: *Campus I*, na cidade de João Pessoa, compreendendo os seguintes Centros:

- Centro de Ciências Exatas e da Natureza (CCEN);
- Centro de Ciências Humanas, Letras e Artes (CCHLA);

- Centro de Ciências Médicas (CCM);
- Centro de Ciências da Saúde (CCS);
- Centro de Ciências Sociais Aplicadas (CCSA);
- Centro de Educação (CE);
- Centro de Tecnologia (CT);
- Centro de Ciências Jurídicas (CCJ);
- Centro de Biotecnologia (CBiotec);
- Centro de Comunicação, Turismo e Artes (CCTA);
- Centro de Energias Alternativas Renováveis (CEAR);

Dois centros sediados na cidade de João Pessoa, o CTDR e o CI, estão localizados na unidade do bairro de Mangabeira, junto ao distrito industrial daquele bairro. Nessa unidade, pela abundante área disponível, está em andamento, a construção de diversas edificações que atenderão a outras unidades acadêmicas que se instalarão ali.

O *Campus II*, na cidade de Areia, compreendendo o Centro de Ciências Agrárias (CCA); o *Campus III*, na cidade de Bananeiras, abrangendo o Centro de Ciências Humanas, Sociais e Agrárias (CCHSA) e o *Campus IV*, nas cidades de Mamanguape e Rio Tinto, com o Centro de Ciências Aplicadas e Educação (CCAIE).

No ensino de graduação, de 2005 para 2021, o número de cursos aumentou de 50 para 119. O número de estudantes matriculados aumentou de 18.759 para 39.283. No ensino de pós-graduação, o número de cursos aumentou de 79 para 125.

A melhoria acadêmica da UFPB é incontestável. Nas avaliações do ensino superior, o MEC utiliza o Índice Geral de Cursos Avaliados da Instituição (IGC), que vai de 1 a 5. A UFPB tem IGC igual a 4. Na pós-graduação, mais de 60% dos cursos obtiveram conceitos do sistema MEC/CAPES acima da nota média. A pesquisa e a produção científica da UFPB são muito bem referidas nacional e internacionalmente.

Na Extensão, a UFPB também é referência atuando em oito áreas temáticas: Comunicação, Cultura, Direitos Humanos, Educação, Meio Ambiente, Saúde, Tecnologia e Trabalho. A instituição oferece o Programa de Bolsas de Extensão [5].

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho tem a seguinte estrutura: o Capítulo 1 é introdutório, contendo a contextualização do tema, indicando o objetivo do trabalho, bem como apresentando a instituição objeto do estudo de caso.

No capítulo 2, são apresentados os conceitos mais relevantes e necessários para o desenvolvimento deste estudo. No capítulo 3 será abordada a metodologia, onde serão descritos todos os procedimentos e resultados obtidos, sendo pronunciado uma breve caracterização da unidade consumidora seguido da contextualização do problema, e no capítulo 4 são apresentadas as considerações finais e conclusões do trabalho.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Na realização deste trabalho aplicam-se vários conceitos e estudos. Este capítulo apresenta os principais fundamentos para realização desta pesquisa, sendo abordados os conceitos necessários para o entendimento da metodologia a ser descrita no capítulo subsequente.

2.1 CONCEITOS TÉCNICOS BÁSICOS

Nesse item serão apresentadas os principais conceitos técnicos básicos de grandezas elétricas importantes e exploradas no trabalho, tais como: Potência Elétrica e instalada, consumo, demanda elétrica, fator de demanda, classes de consumo e fator de potência.

2.1.1 POTÊNCIA ELÉTRICA E INSTALADA

Potência elétrica é a quantidade de energia elétrica requerida na unidade de tempo e tem por unidade o W. A potência instalada ou potência nominal de um trecho de uma instalação ou de um circuito é a soma de todas as potências nominais dos aparelhos de utilização inerentes ao mesmo.

2.1.2 CONSUMO

Ao abordar o tema despesa ou custo com energia elétrica, é mais comum referir-se a consumo de energia de determinados aparelhos, por isso o termo consumo é mais corriqueiro do que demanda.

Todo equipamento é munido de uma placa, etiqueta, ou ficha técnica, onde é reproduzida as informações importantes daquele equipamento. Dentre as diversas informações contidas, ela traz a potência elétrica dada em W. A potência descrita, indica quantos W será solicitado da fonte quando esse estiver em uso.

O consumo de energia elétrica se afina com o conceito de potência elétrica. De fato, é a própria potência utilizada em um intervalo de tempo, ou seja, consumo ou energia é a potência no tempo, e tem por unidade Wh, conforme a equação (1).

$$\text{Consumo} = \text{potência} \times \text{tempo}, \quad (1)$$

onde Consumo é dado em Watts-horas (Wh); a potência em Watts (W); e tempo em horas (h).

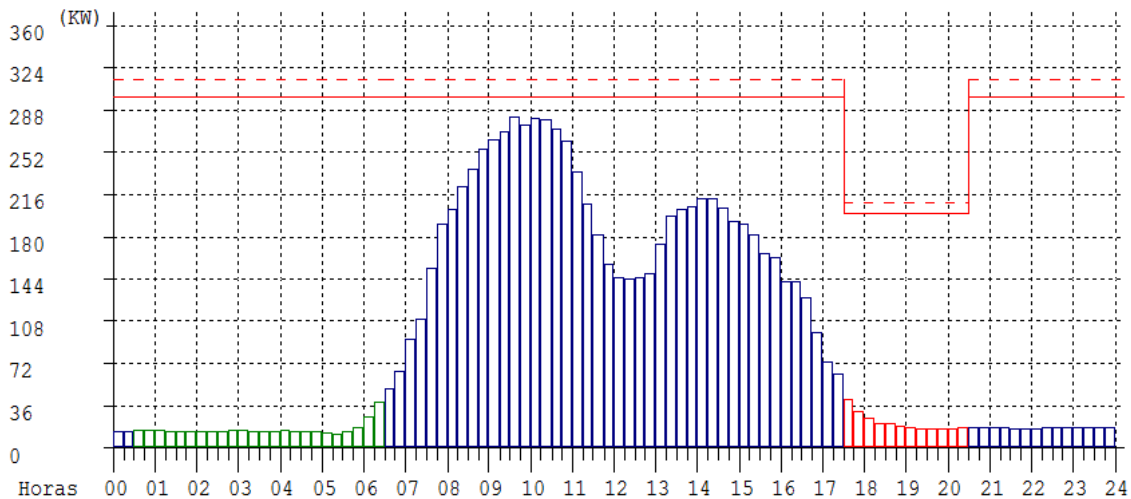
2.1.3 DEMANDA ELÉTRICA

Para o faturamento de energia elétrica de alguns consumidores, o consumo não é a única grandeza considerada. É intrínseco de cada equipamento ou carga elétrica, um valor de potência elétrica associada.

Como o consumo é uma grandeza que se relaciona com o tempo, se consideramos uma situação hipotética que uma ou mais cargas estejam conectadas ao sistema elétrico por um intervalo de tempo, o resultado obtido numa representação gráfica de duas dimensões, Potência (Watts) x Tempo (horas), seria um gráfico do consumo numa curva contínua, linear e constante – chamada de curva de carga. No entanto nos casos reais, em uma instalação, esse não é o modo identificado, pois as potências medidas são integralizadas em intervalos de 15 minutos.

Observa-se que não há simultaneidade na operação das cargas ou funcionamento dos diversos equipamentos elétricos que compõe a instalação. A curva de carga ilustrada na Figura 2 apresenta as potências medidas e integralizadas em intervalos de 15 minutos de uma unidade consumidora aleatória no campus I da UFPB.

Figura 2– Curva de carga típica de uma unidade consumidora – Campus I - UFPB.



Fonte:(Software do Gerenciador de Energia CCK – UFPB, 2022)

A modulação da carga percebida no gráfico ilustrado na Figura 2, aponta uma variação nos valores de potência média, que está de acordo com as características de uso e hábito da unidade consumidora. Dessa forma, cada unidade consumidora detém perfil típico e este varia no tempo. Classes de consumidores como residências, indústrias, comércio, instituições públicas e outros, apresentam perfis diferentes e valores mínimos e máximos de potência média, ou demanda, durante um intervalo de tempo.

Assim sendo, demanda é o valor instantâneo das potências elétricas ativas ou reativas, expressa em quilowatts (kW) e quilovolt-ampère-reactivo (kVAr) respectivamente, inseridas ou requeridas do sistema elétrico de distribuição pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

2.1.4 FATOR DE DEMANDA

Consoante a resolução normativa nº 1.000/2021, fator de demanda é a razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a potência instalada na unidade consumidora [6], conforme a equação (2).

$$FD = \frac{D_{max} (kW)}{P_{inst} (kW)}, \quad (2)$$

onde: FD é o Fator de Demanda; D_{max} é a Demanda máxima; e P_{inst} é a Potência instalada.

O fator de demanda indica a parcela da potência instalada que é usada de forma simultânea em um determinado ponto numa instalação. Quanto mais próximo do valor unitário for o resultado da equação (2), maior será a taxa de utilização da potência instalada.

O fator de demanda é usualmente aplicado no dimensionamento de condutores, dispositivos de proteção, categorias de atendimento ou tipo de fornecimento e demais características do consumidor, em uma instalação elétrica. A não aplicação desse fator na elaboração de projetos elétricos, sendo considerado no dimensionamento apenas a potência instalada, ocasionaria, na grande maioria dos casos, o superdimensionamento de todos os elementos que compõem o projeto.

Baseado nesse conceito, aplica-se o fator de demanda como a parcela em uso da potência instalada para que os custos com as instalações elétricas sejam reduzidos. Esse mesmo princípio é aplicado para o dimensionamento e construção dos grandes Sistemas Elétricos de Potência.

Ilustrando um caso prático, temos que cada consumidor possui uma especificidade da carga, ou seja, uma natureza da carga diferente. Quando analisamos, por exemplo, os circuitos de tomadas de uso específico de um centro comercial com ambientes climatizados, é comum identificar, nesse tipo de consumidor, todos ambientes ocupados e em funcionamento no horário comercial. Para o cálculo dos condutores de alimentação e proteção do quadro que atende cada circuito dos equipamentos de refrigeração dos referidos ambientes, ao aplicar o fator de demanda, é necessário considerar que todos esses equipamentos funcionarão simultaneamente. Nesse caso, o fator de demanda deve ser fixado em 100% da potência instalada, ou seja, fator de demanda unitário, pois há possibilidade real de uso pleno da potência instalada.

Para o caso de uma unidade consumidora residencial, onde há "x" números de tomadas, é improvável a necessidade de uso de forma simultânea. Assim sendo, pode-se usar um fator de demanda baixo, inferior a 1, ponderando o valor da potência instalada.

Comparando os dois casos hipotéticos descritos, fica evidente que cada consumidor possui uma carga peculiar, cabendo ao projetista, na etapa de dimensionamento, avaliar cuidadosamente a aplicação do fator de demanda pertinente ao tipo de consumidor.

Nas Tabelas 1 e 2, apresenta-se dados de um exemplo de uma unidade consumidora residencial, sendo a Tabela 1 o quadro de cargas, com descrição da potência instalada e na Tabela 2 a demonstração dos fatores de demanda aplicados, mediante o

tipo das cargas dos circuitos. Foram utilizados como referência, valores sugeridos por tabelas da NDU 001- Energisa Paraíba.

Tabela 1 – Quadro de cargas típico de uma unidade consumidora residencial

Item	Descrição	llum.	llum.	llum.	llum.	Tom.	Tom.	Tom.	Tom.	Tom.(Pot.	Pot.
		(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	(W)	W)	total.	total.
		5	7	9	10	100	184	280	312	750	(VA)	(W)
1	Iluminação – 01	1	1	8	2						108	104
2	TUG's – 01					15					1667	1500
3	TUG's - 02					9		1	1		1740	1492
4	TUE's - 01 Split 01 - Suíte									1	833	750
5	TUE's - 03 - Portão Garag.						1				456	328
Total											4804	4174

Fonte:(Autoria própria, 2022)

Tabela 2 - Quadro de demanda típico de uma unidade consumidora residencial.

Tipo de carga	Potência instalada (kVA)	Fator de demanda (%)	Demanda (kVA)	Demanda (kW)
Iluminação e TUG's (Casas e Apartamentos)	3.51	59	2.07	1.90
Motores	0.46	100	0.46	0.33
Condicionador de Ar tipo Split (residencial)	0.83	100	0.83	0.75
Total			3.36	2.98

Fonte:(Autoria própria, 2022)

É possível obter o valor médio de demanda de qualquer unidade consumidora através da construção de sua curva de carga, aferindo-se a potência solicitada em um certo intervalo de tempo. Todavia, os valores típicos de fator de demanda são acessíveis em literaturas especializadas ao qual o projetista pode recorrer, como a Norma de Distribuição Unificada (NDU) da concessionária de energia local, a Energisa Paraíba, que contém os percentuais de fatores de demandas sugeridos, relacionados com o tipo de carga [7].

2.1.5 CLASSES DE CONSUMO

Para o melhor entendimento das parcelas integrantes da demanda de energia elétrica do sistema brasileiro, devem ser analisados os perfis horários de consumo de cada classe de consumo por faixa de tensão, considerando-se as peculiaridades locais, além das alterações comportamentais e eventuais inovações ao longo do período analisado.

Quando é observado o comportamento distinto de cargas no período de um ano, vamos constatar que estas se dão, principalmente, como consequência das variações climáticas e dos diversos ciclos de atividade dos setores produtivos. Se estas verificações se restringirem para intervalos diários, poderão haver ainda mais variações.

Consoante as particularidades de cada classe de consumo e de sua dinâmica de crescimento, associadas a questões como iluminação natural, hábitos de uso dos equipamentos, jornada de trabalho, entre outros, a necessidade de consumo acaba por variar no decorrer do dia.

São consideradas como as principais classes de consumidores no Brasil: Residencial, Industrial, Comercial, Poder Público, Rural, Iluminação Pública, Serviços Públicos, Consumo Próprio e outros [8]. Na figura 3 é apresentada a participação das classes com maior no consumo de energia elétrica no Brasil em 2020.

Figura 3– Consumo de energia elétrica por classe de consumo.



Fonte:(EPE, 2021)

As classes de consumo apresentam um perfil diário distinto, alcançando picos de uso em horários diferentes. Por exemplo, em geral o perfil de consumo da unidade consumidora da classe residencial, tem como pico de uso o início horário da noite, pelo fato da maior presença das pessoas em suas residências e da maior necessidade de utilização de equipamentos elétricos nesse horário.

Os consumidores da classe comercial, apresentam um maior consumo durante o horário, que na maioria dos casos é, das 7 horas até as 18 horas, e menor ou quase zero no restante dos horários.

No entanto, os consumidores da classe industrial diferem-se uns dos outros, pois apresentam um perfil personalizado, a depender do ramo de produção e regime de trabalho, o que possibilitam um consumo e demanda quase que constante, independentemente do horário ou do dia da semana.

Na Figura 4 ilustra-se uma simulação do perfil de carga em 4 classes de consumo de energia elétrica no Brasil.

Figura 4 – Perfil de carga por classe de consumo



Fonte: (NovaPalmaEnergia, 2022)

2.1.6 FATOR DE POTÊNCIA

O entendimento básico da definição do fator de potência, passa por entender a definição de potência ativa, potência reativa e potência aparente.

Do mesmo modo da potência ativa, que é dada em W, conforme descrito, as unidades consumidoras também consomem potência reativa, que é dada em var (Volt-Ampere Reativo).

Ao mesmo tempo a potência ativa (W) é a potência que efetivamente realiza trabalho, gerando luz, calor, movimento, a potência reativa (var) é a responsável por gerar e manter os campos magnéticos nos equipamentos de carga indutiva. Os motores elétricos, geradores, transformadores, fornos de indução são alguns dos diversos

equipamentos que são utilizados diariamente e que precisam da potência reativa para o pleno funcionamento.

Desta forma, além da potência reativa não produzir trabalho ela também ocupa um espaço no sistema elétrico que poderia ser utilizado para fornecer mais potência útil [9].

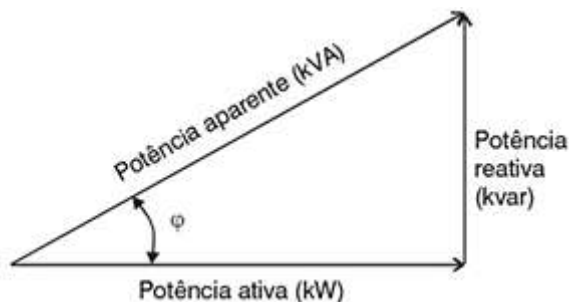
Por sua vez, a potência aparente, que é dada em VA (Volt-Ampere), é a potência total que é entregue a carga, sendo a soma vetorial da potência ativa (W) e da potência reativa (var), conforme a equação (3).

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (3)$$

onde: S é a Potência Aparente, em VA; P é a Potência Ativa, em W; e, Q é a Potência Reativa em var.

A relação entre estas potências pode ser observada no triângulo das potências ilustrado na Figura 5.

Figura 5– Triângulo das potências.



Fonte: <<https://www.trinivolt.com.br/fator-potencia/>>, 2022.

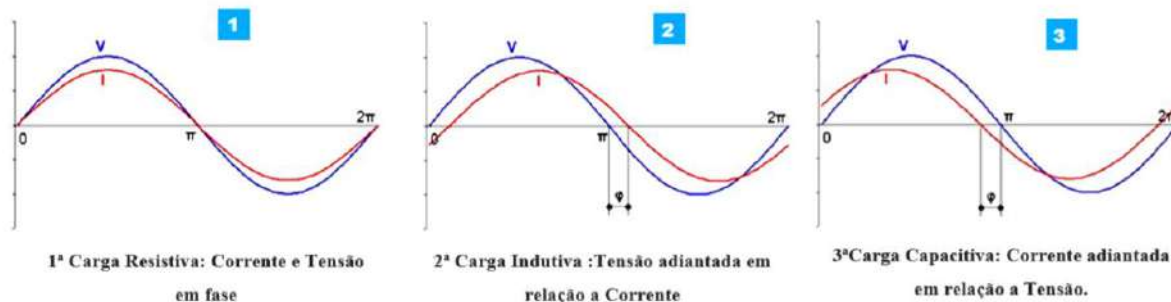
Nas cargas que funcionam por tensão e corrente alternada, há uma defasagem fasorial entre essas grandezas, de onde se origina a potência reativa. Essa defasagem é denominada de fator de potência, ou simplesmente o "cosseno" ou "Cos ϕ ", sendo esse um número que representa, a cada instante, o cosseno do ângulo de defasagem entre a corrente e a tensão.

Quando um circuito for predominantemente constituído por indutores ou cargas de natureza indutiva, o fator de potência é denominado atrasado ou indutivo; se o circuito for predominantemente constituído por capacitores ou cargas de natureza capacitiva, o fator de potência é denominado avançado ou capacitivo. A exceção é para circuitos constituídos exclusivamente por resistores ou cargas de natureza puramente resistiva.

Nesse caso não há defasagem entre a tensão e a corrente, ou seja, a tensão e a corrente estão em fase, sendo o fator de potência unitário.

Na Figura 6 ilustra-se o comportamento do fator de potência indutivo e capacitivo, destacando o atraso e o adiantamento da corrente em relação a tensão, por meio da forma de onda senoidal características das tensões e correntes alternadas.

Figura 6– Fator de potência unitário, indutivo e capacitivo.



Fonte: (Diego Garcia Borges, 2013)

Resumidamente, o que se revela analisando o fator de potência é o quanto da potência elétrica consumida está sendo utilizada em um trabalho útil. A equação (4) descreve o fator de potência com relação à potência ativa e a potência aparente.

$$FP = \cos \varphi = \frac{P}{S}, \quad (4)$$

onde: FP e $\cos \varphi$ é o Fator de potência.

A razão entre as potências ativa e aparente, como mostrado na equação (4), indica a eficiência do uso da energia. Um alto fator de potência, com o valor de $\cos \varphi$ mais próximo de 1, é indicativo de alta eficiência energética. Do contrário, o valor de $\cos \varphi$ mais próximo de zero, denota baixa eficiência energética.

No contexto atual mediante a abundância de equipamentos com natureza indutiva nas instalações elétricas, frequentemente deverá ser considerado um valor fator de potência para cada circuito. Impreterivelmente isso ocorrerá, praticamente, em todas as classes de consumidores, conforme citado. Nessas circunstâncias, especialmente quando o fator de potência é muito baixo, excedendo os limites regulados, causa-se inúmeras consequências para consumidores e concessionária.

Podemos relacionar dentre as principais consequências para o consumidor:

- Subutilização da capacidade instalada;
- Perdas na instalação;

- Quedas de tensão;
- Necessidades de aumento na bitola dos condutores e ajuste da proteção;
- Limitação dos transformadores de alimentação (Fornecimento em média tensão - Grupo A);
- Acréscimo na conta de energia elétrica por operar com baixo fator de potência (Fornecimento em média tensão - Grupo A).

E, com relação à concessionária:

- Quedas e flutuações de tensão aos circuitos de distribuição;
- Limitação dos transformadores de alimentação na Distribuição;
- Sobrecarga nos equipamentos de manobra;
- Necessidade de aumento da capacidade dos equipamentos de manobra e proteção.

A ANEEL estabelece na Resolução Normativa Nº 1.000/2021, no artigos 302, 303 e 304, o limite de referência do fator de potência e aos demais critérios de faturamento do excedente de potência reativa. O regulamento citado determina como limite de referência, indutivo ou capacitivo, um valor mínimo de 0,92 para o fator de potência da instalação para a unidades consumidoras do Grupo A. O mesmo regulamento determina que a energia elétrica e demanda de potência reativas, deverão ser medidas ao longo das 24 horas do dia.

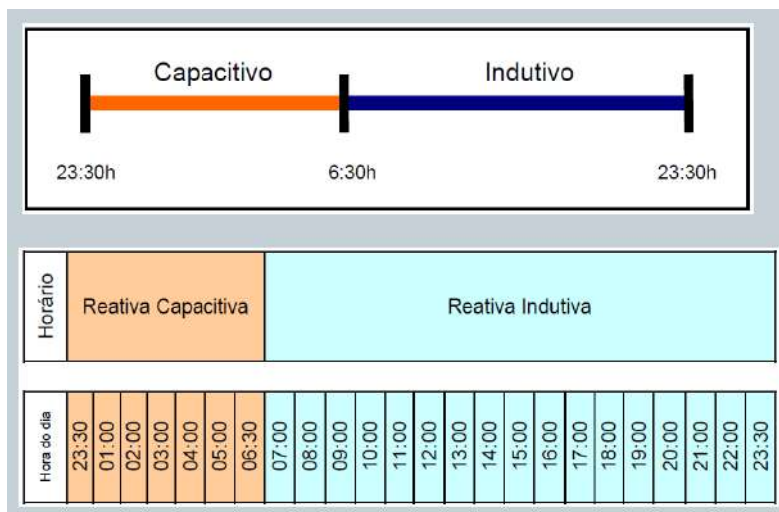
A equação (5), define uma das formas de cálculo do fator de potência para um dado período de tempo.

$$FP = \cos \left[\arctg \left(\frac{\text{kvarh}}{\text{kWh}} \right) \right], \quad (5)$$

onde: kvarh é o consumo de energia reativa, em kVARh; e kWh, o consumo de energia ativa, em Quilowatts-hora.

Na Figura 7 ilustra-se a definição dos postos horários capacitivo e indutivo. O posto horário capacitivo compreende um período de 6 horas consecutivas compreendidas entre as 23h30min e as 06h30min, horário esse fixado pela concessionária, onde ocorre a medição de energia reativa capacitiva. Por consequência, a medição da energia reativa indutiva, no posto horário indutivo, restrito ao período das 18 horas complementares ao período definido como de verificação da energia reativa capacitiva, ambas nos 7 dias da semana.

Figura 7– Postos horários capacitivos e indutivos.



Fonte:(Notas de aula de Gerenciamento de Energia – IFPB, 2019).

Excedentes reativos serão cobrados de acordo com o posto horário. No horário capacitivo apenas os fatores de potência menores que 0,92 capacitivo, enquanto que no posto horário indutivo, apenas fatores de potência menores que 0,92 indutivo. Assim sendo, o consumidor que for aferido excedendo os limites fixados, sofrerá cobrança adicional, conforme estabelecido na Resolução Normativa N° 1.000/2021, no artigos 302, 303 e 304.

No entanto, a concessionária ou distribuidora, não pode cobrar, de unidade consumidora do grupo B, consumo de energia elétrica reativa excedente pois essa não possui fator de potência de referência [10].

2.2 TARIFAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Esta seção apresenta noções básicas sobre as formas de tarifação, estando calcado no instrumento legal mais recente que versa sobre o tema, a Resolução Normativa N° 1.000/2021, publicada no Diário Oficial em 20 de dezembro de 2021, bem como conceitos fundamentais para o entendimento sobre tarifação de energia elétrica no Brasil. A abordagem das tarifas de energia é feita considerando os dois ambientes de contratação, através das quais são remuneradas as distribuidoras e concessionárias de energia elétrica. As tarifas aqui pesquisadas são definidas pela ANEEL a partir dos custos operacionais das concessionárias e dos investimentos necessários para expansão da capacidade de fornecimento.

Para que o atendimento e fornecimento de energia elétrica seja garantido com qualidade, os custos a serem repassados às tarifas, são avaliados pelo órgão regulador, de modo que se possa assegurar arrecadações suficientes para cobrir os custos desembolsados pelas concessionárias, sem atribuir aos consumidores custos indevidos.

2.2.1 CONCEITOS BÁSICOS

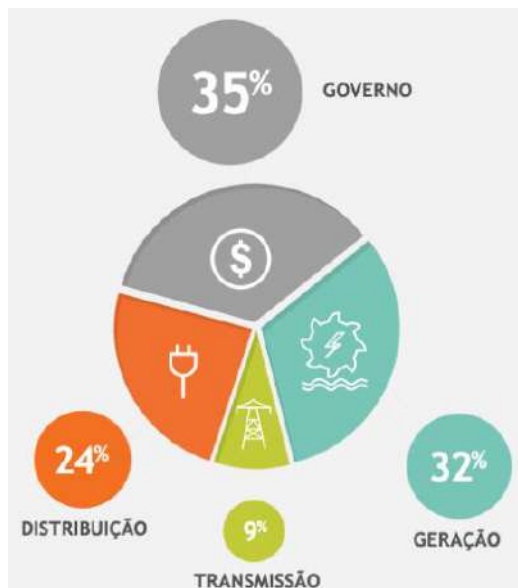
O entendimento de como é faturado o consumo de energia elétrica é o primeiro passo para o consumidor evitar despesas desnecessárias com esse insumo. A cobrança de energia elétrica é apresentada aos consumidores, mediante uma conta emitida pela concessionária de energia elétrica local, correspondente a quantidade de energia consumida no período do mês anterior, que pode variar de 27 a 33 dias. O montante é o resultado da multiplicação do consumo medido no período, acumulado em kWh, e o preço unitário do kWh determinado pela ANEEL, tendo a relação Reais x kWh (R\$ x kWh), como falado no início desse capítulo.

A classe de consumidores residenciais, associados aos demais atendidos em tensão secundária, baixa tensão, estão submetidos a aplicação única, sendo a cobrança efetuada apenas pela energia consumida.

Já os consumidores que têm fornecimento em tensão primária de distribuição, média tensão, estão submetidos a tarifação binômica, isto é, além da cobrança do consumo, é cobrado também demanda de potência ativa. Nesta modalidade tarifária é celebrado um contrato específico com a concessionária, no qual se pactua o valor de demanda de potência ativa, em kW, pretendido pelo consumidor. Dependendo da modalidade tarifária escolhida pelo consumidor atendido por tensão primária, o valor dessa cobrança pode variar, em virtude de particularidades de cada modalidade.

Somados ao consumo acumulado no mês e a demanda registrada, o consumidor paga outros encargos que compõem a fatura de energia elétrica, que são: as expensas com a compra de energia (custo do gerador), transmissão de energia (custos da transmissora) e com a distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além dos encargos setoriais e impostos repassados para o governo [11], como ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Composição da tarifa de energia elétrica – Energisa - PB.



Fonte:(Energisa, 2022)

Apresentados os conceitos básicos de tarifação, algumas definições precisam ser adicionadas ao tema citado na seção anterior, demanda de potência ativa. Dentre elas:

- **Demanda contratada:** É a demanda de potência ativa continuamente disponibilizada pela concessionária de energia local, no ponto de conexão, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento de energia e que deverá ser integralmente paga, independentemente de sua utilização durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
- **Demanda faturável:** É o valor da demanda de potência ativa, identificado de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).
- **Demanda medida:** É o maior valor de demanda de potência ativa, examinada por medição, integralizado no intervalo de 15 minutos, durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW) [12].

2.2.2 GRUPOS E SUBGRUPOS DAS UNIDADES CONSUMIDORAS

Na estrutura tarifária brasileira, as unidades consumidoras são divididas em dois grandes grupos: Grupo A, ao qual é cobrada tarifa binômia, enquanto no Grupo B, é cobrada tarifa monômia. A principal diferença entre os grupos é que no A é tarifado a demanda contratada e o consumo de energia elétrica, enquanto no grupo B é cobrado

apenas o consumo. Integram o Grupo A as unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômia e subdividido em subgrupos, como mostrado na Tabela 3:

Tabela 3 – Subgrupos do Grupo A

Grupo A	
Subgrupo	Característica
A1	≥ 230 kV
A2	88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44 kV
A4	2,3 a 25 kV
AS	Subterrâneo

Fonte: (Autoria própria. Baseado em ANEEL, 2021)

Integram o Grupo B as unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia e subdividido em subgrupos e classes como mostrado na Tabela 4 [13].

Tabela 4 – Subgrupos do Grupo B

Grupo B	
Subgrupo	Classe
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Outras classes
B4	Iluminação pública

Fonte:(Autoria própria. Baseado em ANEEL, 2021)

2.2.3 ESTRUTURA TARIFÁRIA DO GRUPO A

A definição dos postos tarifários foi o prenúncio necessário para o entendimento da aplicação das modalidades tarifárias. Nas modalidades tarifárias do Grupo A, aplicam-se os horários de Ponta e Fora Ponta, enquanto na Tarifa Branca é aplicada ao Grupo B, os três postos tarifários: Ponta, Intermediário e Fora Ponta.

A ANEEL homologa os postos tarifários horários, em sua revisão tarifária periódica, sendo aplicado pelas concessionárias, de acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021, art. 225 [14]:

- **Horário de Ponta:** Compreende o período ou intervalo diário de 3h consecutivas, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais;
- **Horário intermediário:** Compreende o período ou intervalo de horas adjacente ao horário de ponta, aplicado exclusivamente às unidades consumidoras que optem pela Tarifa Branca. Pode variar de 1h à 1h30min, antes e depois do horário de ponta;
- **Horário Fora de Ponta:** Compreende o período ou intervalo diário composto pelas horas consecutivas e complementares ao horário de ponta e intermediário.

Na Figura 9 ilustra-se a composição dos postos horários aplicados pela concessionária de energia local do estado da Paraíba, ENERGISA S/A.

Figura 9– Composição dos postos horários de energia elétrica



Fonte:(Energisa, 2022)

Do mesmo modo, existe ainda o horário especial, também conhecido como período reservado, aplicado às unidades consumidoras da subclasse rural irrigante ou aquicultura. Esse horário é o período de 8h30min do dia, geralmente das 21h30min às 06h00min, onde a carga destinada à irrigação ou aquicultura recebe um desconto na tarifa de acordo com a região em que se localiza e o grupo tarifário a que pertence. Esse desconto é regulamentado pela REN nº 1.000/2021, conforme o artigo 186.

A aplicação dos postos tarifários se dá apenas nos dias úteis. Sábados e domingos, bem como nos feriados nacionais e todo intervalo das 24h, é considerado como horário Fora de Ponta.

Os consumidores enquadrados no Grupo A tem tarifa binômia. A tarifação binômia é dividida em duas modalidades alternativas, no qual o consumidor pode optar por uma delas dependendo do subgrupo em que está inserido e são:

- Modalidade Horo-Sazonal Verde;

- Modalidade Horo-Sazonal Azul.

Uma ressalva deve ser feita. Alguns consumidores que se enquadram no Grupo A e atendem a pelos menos um dos critérios do Art.292 da Resolução Normativa N° 1.000/2021, podem optar por faturamento com aplicação da tarifa do grupo B [15].

2.2.3.1 Modalidade horo-sazonal verde

A modalidade horo-sazonal verde é disponibilizada para os consumidores dos subgrupos A3a, A4 e AS. Nessa modalidade são aplicadas tarifas diferenciadas ao consumo de energia elétrica de acordo com o horário, compatibilizando com os postos tarifários definidos pela concessionária. A equação (6) apresenta de forma simplificada, sem considerar impostos e encargos, como é realizado o cálculo do consumo.

$$V_{\text{consumo}} = (T_{\text{CP}} \times C_{\text{MP}}) + (T_{\text{CFP}} \times C_{\text{MFP}}), \quad (6)$$

onde: V_{consumo} é o valor do consumo no período, em R\$; T_{CP} é a tarifa de consumo na ponta; C_{MP} é o valor do consumo medido na Ponta; T_{CFP} é a Tarifa de consumo fora de ponta; e C_{MFP} é o valor do consumo medido fora de ponta.

A cobrança da demanda, é realizada com um valor único, de acordo com a demanda contratada e com o horário que o maior valor foi registrado, desde que esse seja maior ou igual ao contratado e menor ou igual a 5% do excedente. A equação (7) apresenta, de forma simplificada, como é realizada a tarifação de demanda, na modalidade horo-sazonal verde, sem considerar impostos e encargos.

$$V_{\text{demanda}} = T_{\text{demanda}} \times D_{\text{R}}, \quad (7)$$

onde: V_{demanda} é o valor da demanda, em R\$; T_{demanda} é a tarifa de demanda; e D_{R} é a demanda faturada no período.

Quando o valor registrado for menor que a demanda contratada, será cobrado o valor registrado com a incidência de ICMS e demais encargos, somando-se o valor resultante da diferença entre a demanda contratada e a registrada, sem a incidência de ICMS.

Ademais, de acordo com a Resolução Normativa n°1.000/2021, admite-se uma ultrapassagem de até 5% do valor demanda contratada, sem que o consumidor seja penalizado com uma cobrança por esse excedente.

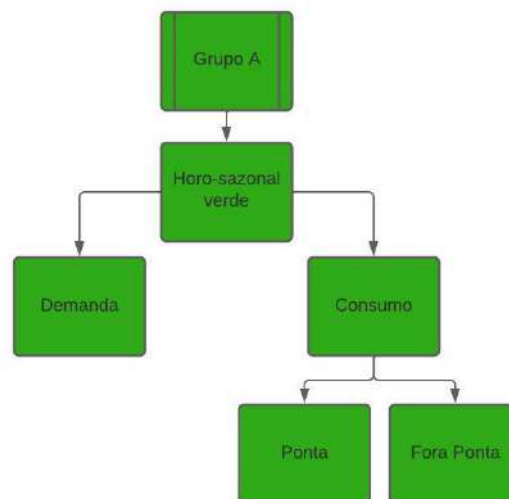
Na condição que o maior valor de demanda registrada for maior que o contratado, excedendo o limite de 5%, o consumidor sofrerá a sanção que lhe caberá pagar, para cada kW de ultrapassagem, o dobro do valor da tarifa de demanda. Quando ocorrer o excedente, a tarifação de demanda na modalidade horo-sazonal verde é realizada conforme apresentado na equação (8) [16].

$$V_{\text{demanda}} = (T_{\text{demanda}} \times D_R) + (T_{\text{ult}} \times (D_R - D_C)), \quad (8)$$

onde: V_{demanda} é o valor da demanda, em R\$; T_{demanda} é a tarifa de demanda; D_R é a demanda registrada; T_{ult} é a tarifa de ultrapassagem; e D_C é a demanda contratada.

Na Figura 10 ilustra-se, de forma simplificada, as parcelas que compõem a modalidade tarifária horo-sazonal verde.

Figura 10 – Modalidade tarifária horo-sazonal verde



Fonte:(Autoria própria, 2022)

2.2.3.2 Modalidade horo-sazonal azul

A modalidade horo-sazonal azul é disponibilizada para todos os consumidores dos subgrupos do Grupo A, sendo obrigatória apenas para os subgrupos A1, A2 e A3. Nessa modalidade também são aplicadas tarifas diferenciadas ao consumo de energia elétrica, de acordo com o horário, compatibilizando com os postos tarifários definidos pela concessionária. O cálculo da tarifação do consumo é realizado da mesma forma que a tarifação horo-sazonal verde, conforme apresentado na equação (6).

A cobrança da demanda, é realizada com um valor único, de acordo com a demanda contratada e com o maior valor foi registrado para cada posto horário, desde que

esse seja maior ou igual ao contratado e menor ou igual a 5% do excedente. A equação (9) apresenta, de forma simplificada, como é realizada a tarifação de demanda, na modalidade horo-sazonal azul, sem considerar impostos e encargos.

$$V_{\text{demanda}} = (T_{\text{DP}} \times D_{\text{RP}}) + (T_{\text{DFP}} \times D_{\text{RFP}}), \quad (9)$$

onde: V_{demanda} é o valor da demanda, em R\$; T_{DP} é a tarifa de demanda de ponta; D_{RP} é a demanda registrada na ponta; T_{DFP} é a tarifa de demanda de fora de ponta; D_{RFP} é a demanda registrada fora de ponta.

No entanto, quando o valor registrado for menor que a demanda contratada, será cobrado o valor registrado com a incidência de ICMS e encargos, somando-se o valor resultante da diferença entre a demanda contratada e a registrada, sem a incidência de ICMS, para cada posto horário.

Igualmente a modalidade de tarifação horo-sazonal verde, seguindo a mesma resolução, admite-se uma ultrapassagem de até 5% do valor demanda contratada, para cada posto horário, sem que o consumidor seja penalizado com a cobrança por esse excedente. Na condição que o maior valor de demanda registrada for maior que o contratado, excedendo o limite de 5% em um ou nos dois postos horários, o consumidor sofrerá a sanção que lhe caberá pagar, para cada kW de ultrapassagem, o dobro do valor da tarifa de demanda.

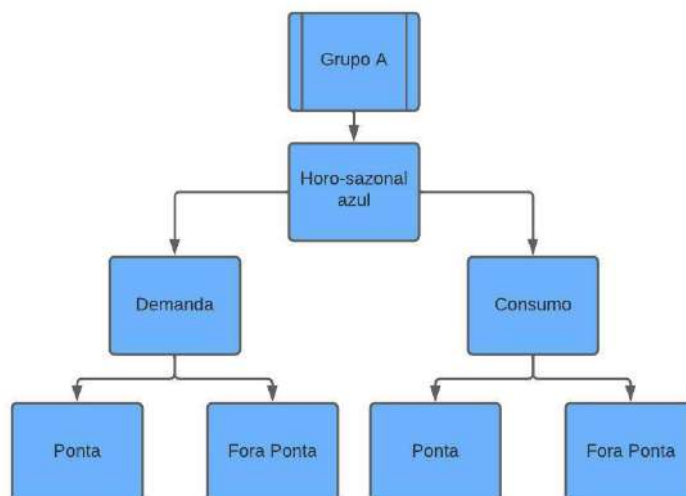
Quando ocorrer o excedente, a tarifação de demanda na modalidade horo-sazonal azul, é realizada conforme apresentado na equação (10), aplicada para cada posto horário que for registrado a ultrapassagem.

$$V_{\text{demanda}} = (T_{\text{DP}} \times D_{\text{RP}}) + (T_{\text{DFP}} \times D_{\text{RFP}}) + (T_{\text{ultP}} \times (D_{\text{RP}} - D_{\text{CP}})) + (T_{\text{ultFP}} \times (D_{\text{RFP}} - D_{\text{CFP}})), \quad (10)$$

onde: T_{ultP} é a tarifa de ultrapassagem na ponta; D_{CP} é a demanda contratada na ponta; T_{ultFP} é a tarifa de ultrapassagem fora de ponta; e D_{CFP} é a demanda contratada fora de ponta.

Na Figura 11 ilustra-se, de forma simplificada, a modalidade tarifária horo-sazonal azul.

Figura 11 – Modalidade tarifária horo-sazonal azul.



Fonte:(Autoria própria, 2022)

2.2.4 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Conforme citado, as tarifas de energia elétrica englobam custos ligados diretamente a geração, transmissão e distribuição, além de outros encargos. Ao passo que ocorre reajuste tarifário junto a distribuidoras, a ANEEL faz um prognóstico do impacto financeiro necessário para gerar energia, como resultado dos reajustes. Como a matriz energética ainda é altamente dependente das usinas hidrelétricas, o quadro é agravado quando as chuvas estão escassas, pois as termelétricas são acionadas para gerar mais energia, elevando com isso os custos, tendo como resultado a insuficiência de cobrir as despesas, mediante os valores reajustados.

Portanto, por meio da Resolução Normativa nº 547/2013, que passou a vigorar em 2015, as faturas de energia elétrica passaram a incluir uma novidade, o Sistema de Bandeiras Tarifárias. O referido sistema que tem como finalidade sinalizar os custos atuais da geração de energia elétrica ao consumidor por meio da tarifa de energia e apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha. Esse sistema é representado por cores que indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia elétrica a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração. Cada modalidade possui peculiaridades que são as seguintes¹:

- **Bandeira verde:** Em condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

¹ Os valores de tarifa aqui indicados correspondem aos vigentes no período de elaboração deste trabalho.

- **Bandeira amarela:** Em condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01874 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- **Bandeira vermelha - Patamar 1:** Em condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- **Bandeira vermelha - Patamar 2:** Em condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Todos os consumidores cativos das distribuidoras serão alcançados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados, como é caso do estado de Roraima [17].

2.3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

O atual modelo de comercialização de energia elétrica está dividido em dois tipos de ambientes, cada um com suas particularidades e obrigações, sendo conhecidas como: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No ACL, os agentes geradores, comercializadores, importadores e consumidores livres negociam livremente os preços, prazos e volumes a serem firmados nos contratos de compra e venda de energia. Enquanto no ACR, os únicos compradores de energia são os agentes de distribuição.

A existência dos ambientes oferece uma opção aos clientes, aumentando a competitividade entre os agentes do mercado, e fornece uma base de referência de preço para o mercado livre de energia. A CCEE é responsável por manter o funcionamento e a regularização destes ambientes.

2.3.1 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO (ACR)

O ambiente de contratação regulado, também conhecido como mercado cativo de energia elétrica, é aquele tradicional mais conhecido pelos consumidores em geral, onde é gerada uma conta mensal e tem o preço das tarifas regulados com base em uma metodologia complexa, estabelecida por lei e garantida pela ANEEL, tendo como característica principal a obrigatoriedade de a energia ser disponibilizada por um único fornecedor (distribuidora), independentemente do preço ofertado e da eficiência do serviço.

Esse mercado é voltado para suprir os consumidores cativos, cuja contratação é feita mediante contratos bilaterais, regulados e de longa duração. Esses contratos são celebrados entre agentes vendedores, normalmente geradores, produtores independentes ou autoprodutores, bem como compradores que por meio de leilões adquirem uma quantia de energia elétrica para os consumidores cativos de sua área de concessão.

Esses leilões são promovidos pelo MME, unido à ANEEL, órgão que estabelece a data dos leilões a serem realizados pela CCEE, e determina o chamado preço-teto, como elemento fundamental no processo de compra e venda. Os participantes dessa concorrência que apresentarem os maiores descontos, tendo por referência o preço-teto, são declarados os vencedores do leilão.

Cumprida essa etapa, há a celebração dos respectivos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), entre tais agentes e as distribuidoras. Na Figura 12 apresenta-se, de forma simplificada, a relação do fornecedor de energia e o consumidor, no mercado cativo.

Figura 12 – Fornecedor e consumidor no mercado cativo.



Fonte:(Abraceel – Cartilha - 2019)

2.3.2 AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

O Ambiente de Contratação Livre, também conhecido como mercado livre de energia elétrica, é voltado para suprir os consumidores livres e, no qual, a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais, cujas condições e negociações são realizadas

de maneira totalmente livre e direta, entre os agentes de geração, comercialização, consumidores livres, importadores e exportadores de energia.

Diferente do ACR, no ambiente livre, o produto e o serviço são liquidados distintamente por meio de contratos próprios. O produto refere-se à própria energia elétrica, ao passo que os serviços são os custos de conexão e uso do sistema de distribuição.

Para os contratos efetivados nesse ambiente, existe a obrigatoriedade de registro junto à CCEE tendo como particularidade a definição de uma quantia de energia que deverá ser disponibilizado pelo gerador por um período especificado. Esta quantia pode ser fracionada do decorrer dos meses conforme o perfil de consumo [18].

Existem alguns tipos de consumidores livres: os consumidores livres, consumidores especiais e os potencialmente livres. Sendo:

- Consumidor livre se caracteriza por ser atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas no art. 15 e no art.16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- Consumidor especial se caracteriza como o consumidor livre ou o conjunto de consumidores livres reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e que tenha adquirido energia elétrica na forma estabelecida no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Consumidor potencialmente livre se caracteriza com aquele consumidor que cumpre as condições estabelecidas para tornar-se livre, mas ainda é atendido de forma regulada.

No entanto, mudanças constantes estão acontecendo no setor de energia, com o intuito de conferir maior eficiência e competitividade ao mercado, além de estar alinhado ao movimento mundial que estimula a liberdade de escolha do consumidor.

O MME por meio da Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019, que trata das possibilidades de livre contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, regulamentou o disposto no § 3º do artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, promovendo a redução dos limites de carga para contratação de energia elétrica convencional por parte dos consumidores, dando sequência ao cronograma estabelecido na Portaria MME nº 514/2018, tais quais se segue:

- A contar do dia 01 de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN;
- A contar do dia 01 de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN;
- A contar do dia 01 de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, atendidos em qualquer tensão, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN [20].

Na mesma portaria, a nº 465/2019, é estipulado um prazo, o dia 31/12/2022, para que a ANEEL e a CCEE apresentem estudo que resulte na permissão da abertura do mercado livre para os consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia, vislumbrando a vigência desta a partir de janeiro de 2024.

Na Figura 13 apresenta-se, de forma simplificada, a relação dos fornecedores de energia e o consumidor, no mercado livre.

Figura 13 – Fornecedores e consumidor no mercado livre.



Fonte: (Abraceel – Cartilha - 2019)

3 METODOLOGIA

Neste capítulo será apresentado, na sequência, uma breve caracterização do unidade consumidora objeto desse estudo de caso. Em seguida é apresentada uma descrição do problema, contextualizando a unidade consumidora do campus I da UFPB, bem como o detalhamento da metodologia utilizada para realização do estudo de caso, de modo a alcançar o entendimento integral do objetivo proposto do trabalho.

Por último, é apresentado o estudo de caso, com a aplicação da metodologia proposta, mediante os dados coletados das faturas de energia da unidade consumidora, que proporcionou a análise e verificou a viabilidade de migração do atual subgrupo tarifário contratualmente vigente, A4 - horo-sazonal azul, para o subgrupo A3 - horo-sazonal azul. Também é exposta a avaliação por comparação e as implicações para essa mudança, incluindo a potencial economia promovida por essa migração.

3.1 CARACTERIZAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA

O campus I da UFPB está localizado no bairro do Castelo Branco na capital do estado da Paraíba. O referido campus dispõe de uma rede de distribuição para suprir a demanda por energia elétrica. Essa rede é dividida em rede primária e secundária, com tensão nominal da rede secundária em 380/220 V, enquanto da rede primária em 13,8 kV, a mesma fornecida no ponto de entrega de energia da concessionária local, em um cubículo abrigado de medição e disjunção, localizado junto à praça de esportes do mesmo campus, integrado ao CCS.

A rede de distribuição secundária, em baixa tensão, instalada no campus, responsável pelo fornecimento direto de energia as edificações, é do tipo aérea e construída com cabos multiplexados e isolados, com seções métricas de 35, 50, 70 e 120 mm². Como ressalva, temos as edificações que são atendidas em média tensão, por subestação aérea ou abrigada, dedicada, onde o ramal de entrada atende diretamente o QGBT do consumidor.

A rede de distribuição primária, em média tensão, instalada no campus, responsável pelo fornecimento de energia para todas as subestações contidas no campus, é do tipo aérea compacta e construída com cabos protegidos, mas que não possui características de cabos isolados, com seções métricas de 50 e 95 mm². Nas Figuras 14 e

15, apresenta-se o padrão das redes secundárias e primárias existentes no campus I da instituição.

Figura 14 – Rede secundária área em cabos multiplexados.



Fonte: (Catálogo de cabos multiplexados Prysmian, 2019)

Figura 15 – Rede primária área compacta em cabos protegidos.



Fonte: (Catálogo da PLP, 2022)

A rede é disposta de 3 alimentadores, sendo um deles para contingência, oriundos do cubículo de medição e que são interconectados em forma de anel. O Campus possui uma potência instalada, em transformadores, de 10.800 kVA, distribuídas em 83 equipamentos com potências nominais diferentes, instalados de forma aérea e abrigada, conforme indicado na Tabela 5.

Tabela 5 – Transformadores instalados no Campus I da UFPB.

Quant.	Potência (kVA)	Quant.	Potência (kVA)
3	30	25	150
8	45	13	225
19	75	3	300
12	112,5	-	-

Fonte: (Autoria própria - 2022)

Conforme citado, o Campus I da UFPB tem seu fornecimento de energia na tensão nominal de 13,8 kV, caracterizando-o no subgrupo A4 de consumidores, o habilitando a optar por duas modalidades tarifárias alternativas; horo-sazonal azul ou horo-sazonal verde. A modalidade de tarifação vigente nessa unidade consumidora, é a horo-sazonal azul.

3.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA E METODOLOGIA APLICADA

Consumidores de diversas classes e até mesmo o estado brasileiro, na posição de consumidor, vem adotando diversas iniciativas com o objetivo de tornar mais eficiente a gestão governamental dos órgãos da Administração Pública Federal, no tocante a redução de gastos, dentre eles aqueles com energia elétrica. Com simples ações administrativas de gestão contratual realizadas junto a concessionária de energia elétrica, haveria grande possibilidade de redução de gastos com esse insumo.

Essa preocupação tem provocado um amplo interesse em gerar medidas que possibilitem a redução dos custos com energia elétrica, de maneira rápida, eficaz e pouco onerosa, sem desconsiderar outras ações que se enquadrem em investimentos com retorno a médio e longo prazo.

Os grandes consumidores, tal qual a UFPB, que se enquadram nas tarifas binômias, carecem de uma criteriosa gestão do insumo energia elétrica, para que eventuais desvios sejam prontamente identificados e medidas possam ser tomadas. Dentre as tais está a mudança do ambiente, subgrupo tarifário ou modalidade de contratação de energia, desde que atendam às exigências que justifique tal migração e resultem em melhoria na qualidade de energia, bem como em retorno financeiro, possibilitando que os recursos possam ser revertidos para outras áreas da instituição.

Para execução do estudo de caso proposto, a metodologia aplicada para a realização deste trabalho foi coletar os dados referentes a demanda de potência ativa medida e o consumo de energia elétrica no Campus I da UFPB, durante o período de abril de 2019 até março de 2020, baseada nas informações contidas nas faturas energia fornecidas pela concessionária de energia local, a Energisa Paraíba. O período escolhido foi o imediatamente anterior ao início da pandemia de Covid-19, para que se pudesse analisar um cenário de pleno funcionamento da instituição, no qual refletisse o uso normal das instalações do Campus I da UFPB, algo que não mais se repetiu até o presente momento.

Após o levantamento e a organização dos dados, estes foram inseridos em um programa de planilha eletrônica cedidos pela equipe técnica da GE-SINFRA-UFPB. Com o uso dessa planilha, foi possível gerar gráficos e tabelas, bem como um panorama de simulações.

A intenção era simular a fatura de energia considerando que o campus I da UFPB estivesse com contrato vigente no subgrupo A3 e modalidade alternativa horo-sazonal azul, no mercado cativo. Essa simulação foi aplicada para cada mês do período selecionado e comparado com o efetivamente faturado no mesmo período, conforme o contratado, na modalidade tarifária atual, subgrupo A4 - horo-sazonal azul. O comparativo do custo total entre os dois cenários, evidenciaria a viabilidade da migração.

Ademais, deveria ser considerado o investimento necessário, mesmo que de forma estimativa, para a referida migração e o respectivo retorno do investimento.

Reiterando o descrito na introdução deste trabalho, o objetivo era, aplicando a metodologia citada, proporcionar a análise, por meio de um estudo de caso, da unidade consumidora Campus I da Universidade Federal da Paraíba, verificando a viabilidade de migração do atual subgrupo tarifário contratualmente vigente, A4 - horo-sazonal azul, para o subgrupo A3 - horo-sazonal azul, ambos no mercado cativo, avaliando por comparação, as implicações para essa mudança, bem como a economia com o insumo energia ocasionada por essa migração.

3.3 O ESTUDO DE CASO

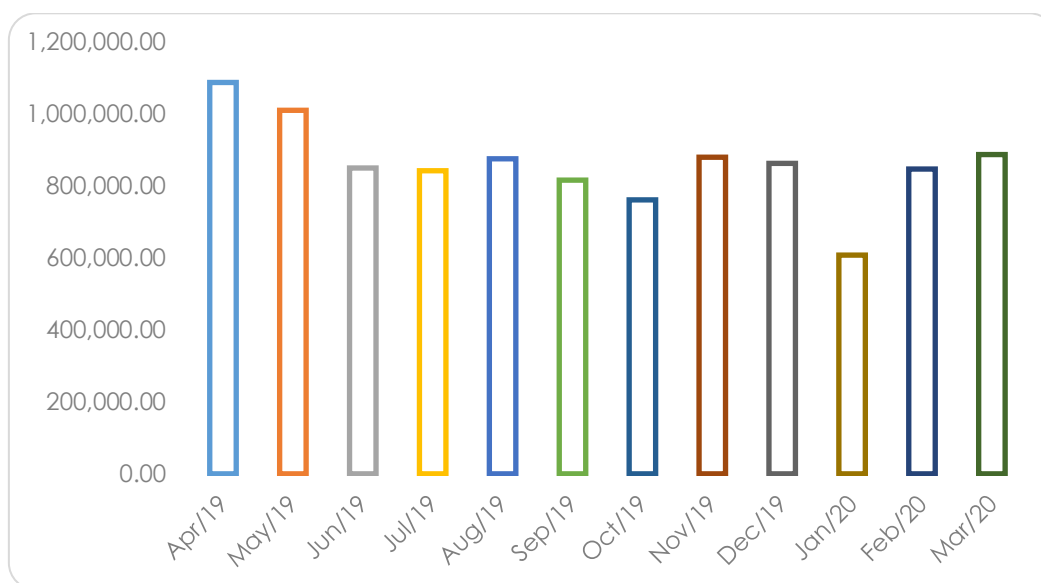
Como primeira análise, foram verificados o custo total e o custo de cada mês, com energia elétrica no campus I, mediante o contrato vigente, durante o período de abril de 2019 até março de 2020, sendo estes apresentados na tabela 6 e na figura 16.

Tabela 6 – Custo com energia elétrica entre abril de 2019 a março de 2020.

Mês	Valor (R\$)
Abril-19	1.089.104,21
Mai-19	1.011.692,94
Junho-19	851.146,48
Julho-19	843.500,31
Agosto-19	876.717,92
Setembro-19	817.383,73
Outubro-19	762.401,68
Novembro-19	881.117,99
Dezembro-19	863.973,94
Janeiro-20	608.708,93
Fevereiro-20	848.218,91
Março-20	888.538,45
Total	10.342.505,49

Fonte: (Autoria própria- 2022)

Figura 16 – Representação dos custos com energia elétrica - Campus I - UFPB.



Fonte: (Autoria própria – 2022)

Na Tabela 7 foram agrupadas as informações de consumo e demanda registradas, compiladas das faturas, durante o período de abril de 2019 até março de 2020.

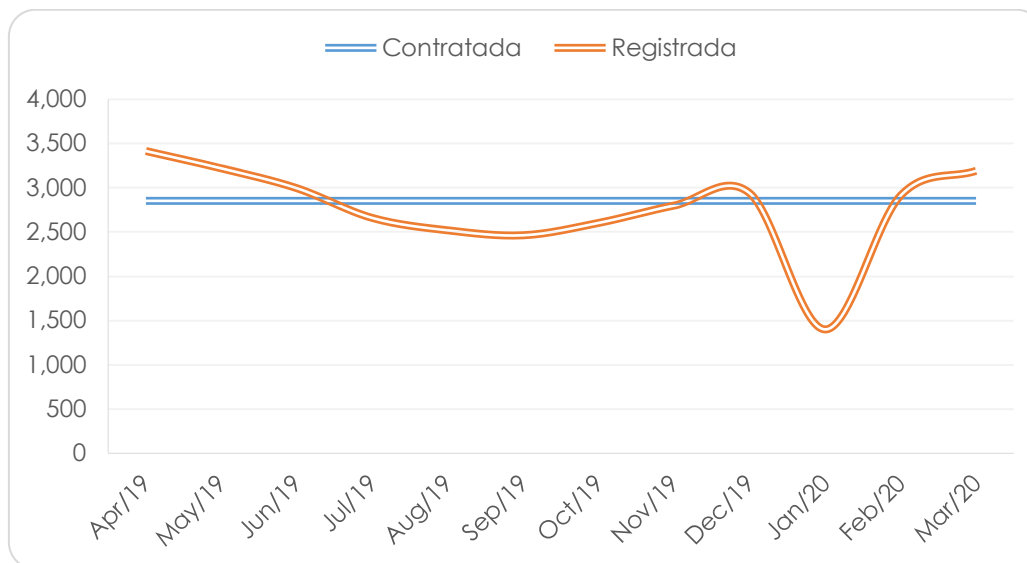
Tabela 7 – Consumos e demandas registradas

Mês	Consumo Medido (kWh)		Demanda Medida (kW)	
	Ponta	Fora Ponta	Ponta	Fora Ponta
Abril-19	142.800	1.181.600	3.416	4.900
Maió-19	137.200	1.148.000	3.220	4.648
Junho-19	112.000	980.000	2.996	4.284
Julho-19	128.800	1.002.400	2.660	3.752
Agosto-19	126.000	1.005.200	2.520	3.808
Setembro-19	114.800	974.400	2.464	3.780
Outubro-19	106.400	954.800	2.604	3.948
Novembro-19	126.000	1.153.600	2.800	4.340
Dezembro-19	120.400	1.083.600	2.940	4.508
Janeiro-20	61.600	700.000	1.400	2.604
Fevereiro-20	112.000	1.086.400	2.912	4.816
Março-20	112.000	980.000	3.192	4.928

Fonte: (Autoria própria - 2022)

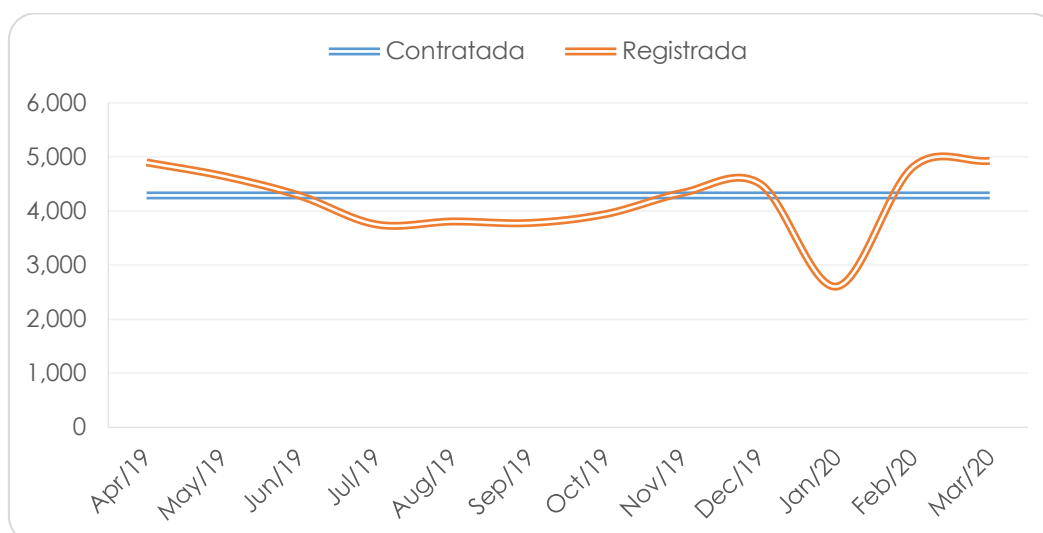
No contrato vigente do período analisado, a demanda contratada para o horário de Ponta foi de 2.853 kW, e para o horário Fora de Ponta de 4.290 kW. Com base nos registros de demandas, nos dois postos horários, foram elaborados os gráficos das Figuras 17 e 18, que facilitam a visualização do comportamento desses registros em torno da demanda contratada.

Figura 17 – Demanda ativa de ponta no Campus I da UFPB



Fonte: (Autoria própria - 2022)

Figura 18 – Demanda ativa fora de ponta no Campus I da UFPB

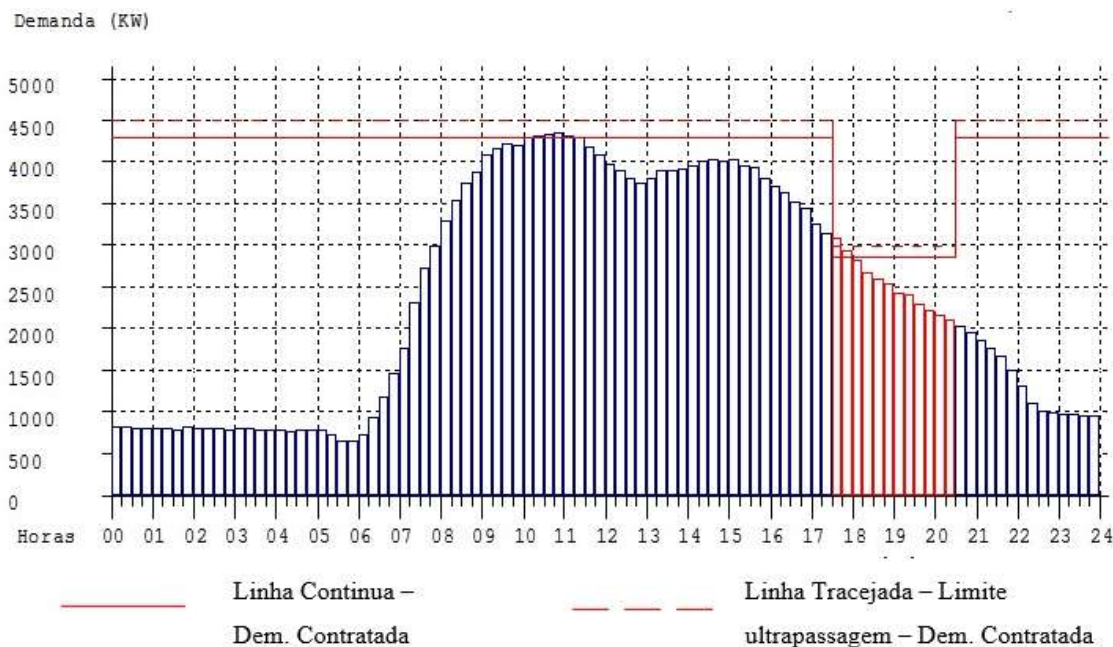


Fonte: (Autoria própria - 2022)

Ponderando algumas informações expostas nas Figuras 17 e 18, pode-se notar alguns aspectos relevantes. Primeiro é a existência de similaridade no perfil de carga da instituição mesmo em postos horários diferentes. Relativamente a demanda, há uma variação da demanda registrada em torno do valor contratado, que denota uma relação com a época do ano e demais fatores intrínsecos. Ademais, há ocorrência de ultrapassagem dos valores contratados de demanda, acima dos 5% de tolerância normatizado, em ambos os postos horários.

Na Figura 19 ilustra-se uma amostra do perfil típico de demanda diária da instituição, em um dia útil de funcionamento normal, nos meses de maior demanda.

Figura 19 – Perfil de demanda ativa diária no Campus I da UFPB.



Fonte: (Software do Gerenciador de Energia - CCK - UFPB - 2022)

Por meio do gráfico da Figura 19, é possível perceber que a demanda ativa cresce de forma vertiginosa, no início da manhã, alcançando o pico entre 10h e 11h, tendo um leve decréscimo no período vespertino e estabilizando numa demanda residual no fim do horário noturno.

Consultando a equipe técnica da GE-SINFRA-UFPB e tendo acesso aos mesmos dados de outros períodos, constatou-se que o perfil de demanda se repete periodicamente, sem grandes alterações, em todos os dias úteis do mês, ressalvando os períodos de recesso acadêmico e de férias dos servidores docentes e técnicos-administrativos.

No entanto um dos aspectos mais importantes constatados, foram os próprios valores de demanda contratados e registrados. Excetuando-se os meses de setembro de 2019 e janeiro de 2020, no horário de Ponta, todos os valores registrados são maiores que 2.500 kW, incluindo nesse contexto os próprios valores do contrato vigente.

A resolução normativa que estabelecia as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, a Nº 414/2010, já previa no artigo 12, que era de competência da distribuidora, informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora. Especificamente, o item IV do artigo citado, delimitava que a tensão

primária de distribuição deveria ser igual ou superior a 69 kV quando a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for superior a 2.500 kW.

Mesmo após a revogação da resolução Nº 414, a nova resolução normativa, a Nº 1.000/2021, consolidou e agregou o conteúdo dessa e de outras 60 normas anteriormente publicadas pela ANEEL, mantendo, no seu artigo 23, item I-d, a competência da distribuidora em definir o grupo e o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico, observando os mesmos critérios estabelecidos em 2010 [21].

Fica constatado que a unidade consumidora do Campus I da UFPB, mediante os maiores valores registrados de demanda e segundo o que é normatizado, não mais se enquadra no subgrupo A4 de tarifação, uma vez que recorrentemente alcança quase o dobro da demanda máxima definida para esse subgrupo, que é 2.500 kW. Ademais há registro de contratos de demanda com valor de 3.000 kW, desde do início da década retrasada, no ano de 2000.

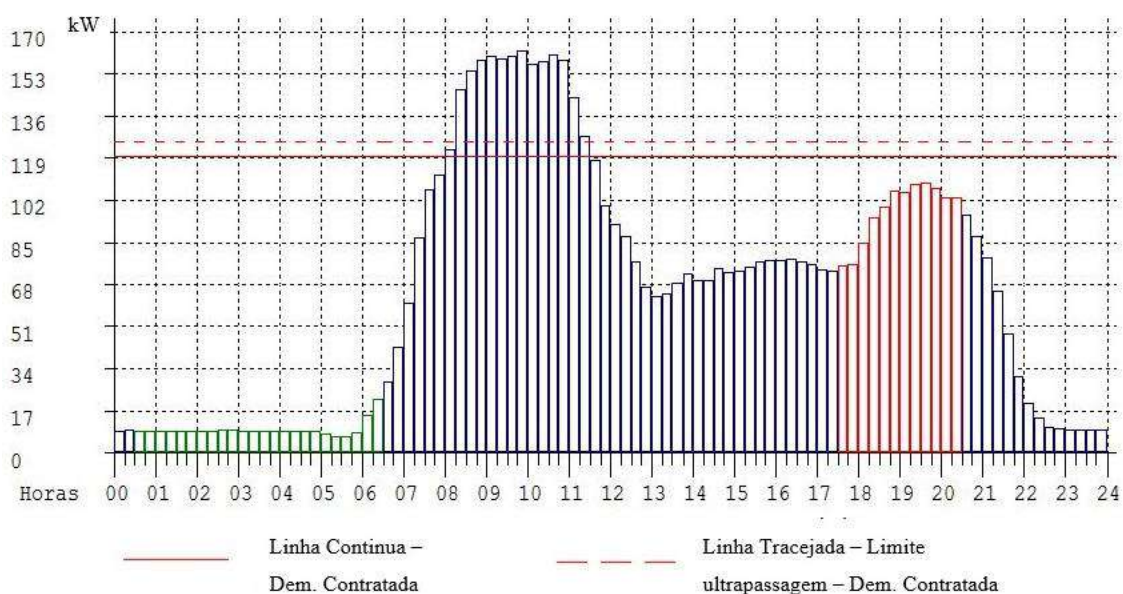
Essa condição acarreta outras implicações importantes. Segundo os relatos da equipe técnica da GE-SINFRA-UFPB, a concessionária local de energia, vem sinalizando desde de 2013 a inevitável migração para o subgrupo A3. Na oportunidade, foram apresentados os fatos motivadores para tal migração:

- Atendimento a legislação, conforme descrito no parágrafo anterior;
- Iminente saturação da capacidade de fornecimento da subestação da concessionária, SED – João Pessoa, que atende o alimentador ao qual o Campus I da UFPB está conectado;
- Necessidade de recondutoramento de um trecho significativamente longo, do alimentador ao qual o Campus I da UFPB está conectado;
- Impossibilidade de pactuar novo contrato com acréscimo nos valores de demanda, pelos motivos apresentados nos itens anteriores;
- Dificuldade de coordenar a proteção a montante do alimentador ao qual o Campus I da UFPB está conectado, mediante carga instalada da UFPB ser de 10.800 kVA e a maior demanda contratada ser de 4.290 kW, tendo como uma das consequências, a interrupção do fornecimento de energia para mais de 3.000 unidades consumidoras, quando da ocorrência de eventos na rede da UFPB.

Do ponto de vista da qualidade de energia, também há implicações. A equipe técnica da GE-SINFRA-UFPB executa o gerenciamento de parte da rede de distribuição da UFPB. Esse trabalho é feito com o uso de gerenciadores instalados, de forma fixa, desde de 2007, nos QGBT's e/ou ramais de entrada das 29 principais subestações do campus I, bem como em inspeções específicas realizadas por meios de dois equipamentos de gerenciamento portáteis e outros instrumentos.

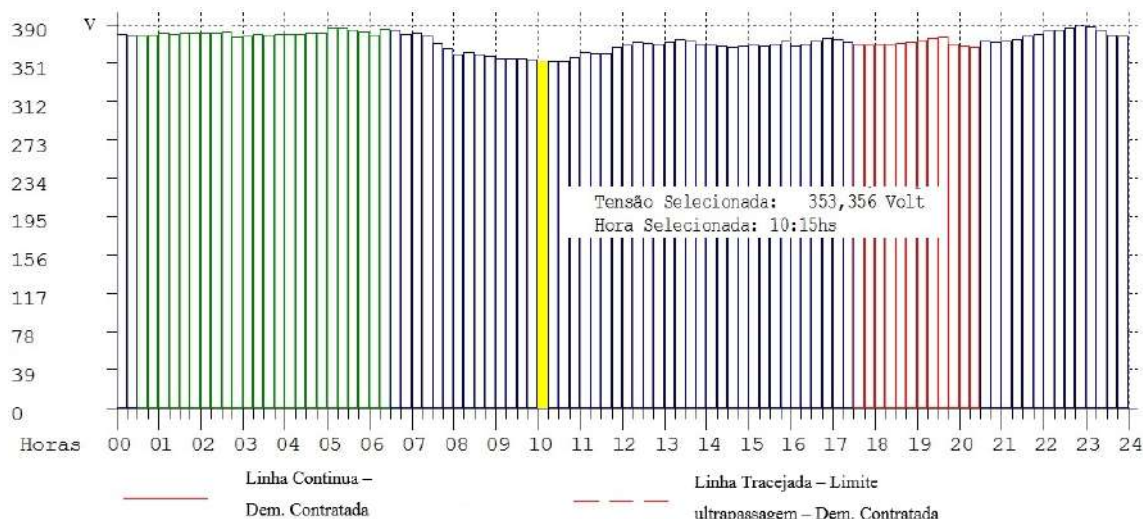
Apesar da maioria destes equipamentos não se encontrarem em funcionamento, por falta de manutenção corretiva, há registros de queda de tensão no fornecimento, identificados nas edificações, exatamente nos intervalos de tempo onde foram registrados os maiores picos de demanda, conforme está ilustrado nas Figuras 20 e 21.

Figura 20 – Demanda ativa registrada na subestação TF16 da UFPB.



Fonte: (Software do Gerenciador de Energia - CCK - UFPB - 2022)

Figura 21 – Tensão de Linha média na subestação TF16 da UFPB.



Fonte: (Software do Gerenciador de Energia - CCK - UFPB - 2022)

Considerando que a medida de tensão apresentada na Figura 20 corresponde à média das tensões de linha integralizadas no intervalo de 15 minutos, tendo como ponto de medição o ramal de entrada, ou seja, junto ao secundário do transformador, o valor de 353,35 V evidencia uma queda de tensão de pouco mais de 7%.

Utilizando o mesmo critério de análise, a tensão de fase, nesse caso, seria algo em torno de 205 V. Para os circuitos terminais nas instalações atendidas por essa mesma subestação, esse percentual de queda, certamente será maior, trazendo prejuízo ao funcionamento de equipamentos e dispositivos.

Mediante tudo que já foi exposto e levando em consideração todos os aspectos relevantes e os dados compilados na Tabela 7, simulou-se, por meio de planilhas eletrônicas, uma fatura de energia considerando que o campus I da UFPB estivesse com contrato vigente na modalidade alternativa horo-sazonal azul no subgrupo A3, mercado cativo, proporcionando estabelecer um comparativo, tomando como referência a modalidade tarifária vigente, que é a modalidade alternativa horo-sazonal azul no subgrupo A4. A pretensão era verificar a melhor conjuntura, do ponto de vista de faturamento, demonstrando o montante da viabilidade.

Na primeira etapa, foi preenchida uma planilha, cedida pela equipe da GESINFRA-UFPB, inserindo todos os dados das faturas emitidas pela concessionária energia, aplicando as tarifas, impostos e valores registrados, para cada mês, no período de abril de 2019 até março de 2020, conforme a modalidade tarifária atual.

Empregando a mesma metodologia, foi preenchida a mesma planilha eletrônica, com as devidas adaptações concernentes com o novo grupo tarifário proposto, subgrupo A3 - modalidade alternativa horo-sazonal azul, mercado cativo, utilizando os mesmos dados e tarifas próprias do grupo, para cada mês, no mesmo intervalo de 12 meses.

Para manter os parâmetros de comparação na simulação, foram consideradas os mesmos valores de demandas do contrato vigente, 2.853 kW para o horário de Ponta e 4.290 kW para o horário Fora de Ponta.

Os resultados da simulação foram compilados e são apresentados na Tabela 8, que expressa, de forma comparativa, o custo total por mês e o total do período selecionado, levando em consideração todos os componentes da composição tarifária de cada modalidade, incluindo os impostos, lançamentos e serviços, bem como os devidos descontos, entre a modalidade vigente horo-sazonal azul no subgrupo A4 e a modalidade proposta, a horo-sazonal azul, subgrupo A3, no mercado cativo.

Tabela 8 – Custo mensal e total estimados com base nas faturas de energia elétrica do Campus I da UFPB

Custos Mensais HS Azul - Subgrupo A4 - Mercado Cativo		Custos Mensais HS Azul - Subgrupo A3 - Mercado Cativo	
Mês	Valor (R\$)	Mês	Valor (R\$)
Abril-19	1.089.104,21	Abril-19	729.601,86
Maió-19	1.011.692,94	Maió-19	695.785,84
Junho-19	851.146,48	Junho-19	586.102,21
Julho-19	843.500,31	Julho-19	602.080,25
Agosto-19	876.717,92	Agosto-19	636.068,59
Setembro-19	817.383,73	Setembro-19	574.979,26
Outubro-19	762.401,68	Outubro-19	524.418,07
Novembro-19	881.117,99	Novembro-19	630.328,92
Dezembro-19	863.973,94	Dezembro-19	598.795,06
Janeiro-20	608.708,93	Janeiro-20	393.683,96
Fevereiro-20	848.218,91	Fevereiro-20	573.849,71
Março-20	888.538,45	Março-20	561.163,74
Total	10.342.505,49	Total	7.106.857,48

Fonte: (Autoria própria, 2022)

Ficou confirmada que uma contratação de fornecimento de energia mais apropriada, resulta em uma significativa redução de custos com o insumo energia elétrica, além dos demais ganhos para a rede elétrica da unidade consumidora. É patente, portanto, a necessidade de migração do subgrupo tarifário vigente, A4, para o subgrupo A3, no mercado cativo.

O item da composição tarifária que teve maior relevância na diminuição dos custos apresentados na simulação, foram as demandas nos dois postos horários, conforme é apresentado, de forma comparativa, na Tabela 9.

Tabela 9 – Custo total - Consumos e demandas

Custo Anual HS Azul - Subgrupo A4 - Mercado Cativo		Custos Mensais HS Azul - Subgrupo A3 - Mercado Cativo	
Descrição	Subtotal (R\$)	Descrição	Subtotal (R\$)
Demanda Ponta	3.204.773,77	Demanda Ponta	1.057.780,94
Demanda F. Ponta	1.607.215,22	Demanda F. Ponta	657.340,69
Consumo Ponta	880.371,80	Consumo Ponta	849.542,91
Consumo F. Ponta	4.938.909,50	Consumo F. Ponta	4.669.272,02

Fonte: (Autoria própria - 2022)

Em relação ao grupo tarifário do contrato vigente, no subgrupo tarifário A3, horosazonal azul, a redução com os custos de demanda foi, no horário Ponta de aproximadamente 67%, enquanto no horário Fora Ponta o valor aproximado foi 59%. As planilhas contendo o detalhamento dessa simulação, no dois subgrupos tarifários, são apresentadas no apêndice A.

A redução total, no período selecionado, que é uma das principais constatações observadas na simulação comparativa apresentada, como resultado da migração do subgrupo tarifário A4 para o A3, aponta para uma economia anual de aproximadamente R\$ 3.235.648,01.

Devemos considerar que a migração do subgrupo tarifário A4 para o A3, não se resume apenas a celebração de um novo contrato ou aditivo do vigente. A migração é um processo relativamente longo e dispendioso.

Para concretização dessa mudança é necessária a construção de uma linha de distribuição em alta tensão e de uma subestação particular que permita que a tensão de fornecimento seja em alta tensão, igual a 69 kV, bem como a formalização de contrato adequado ao novo subgrupo tarifário.

De acordo com as informações coletadas junto a equipe técnica da GE-SINFRA-UFPB, em setembro de 2021, a concessionária de energia local, forneceu algumas informações para subsidiar o processo de planejamento para contratação de empresa especializada para construção da subestação de 69 kV e da linha de distribuição. Consta no comunicado, que a LDAT será conectada a SED João Pessoa, localizada no bairro de Jaguaribe, por meio de uma entrada de linha a ser construída na subestação existente.

O orçamento estimativo para construção da LDTA e a EL na SED João Pessoa é de R\$ 7.050.000,00. Para a construção da subestação da UFPB, considerando estudos preliminares que definem as especificações: 69/13,8 kV – 2 x 5/6,25 MVA, instalada ao tempo, composta por 01 bay de entrada de linha e 02 bays de transformador de força, seguindo até os cubículos de média tensão que serão abrigados na casa de comando, tem um custo estimado o valor de R\$ 8.500.000,00.

Se consideramos os valores estimados do custo para a construção da LDAT, EL e Subestação, a obra que possibilitaria a migração para o subgrupo tarifário A3, teria um custo estimado de R\$ 15.550.000,00.

Tomando por base o valor da economia resultante da migração, de aproximadamente R\$ 3.235.648,01, e considerando a hipótese que a mesma economia se repetisse nos anos subsequentes, o tempo de retorno do investimento seria de aproximadamente 5 anos.

A redução de custo é tema recorrente nesse estudo de caso. Portanto, mesmo que não seja o objeto principal desse trabalho, é importante pautar outros aspectos que foram percebidos nos dados analisados, especialmente quando pode redundar na diminuição de despesas.

Pelo menos dois aspectos podem ser destacados: A constatação de ultrapassagem da demanda contratada em alguns meses, bem como a existência de componente de Excedente de Energia Reativa na fatura de energia.

Para o primeiro aspecto, há indicação de um estudo para verificar a viabilidade de recontração dos valores vigentes de demanda, para evitar multa, relativamente alta, por ultrapassagens.

Para o segundo aspecto, foi detectado o registro de excedente de energia reativa em todos os meses do período analisado, nos dois postos horários. Na Tabela 10 apresenta-se os valores desse excedente, bem como o que foi faturado no período, culminando em uma despesa indesejada para a instituição.

Tabela 10 - Excedente de Energia Reativa - Campus I - UFPB

Mês	Energia Reat. Exced. (kWh) Ponta	Energia Reat. Exced. (kWh) Fora Ponta	Faturado (R\$)
Abril-19	2.800	5.600	3.283,81
Maio-19	0	5.600	2.169,28
Junho-19	0	8.400	3.283,82
Julho-19	0	5.600	2.189,21
Agosto-19	0	8.400	3.283,81
Setembro-19	0	8.400	2.810,19
Outubro-19	0	11.200	3.613,72
Novembro-19	0	8.400	2.710,63
Dezembro-19	0	8.400	2.757,96
Janeiro-20	2.800	14.000	5.490,79
Fevereiro-20	0	14.000	4.554,18
Março-20	0	11.200	3.648,30
Total			39.795,70

Fonte: (Autoria própria-2022)

A presença desse componente na fatura de energia, expõe que o limite normatizado do fator de potência, foi ultrapassado. Após consulta feita a equipe técnica da GE-SINFRA, constatou-se que existem dispositivos de correções – bancos de capacitores, instalados no Campus, no entanto apenas uma parte se encontram em pleno funcionamento.

4 CONCLUSÃO

No nosso país, quando se pretende diminuir as despesas com energia elétrica é necessário examinar detalhadamente os hábitos de consumos das unidades consumidoras, bem como compreender a estrutura tarifária vigente e dos componentes que compõe uma fatura de energia elétrica.

Isso possibilitará o entendimento do que está sendo cobrado, fundamentando a tomada de decisões que lhe proporcione melhor eficiência na gestão financeira, relativo a esse insumo.

No estudo de caso da unidade consumidora do campus I da UFPB, algumas constatações foram identificadas. Do ponto de vista normativo, ficou constatado que a unidade consumidora, mediante os maiores valores registrados de demanda, não mais se enquadra no subgrupo A4 de tarifação, uma vez que recorrentemente alcança quase o dobro da demanda máxima definida para esse grupo, que é 2.500 kW. Essa condição acarreta outras implicações importantes, relativas a capacidade que a concessionária detém, em fornecer energia para um consumidor que demanda alta potência. Tal situação tem afetado a qualidade de energia, gerando outros problemas aos usuários da instituição.

Utilizando a metodologia de comparação por meio de simulação de faturamento de energia, em subgrupos tarifários diferentes, ficou constatado que a migração do subgrupo tarifário do contrato vigente, subgrupo A4 - horo-sazonal azul, para o subgrupo A3 - horo-sazonal azul, ambos no mercado cativo, permitirá uma significativa redução das despesas com energia elétrica, se mantido o mesmo perfil de carga consolidado na instituição.

A potencial economia verificada, não se resume apenas na celebração de um novo contrato de fornecimento de energia ou aditivo do atual. Tal migração, inevitavelmente, demanda um grande aporte financeiro, para viabilizar a construção de uma linha de distribuição em alta tensão e de uma subestação particular que permita que a tensão de fornecimento seja em alta tensão, igual a 69 kV. Após o atendimento desses requisitos, é que será possível a concretização da migração e o usufruto de todas as vantagens e ganhos esperados.

De maneira geral, compreendemos que os objetivos esperados neste trabalho foram alcançados, visto que a pesquisa efetuada para elaboração da fundamentação teórica, a investigação e a coleta das informações da unidade consumidora analisada,

subsidiaram para concluir a notória viabilidade, sobre vários aspectos, para a migração do subgrupo tarifário A4 para o subgrupo A3.

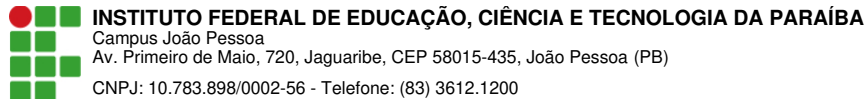
REFERÊNCIAS

- [1] ONS. Acesso em 15 de dezembro de 2021, disponível em ONS:
<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>
- [2] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 60, 07 dez. 2021.
- [3] BRASIL. Senado Federal. Lei N° 8.631, de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. Acesso em 16 de novembro de 2021, disponível em:
<https://legis.senado.leg.br/norma/550507/publicacao/15783750>
- [4] BRASIL. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Assessoria Especial para Modernização da Gestão. Central de Compras. Cartilha Energia: como analisar gastos com energia elétrica / Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Assessoria Especial para Modernização da Gestão, Central de Compras. -Brasília: MP, 2015.
- [5] UFPB. Acesso em 07 de novembro de 2021, disponível em UFPB:
<http://www.ufpb.br/antigo/content/hist%C3%B3rico>
- [6] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 2, 07 dez. 2021.
- [7] BRASIL. ENERGISA. Norma de Distribuição Unificada – NDU 001 - outubro de 2020. Acesso em 13 de janeiro de 2022, disponível em ENERGISA:
<https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/taxas-prazos-e-normas/normas-tecnicas.aspx>
- [8] BRASIL. EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica – 2021 – Ano base 2020. Acesso em 30 de janeiro de 2022, disponível em EPE: <https://www.epe.gov.br/sites->

pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168?EPEFactSheetAnuario2021.pdf

- [9] Creder, Hélio, 19262005. *Instalações elétricas / Hélio Creder* ; Atualização e revisão Luiz Sebastião Costa. Rio de Janeiro: LTC, 2016.
- [10] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 74-75, 07 dez. 2021.
- [11] ENERGISA. Acesso em 23 de fevereiro de 2022, disponível em ENERGISA: <https://www.energisa.com.br/Paginas/informacoes/sua-conta/composicao-tarifa.aspx>
- [12] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 2, 07 dez. 2021.
- [13] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 3, 07 dez. 2021.
- [14] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 60, 07 dez. 2021.
- [15] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 71, 07 dez. 2021.
- [16] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 74, 07 dez. 2021.
- [17] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 74, 07 dez. 2021.
- [18] OLIVEIRA, V. A. (2018). *Estudo do mercado de energia elétrica no ambiente de contratação livre*. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Departamento de Engenharia Elétrica, Campina Grande.
- [19] CHINAN, L.; NASSA T. (2014). Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel). *Energia Livre: como a liberdade de escolha no setor elétrico pode mudar o Brasil* – Luiz Chinan e Thiago Nassa – São Paulo – 2014.
- [20] BRASIL. MME. Portaria Nº 465, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 242, n. 156, 12 dez. 2021.
- [21] BRASIL. ANEEL. Resolução normativa ANEEL Nº 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 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. **Diário Oficial da União**: Seção 1, Brasília, DF, edição 238, n. 206, p 10, 07 dez. 2021.



Documento Digitalizado Restrito

Entrega de Trabalho de Conclusão de Curso

Assunto: Entrega de Trabalho de Conclusão de Curso
Assinado por: Alysson Costa
Tipo do Documento: Anexo
Situação: Finalizado
Nível de Acesso: Restrito
Hipótese Legal: Informação Pessoal (Art. 31 da Lei no 12.527/2011)
Tipo do Conferência: Cópia Simples

Documento assinado eletronicamente por:

- **Alysson Luiz Batista Ferreira da Costa, ALUNO (20161610050) DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - JOÃO PESSOA**, em 11/08/2022 23:34:16.

Este documento foi armazenado no SUAP em 11/08/2022. Para comprovar sua integridade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifpb.edu.br/verificar-documento-externo/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 594315
Código de Autenticação: c7fb8430a6

