

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

UMA METODOLOGIA PARA ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO EFICIENTE, POR
MEIO DE ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM
ESTUDO DE CASO NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E
SUDESTE DO PARÁ

DHONNY LIMA DA SILVA

DM 06/2017

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DHONNY LIMA DA SILVA

UMA METODOLOGIA PARA ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO EFICIENTE, POR
MEIO DE ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM
ESTUDO DE CASO NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E
SUDESTE DO PARÁ

DM: 06/2017

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DHONNY LIMA DA SILVA

UMA METODOLOGIA PARA ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO EFICIENTE, POR
MEIO DE ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA: UM
ESTUDO DE CASO NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E
SUDESTE DO PARÁ

Dissertação submetida à Banca Examinadora
do Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica da UFPA para a obtenção
do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica na
área de concentração de Computação
Aplicada.

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

Dados Internacionais de Catalogação - na – Publicação (CIP) Sistema de
Bibliotecas da UFPA

Silva, Dhonny Lima da, 1989-

Uma metodologia para enquadramento tarifário eficiente, por meio de análise da demanda e do consumo de energia elétrica : um estudo de caso nas unidades da Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará / Dhonny Lima da Silva.- 2017.

Orientador : Carlos Renato Lisboa Francês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Energia elétrica – consumo. . 2. Energia elétrica – custos. 3. Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará. I. Título.

CDD 23. ed. 621.31

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“UMA METODOLOGIA PARA ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO EFICIENTE,
POR MEIO DE ANÁLISE DA DEMANDA E DO CONSUMO DE ENERGIA
ELÉTRICA: UM ESTUDO DE CASO NAS UNIDADES DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO SUL E SUDESTE DO PARÁ”**

AUTOR: DHONNY LIMA DA SILVA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE COMPUTAÇÃO APLICADA.

APROVADA EM: 25/01/2017

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Carlos Renato Lisboa Francês
(ORIENTADOR – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. Marcelino Silva da Silva
(MEMBRO INTERNO– PPGEE/UFPA)

Prof^a. Dr^a. Fernanda Carla Lima Ferreira
(MEMBRO EXTERNO – Unifesspa)

Prof. Dr. Maurílio de Abreu Monteiro
(MEMBRO EXTERNO – Unifesspa)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Golçalves Pelaes
(COORDENADOR DO PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

A Deus e a família pela compreensão e pelo tempo e atenção abdicados. Principalmente a minha esposa Thayanne Adami pela quase infinita paciência e amor dedicado nos momentos difíceis desta caminhada. E por ser o “braço forte” para a nossa filha nos momentos que estive dedicado ao mestrado e assim não pude estar presente. A minha filha Lizzie Adami, por me amar mesmo na minha ausência.

Ao meus pais Eliel Costa e Rosinete Alves por todos os ensinamentos, conselhos e apoio em todos os momentos dessa caminhada, pelo presente conforto do lar que proporcionou concluir esta dissertação e por toda a base educativa fornecida que me foi dada com muito esforço.

A meu orientador, Dr. Carlos Renato Lisboa Francês, pela oportunidade de crescimento, por todo o entendimento aplicado e pelas instruções dada.

A Unifesspa pelo apoio integral a capacitação do servidor. E um agradecimento especial a PROPIT e a pessoa da Professora Dr^a. Fernanda Carla, por todo o apoio dado a divulgação deste trabalho.

A toda equipe da SINFRA, principalmente a pessoa do meu amigo Lucas França pelo apoio e compreensão ao tempo dedicado a esta caminhada.

Ao meu amigo Mestre Pedro Baptista Fernandes, professor da Unifesspa - FACEEL por toda ajuda e apoio.

Ao professor Dr. João Crisóstomo Weyl por todo o incentivo e oportunidade concedida.

Ao professor Dr. Maurílio de Abreu Monteiro pelas oportunidades, pelas ideias e por todo o incentivo dado.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	vi
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	x
LISTAS DE FIGURAS	xii
LISTAS DE TABELAS	xiii
RESUMO	xv
ABSTRACT	xvi
CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	17
1.1. Motivação	20
1.2. Contextualização do Trabalho	21
1.4. Organização do Trabalho	22
CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA	24
2.1. Considerações Iniciais	24
2.2. Trabalho Correlatos	24
2.3. Eficiência Energética Fora do Brasil	26
2.3.1. Eficiência Energética na Europa	26
2.3.2. Eficiência Energética nos Estados Unidos	29
2.3.2. Eficiência Energética no Canadá.....	31
2.4. Resoluções Normativas.....	32
2.5. Considerações Finais	38
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA DO TRABALHO	40
3.1. Considerações Iniciais	40
3.2. Generalização da Metodologia Utilizada.....	40
3.3. Memória de Massa.....	40

3.4. Metodologia Aplicada: para análise da demanda contratada.....	40
3.3.1. Configurações das RNAs para Previsão das Demanda Contratada	44
3.5. Metodologia Aplicada: para análise do enquadramento tarifário	47
3.5.1. Grupo A4:.....	47
3.5.2. Grupo B3:.....	49
3.6. Considerações Finais	50
CAPÍTULO 4 - ESTUDO DE CASO	51
4.1. Considerações Iniciais	51
4.1.1. Descrição das Unidades Consumidoras	51
4.1.2. Memória de Massa	51
4.2. Etapa 1: Ajuste de Demanda Contratada- kW	52
4.2.1. Resultado da Análise da Demanda Contratada	62
4.2.2. Cálculo da Previsão Eficiente da Demanda a ser Contratada	62
4.3. Etapa 2: Estudo do Enquadramento Tarifário.....	67
4.3.1. Grupo A4:.....	67
4.3.2. Grupo B3:.....	69
4.4. Considerações Finais	69
CAPÍTULO 5 - RESULTADOS OBTIDOS.....	70
5.1. Considerações Iniciais	70
5.2. Resultados Obtidos do Estudo de Caso - Etapa 1	70
5.3. Resultados Obtidos do Estudo de Caso - Etapa 2	76
5.3.1. Grupo A4.....	76
5.3.2. Grupo B3.....	77
5.4. Divulgação dos Resultados deste Trabalho	78
5.5. Considerações Finais	79
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO	80

6.1. Contribuições desta Dissertação	82
6.2. Trabalhos Futuros e Desdobramentos da Pesquisa	83
6.3. Dificuldades Encontradas	83
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	84
APÊNDICE A – Código base das Redes Neurais Artificiais	88
APÊNDICE B – Tabelas de comparação da modalidade tarifária do grupo A4	91
APÊNDICE C – Tabelas de comparação da modalidade tarifária do grupo B3	97

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CELPA - Centrais Elétricas do Pará S/A

DMC - Demanda efetivamente consumida

DMT – Demanda contratada

DMU - Demanda ultrapassada

DC_{MA}- Demanda máxima consumida no mês M do ano A

DME_C – Demanda estimada para a eficiência do contrato do campus C

DCP_{CMA} – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C em kW, considerando o consumo do mês M do ano A

DCF_{CMA}- Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C em kW, considerando o consumo do mês M do ano A

DCEP – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C em kW a ser contratada, considerando a média DCP_{CMA}

DCEF- Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C em kW a ser contratada, considerando a média DCF_{CMA}

DC_C – Demanda contratada (Ponta e fora de ponta) do contrato do campus C

DCP_C – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C

DCF_C- Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C

ECP_{CMA} – Energia consumida em horário de ponta do campus C em kWh, no mês M do ano A

ECF_{CMA} – Energia consumida em horário fora de ponta do campus C em kWh, no mês M do ano A

ECP_C – Energia consumida em horário de ponta do campus C

ECF_C – Energia consumida em horário fora de ponta do campus C

ECI_C – Energia consumida em horário intermediário do campus C

EC_C – Energia consumida em qualquer os horários do campus C

EDM_C – Estimativa da demanda máxima de cada campus C

IFEs - Instituições Federais de Ensino

ENERSUL - Empresa de Energia Elétrica de Mato Grosso do Sul

EUA – Estados Unidos da América

ft_c – Fator de aumento de demanda consumida comparada do campus C do período P

kW- Quilowatt

kV – Quilovolts

kVA – Quilovolt – amper

OCDE - Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico - São os 34 países membros da (Organisation de Coopération et de Développement Économique): Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coréia do Sul, Dinamarca, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Holanda, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Eslovaca, República Tcheca, Suíça, Suécia e Turquia.

REN – Resolução Normativa

RTP – Revisão Tarifária Periódica

VD – Valor da demanda contratada única para ponta e fora de ponta em R\$ por kW

VDF – Valor da demanda contratada fora de ponta em R\$ por kW

VDP – Valor da demanda contratada em ponta em R\$ por kW

VEF – Valor da energia consumida no horário fora de ponta em R\$ por kWh

VEP – Valor da energia consumida no horário em ponta em R\$ por kWh

VE – Valor da energia consumida em qualquer horário em R\$ por kWh

VEI – Valor da energia consumida no horário intermediário em R\$ por kWh

THV_C – Valor tarifação horossazonal verde do campus C – em (R\$)

THA_C – Valor tarifação horossazonal azul do campus C – em (R\$)

THC_C – Valor tarifação horária convencional do campus C – em (R\$)

THB_C – Valor tarifação horária branca do campus C – em (R\$)

UC – Unidade consumidora

LISTAS DE FIGURAS

Figura 4.1 - Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda ultrapassada – kW - ano 2014 – Unidade 1.....	56
Figura 4.2 - Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda ultrapassada – kW - ano 2014 – Unidade 2	57
Figura 4.3 - Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW - ano 2015 a 03/2016 – Unidade 3.....	58
Figura 4.4 - Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW - ano 2015 a 03/2016– Unidade 1.....	59
Figura 4.5 - Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW - ano 2015 a 03/2016 – Unidade 2.....	60
Figura 4.6 - Valor do kW da Demanda contratada x Valor do kW da demanda ultrapassada – anos 2014, 2015 e 2016.....	61
Figura 4.7 – Recurso gasto com demanda x Recurso gasto com demanda não consumida e com demanda ultrapassada – ano 2014 a 03/2016 – Unidade 1, 2 e 3.....	62
Figura 4.8 - Fluxograma resumo baseado nas normativas e resoluções vigentes.....	68
Figura 5.1 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA - UC1.....	72
Figura 5.2 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA – UC2.....	72
Figura 5.3 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA – UC3.....	73
Figura 5.4 - Previsão de demanda em ponta - t. azul - 2016 - método prático analítico x RNA - UC 1, 2 e 3.....	75
Figura 5.5 - Previsão de demanda f. ponta - t. azul - 2016 - método prático analítico x RNA - UC 1, 2 e 3.....	75
Figura 5.6 - Comparação da tarifação horária verde x azul período de 10/2015 a 03/2016 – Unidade 1, 2 e 3.....	76
Figura 5.7 - Comparação entre as tarifações horossazonal azul x verde – 10/2015 a 03/2016.	77
Figura 5.8 – Comparação da tarifação horária convencional x branca - período de 10/2015 a 03/2016 – Unidades do grupo B.....	78

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1.1- Oferta interna de energia elétrica no Brasil e mundo.....	19
Tabela 2.1 - Feriados considerados pela ANEEL.....	35
Tabela 3.1 - Configuração das RNAs – melhor performance.....	45
Tabela 3.2 - Outras configurações das RNAs testadas.....	45
Tabela 3.3 - Algumas variações de neurônio na camada escondida na rede de melhor performance.....	46
Tabela 3.4 - Quantidade de amostras das RNAs – demanda consumida – kW.....	46
Tabela 4.1 - Endereços das UC em Estudo.....	51
Tabela 4.2 - Estudo sobre demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Caso - Unidade 1 de Marabá.....	53
Tabela 4.3 - Estudo sobre demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Caso - Unidade 2 de Marabá.....	54
Tabela 4.4 - Estudo sobre demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Caso - Unidade 3 de Marabá.....	55
Tabela 4.5 - Cálculo da demanda eficiente a ser contratada - Unidade 1 Campus Marabá...	63
Tabela 4.6 - Cálculo da demanda eficiente a ser contratada - Unidade 2 Campus Marabá...	63
Tabela 4.7 - Cálculo da demanda eficiente a ser contratada - Unidade 3 Campus Marabá...	64
Tabela 4.8 - Dados amostrais para as RNAs - Unidade 1, 2 e 3- Campus Marabá.....	64
Tabela 4.9 - Previsão para 2016 das RNAs para demanda contratada- kW – tarifaçã verde.....	65
Tabela 4.10 - Cálculo dos erros das previsões das demandas contratadas- kW – tarifaçã verde.....	66
Tabela 4.11 - Comparação da tarifaçã horossazonal azul x verde – mês de outubro de 2015, unidade 1, 2 e 3.....	91
Tabela 4.12 - Comparação tarifaçã horossazonal azul x verde – mês de novembro de 2015, unidade 1, 2 e 3.....	92
Tabela 4.13 - Comparação tarifaçã horossazonal azul x verde – mês de dezembro de 2015, unidade 1, 2 e 3.....	93
Tabela 4.14 - Comparação tarifaçã horossazonal azul x verde – mês de janeiro de 2016, unidade 1, 2 e 3.....	94
Tabela 4.15 - Comparação tarifaçã horossazonal azul x verde – mês de fevereiro de 2016, unidade 1, 2 e 3.....	95

Tabela 4.16 - Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de março de 2016, unidade 1, 2 e 3.....	96
Tabela 4.17 - Resumo da análise da modalidade tarifária do grupo A4.....	67
Tabela 4.18 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de outubro de 2015, unidades do grupo B3.....	97
Tabela 4.19 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de novembro de 2015, unidades do grupo B3.....	98
Tabela 4.20 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de dezembro de 2015, unidades do grupo B3.....	99
Tabela 4.21 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de janeiro de 2016, unidades do grupo B3.....	100
Tabela 4.22 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de fevereiro de 2016, unidades do grupo B3.....	101
Tabela 4.23 - Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de março de 2016, unidades do grupo B3.....	102
Tabela 4.24 - Resumo da análise da modalidade tarifária do grupo B3.....	69
Tabela 5.1 - Ajuste findo das demandas a serem contratadas para melhor eficiência energética.....	70
Tabela 5.2 - Média da previsão para 2016 das RNAs para demanda contratada- kW.....	70
Tabela 5.3 - Erro médio relativo – Método prático analítico x RNAs para demanda contratada kW.....	71

RESUMO

No atual contexto mundial de avanços tecnológicos em que a sociedade se torna cada vez mais dependente da energia elétrica, um fato interessante chama atenção, o desperdício de energia elétrica nas instituições geradoras do conhecimento técnico e científico, Instituições de Ensino Superior- IFES, fato comprovado pela preocupação e iniciativa da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicada em outubro de 2016 através da chamada 01/2016 as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que visa entre outros objetivos investir em eficiência energética e minigeração nas IFES, o que evidencia a ausência de gestão estratégica energética, a falta da cultura de otimização dos recursos energéticos e de recursos públicos e o descomprometimento com o uso sustentável de energia elétrica e como consequência dos recursos naturais por parte da maioria das IFES. Assim este trabalho poderá ajudar na busca pela minimização dos desperdícios com energia elétrica e dos recursos públicos nas IFES, à medida que irá propor uma metodologia eficiente de enquadramento tarifário, capaz de avaliar e ajustar a demanda contratada (kW) e a modalidade tarifária do consumo de energia elétrica dos grupos A4 e B3 aos regulamentos vigentes. A metodologia consiste em alcançar a eficiência energética, por meio da análise da demanda, enquadramento tarifário e do consumo de energia elétrica, nas unidades consumidoras das IFES, em especial ao estudo de caso das unidades da Universidade Federal do Sul e Sudeste do Pará (Unifesspa), através da análise das faturas mensais de energia elétrica e do embasamento das resoluções e normas sobre os tipos de tarifas de energia elétrica dos grupos A4 e B3, aplicadas pela ANEEL, respeitando também o estudo de caso que ocorrerá na área de concessão das Centrais Elétricas do Pará (CELPA). A metodologia também fará a fina previsão de demanda contratada (kW), para que se possa contratar a demanda que de fato se precise, evitando desperdícios. Com isso, espera-se ajustar a demanda contratada de carga (kW) de cada unidade consumidora do grupo A4 a serem estudadas, a sua real necessidade, evitando custo desnecessários com pagamentos de demanda contratada acima ou abaixo da demanda consumida, objetiva-se também adequar o enquadramento tarifário de cada unidade consumidora a ser estudada, tanto do grupo A4 como B3, de acordo com sua demanda de carga e de seu consumo de energia elétrica e por fim, almeja-se a redução de custo para a Administração Pública e proporcionar uma forma prática de análise e indicação do melhor enquadramento tarifário dos grupos estudados, e com isso alcançar o consumo sustentável e contratos eficientes de energia elétrica.

PALAVRAS CHAVES: Consumo, Demanda, Enquadramento Tarifário, Energia Elétrica, Eficiência Energética, Universidades Federais.

ABSTRACT

In the current world context of technological advances in which society becomes increasingly dependent on electric power, an interesting fact draws attention, the waste of electric power in the institutions that generate technical and scientific knowledge, Federal Universities, a proven fact by the concern and initiative of the National Electric Energy Agency published in October 2016 through the call 01/2016 the electric power distribution concessionaires, which aim among other objectives to invest in energy efficiency and minimization in the Federal Universities, which shows the absence of strategic energy management, lack of a culture of energy resources optimization and of public resources, and the disengagement with the sustainable use of electric power and, as a consequence, of natural resources by most Federal Universities. Thus, this work may help in the search for the minimization of waste of electric power and public resources in the Federal Universities, as it will propose an efficient methodology of tariff framework, capable of evaluating and adjusting the contracted demand (kW) and the consumption tariff modality of electricity from groups A4 and B3 to current regulations. The methodology consists of achieving energy efficiency, through the demand, tariff framework and the consumption of electric power analysis in the consumer units of the IFES, in particular the case study of the units of the Federal University of the South and Southeast of Pará, through the study of the monthly electric bills and the resolutions and norms on the types of electricity tariffs of groups A4 and B3, applied by National Electric Energy Agency, also respecting the case study that will take place in the concession area of the Electric Centrals of Pará. The methodology will also make the fine forecast of contracted demand (kW), so that one can contract the demand that is actually needed, avoiding wastes. As such, it is expected to adjust the contracted load demand (kW) of each consumer unit of the A4 group to be studied, its real necessity, avoiding unnecessary costs with contracted demand payments above or below the consumed demand, it is also aimed to adapt the tariff structure of each observed consumer unit, both in the A4 and B3 groups, according to its load demand and its electric power consumption and, finally, the cost reduction for Public Administration is sought and provide a practical way of analyzing and indicating the best tariff framework of the groups studied, and by such, achieving sustainable consumption and efficient electricity contracts.

KEYWORDS: Consumption, Demand, Tariff Framework, Electric Power, Energy Efficiency, Federal Universities.

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Na sociedade primitiva Goldemberg (2007) afirma que a energia era proveniente da lenha das florestas com objetivo de atender necessidades básicas como cozinhar, aquecimento e iluminação artificial para realização de atividades pós pôr do sol. Porém, já da Idade Média devido à crescente demanda outras fontes de energias foram implementadas derivadas dos cursos d'água e dos cataventos, o que ainda foi insuficiente para suprir as necessidades populacionais crescentes especialmente das cidades. Assim, Farias (2011) complementa informando que ainda na Idade Média importantes transformações no uso da energia aconteceram com as primeiras descobertas de cientistas nas áreas da matemática, geometria e engenharia, o que com ajuda de muitos cientistas no século XIII, e após muitos experimentos criaram em 1698 a primeira máquina a vapor.

Assim a era dos combustíveis fósseis se iniciou na primeira Revolução Industrial, com o carvão mineral substituindo a lenha na combustão direta para a produção a vapor e se manteve como fonte primária mais importante de energia até 1961, quando foi ultrapassado pelo petróleo, que iniciou seu ciclo em 1859 nos Estados Unidos da América (EUA). Este produto dominou o mercado e se tornou imprescindível com seus derivados, até que as crises do petróleo de 1973 e 1978 desencadearam em cenário mundial a reconsideração da política internacional sobre este produto e a busca por novas fontes alternativas de energia (FARIAS, 2011).

Destaca-se ainda que, em 1882 Thomas Edison construiu as primeiras usinas geradoras de corrente contínua para atendimento de um sistema de iluminação e em 1886 George Westinghouse, após comprar as patentes da obra de Nicola Tesla, que impulsionou a mudança do modo de transmissão de energia elétrica, passando de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA) com a utilização de sistema polifásicos e em conjunto com o transformador eficiente de Willian Stanley, proporcionou a primeira transmissão de energia elétrica a grande distância, que cominou no uso da energia elétrica como conhecemos hoje. Condição que, segundo o autor consome na produção deste insumo mais de um terço da energia primária mundial (FARIAS, 2011).

Logo para atender à crescente demanda de energia elétrica da humanidade e para diversificar a sua produção a partir de combustíveis fósseis, outras fontes primárias de energia foram consideradas ao longo da história como: a nuclear, desde a década de 40 e evidenciada nos anos 60, mas perdeu força nos anos 70 com os acidentes da *Three Mille Island* e Chernobyl (FARIAS, 2011). Costa (2015), complementa informando que as usinas

hidrelétricas surgiram no final do século XIX, com usinas de pequeno porte que forneciam energia para fazendas e pequenas propriedades, sendo que a primeira para efeito de produção foi instalada no Rio Fox, em *Appleton, Wisconsin* em 1882, que gerou 12,5 kW. Entretanto, outras fontes de energia são exploradas na atualidade como a eólica, solar, biogás, biomassa, geotérmica e energia das marés, que juntas formam parte da matriz elétrica mundial e que possuem um grande potencial para despontar no decorrer do século XXI.

A matriz energética apresenta o somatório de energia distintas pelas fontes enérgicas primárias existentes na natureza, como o petróleo, carvão mineral, gás natural, hidráulica, nuclear entre outras. Sendo uma parte essencial desta parcela transformada em energia elétrica, que é a maneira mais apropriada de utilização por parte dos consumidores nas mais diversas situações. Esta energia elétrica desagregada das fontes primárias recebe o nome de matriz de “oferta de energia elétrica” (FILHO, 2014).

Alves (2014) acrescenta que as fontes de energias fósseis foram fundamentais para o desenvolvimento econômico e social da humanidade, destacando que o crescimento demográfico e econômico do século XX, teria sido impossível sem o petróleo. Entretanto, a queima de combustível fóssil provoca a emissão de gás carbônico (CO₂), o que colabora para o efeito estufa e aquecimento global, podendo causar mudanças climáticas catastróficas. O autor afirma que por este motivo é necessário e inadiável o abandono do predomínio dos combustíveis fósseis na matriz de energia elétrica mundial, optando por produção de energia renováveis, limpas e com baixa emissão de carbono.

A respeito do assunto Sachs (2007) acrescenta que:

“A história da humanidade pode ser sintetizada como a história da produção e alocação do excedente econômico, ritmada por revoluções energéticas sucessivas. Todas elas ocorreram graças à identificação de uma nova fonte de energia com qualidades superiores e custos inferiores. Assim aconteceu com a passagem da energia de biomassa ao carvão e deste ao petróleo e gás natural.” (SACHS, 2007).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME) (2016), nos últimos 40 anos a oferta interna de energia elétrica na matriz do Brasil e dos 34 países pertencentes a Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE) e de outros apresentaram tendências semelhantes com a redução da participação da energia provenientes do petróleo e da hidráulica, e do aumento de participação das demais fontes de energia, com destaque para o consumo de carvão mineral no Brasil, de 2013 a 2015, que mudou a tendência

de queda verificada até 2012, conforme Tabela 1.1. Fato impulsionado pela crise hídrica dos últimos anos e pelo sucessivo aumento na capacidade de geração com carvão.

Tabela 1.1-Oferta Interna de Energia Elétrica no Brasil e Mundo (% TWh), Adaptado [MME, 2016]

Fonte	Brasil		OCDE		Outros		Mundo	
	1973	2015	1973	2015	1973	2015	1973	2015
Óleo	7,2	4,2	25,4	2,2	23,1	4,6	24,6	3,5
Gás	0,5	12,9	11,6	24,1	14,2	21,4	12,2	22,4
Carvão	1,7	3,1	37,9	31,6	40,9	47,3	38,3	39,2
Urânio	0	2,4	4,2	18,7	0,9	4,2	3,3	10,5
Hidro	89	64,0	20,5	12,9	19,3	18,7	21,0	17,3
Outras não-renováveis	0	2,0	0	0,4	0	0,1	0,1	0,2
Outras renováveis	1,2	11,5	0,3	10,2	1,6	3,8	0,6	6,8
Biomassa sólida	1,2	8,0	0,2	2,8	1,6	0,9	0,5	1,9
Eólica	0	3,5	0	5,0	0	2,0	0	3,3
Solar	0	0,01	0	1,9	0	0,7	0	1,2
Geotérmica	0	0	0,1	0,5	0	0,2	0,1	0,3
Total (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
dos quais renováveis	90,6	75,5	20,8	23,1	20,9	22,5	21,5	24,1
Total (TWh)	65	616	4.472	10.681	1.579	12.895	6.115	24.192
% mundo	1,1	2,5	73,1	44,2	25,8	53,3		

Nota : a) dados do mundo e outras regiões de 2015, estimadas pelo N3E/SPE; b) biomassa sólida inclui biogás
Fonte: MME - 2016

Sobre a crise hídrica, Aguiar *et al* (2015) acrescenta que o Brasil é afetado diretamente na geração de energia elétrica, já que sua matriz é majoritariamente composta por usinas hidrelétricas que dependem de chuvas sazonais e regulares nas regiões onde estão localizadas, para abastecimento de seus reservatórios. Fato também confirmado pelos dados de 2015, Tabela 1.1 do Ministério de Minas e Energia, quando compara a geração de energia elétrica do Brasil com a do mundo, pois se evidencia a grande diferença na participação de energia proveniente de hidrelétrica, de 64% em 2015, contra apenas 12,9% da OCDE e de 18,7% nos outros países.

A respeito deste contexto Silveira e Guerra (2001) comentam que:

“Com exceção dos sistemas isolados, o parque gerador brasileiro pode ser classificado como essencialmente hidrelétrico, onde o suprimento energético é atendido por usinas de grande porte, situadas frequentemente distantes dos centros consumidores, o que requer constante atualização no planejamento da transmissão de eletricidade a longas distâncias.” (SILVEIRA e GUERRA, 2001).

Costa (2015) ressalta informando que a matriz energética brasileira deve ser imediatamente revista no atual contexto mundial de escassez hídrica em nível global. Aguiar *et al* (2015) adiciona que a escassez de chuvas em algumas regiões e o excesso em outras, tem sido ocasionado pelas mudanças climáticas que vem ocorrendo no mundo e relata ainda que segundo o Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE), os índices pluviométricos vêm caindo ao longo dos últimos 40 anos em grandes metrópoles como São Paulo.

O autor ainda destaca que isso contribuiu para o risco de déficit energético no país ter chegado a 6,1% em março de 2015, fato que confirma a necessidade de utilização de outras fontes de energia, como as termelétricas, o que altera os custos da energia no sistema elétrico brasileiro e ocasiona reajustes das tarifas de energia ao consumidor. Este por sua vez sendo o mais afetado, busca alternativas que viabilizem a utilização de energia elétrica visando a diminuição de gastos e a preservação dos recursos naturais.

Assim, nota-se que o mundo, bem como o Brasil, não estão imunes as crises energéticas, o que evidencia que tão importante quanto gerar, transmitir e distribuir com qualidade é apreender a controlar de forma eficiente e sustentável o próprio consumo. Fato que motiva a existência deste trabalho, uma vez que está voltado para o controle regulatório e normativo do consumo de energia elétrica de grandes consumidores pertencentes aos grupos A4 e B3, como as Instituições Federais de Ensino (IFEs).

1.1. Motivação

Um dos importantes papéis das IFEs é colaborar com a geração e a difusão do conhecimento, sempre buscando alternativas que contemple a sustentabilidade (SILVA *et al*, 2013). Assim, este trabalho buscará a aplicação metodológica de eficiência energética como uma destas alternativas.

Este trabalho motivou-se também pelo **Decreto Nº 8.540 de 09 de outubro de 2015**, que estabelece análise para adequação da demanda contratada e do enquadramento tarifário, para gerar as alterações contratuais necessárias junto a concessória de energia elétrica, objetivando redução de custo para a Administração Pública.

No atual contexto econômico brasileiro, bem como na tentativa das Instituições Federais de Ensino em reduzir seus gastos e otimizar seus recursos para se enquadrar no contingenciamento de recursos públicos, este trabalho contribuirá à medida que sua aplicabilidade venha cooperar com a redução dos gastos dos contratos de energia elétrica para as IFEs, pois oferecerá parâmetros para diagnosticar, orientar e identificar oportunidades de

eliminar desperdícios, através da correta aplicação das normas e padrões recomendados pela ANEEL, contribuindo assim para a eficiência energética, econômica e para o desenvolvimento sustentável.

Neto (2006), afirmou que conservar energia significa transformar a sociedade do desperdício em uma sociedade racional na utilização de seus recursos energéticos globais. Além disso, segundo o autor, esta conservação pode conduzir à redução da necessidade de novas centrais de geração de energia. Lima (2004) acrescenta não somente de geração como de transmissão e de distribuição, contribuindo assim para o desenvolvimento de uma sociedade sustentável e para a preservação do meio ambiente.

1.2. Contextualização do Trabalho

A eficiência energética em prédios públicos é uma tendência sustentável cada vez mais cobrada dos gestores públicos, no entanto, muitos têm o entendimento que para se alcançar tal objetivo se precisaria de altos investimentos, o que em alguns casos isso até pode ser verdade, mas existem ações voltadas para efficientização energética que podem fornecer bons resultados, desde que sejam consideradas políticas internas a serem cumpridas e monitoradas constantemente (Oliveira et al., 2015). Em relação a isso Batista *et al* (2012) acrescenta que a análise do histórico das tarifas mensais de energia elétrica pode ser apontada com uma dessas ações, e que se enquadra como uma proposta de eficiência que envolve diretamente o papel da gestão energética, com a principal finalidade de identificar e aplicar método que diminua o consumo e custo com energia elétrica.

Este trabalho também se faz relevante considerando a necessidade de se obter contratos de energia elétrica mais eficientes para a Administração Pública, que visem a redução de gasto com energia elétrica, previsto pelo **Decreto Nº 8.540 de 09 de outubro de 2015**, assim como a revisão técnica da demanda contratada e do enquadramento tarifário das unidades consumidoras de qualquer IFEs pertencentes ao grupo A4 e B3, buscando eliminar os possíveis desperdícios contratuais com energia elétrica.

Esta pesquisa também vem contribuir com a construção de uma metodologia de eficiência energética, capaz de gerar ferramenta de gestão para os contratos de energia elétrica das IFEs, que recebam energia em 13.8 kV pertencente ao grupo A4 ou que recebam energia em baixa tensão alternada, grupo B3, visando aprimorar e subsidiar a tomada de decisão do gestor sobre a contratação de demanda e a escolha do sistema tarifário mais eficiente, objetivando alcançar a eficiência energética e como consequência a eficácia econômica dos recursos públicos, pertinente a atual crise econômica em que o Brasil está inserido.

1.3. Objetivos

O principal objetivo é a elaboração de metodologia para prover o enquadramento tarifário eficiente, por meio de análise da demanda, enquadramento tarifário e do consumo de energia elétrica, para as IFEs que recebam energia em 13.8 kV pertencente ao grupo A4 ou que recebam energia em baixa tensão alternada, grupo B3, considerando o histórico mensal de energia elétrica dessas IFEs, bem com as legislações vigentes. Assim cabe ressaltar os objetivos específicos:

- Averiguar as normas e legislações vigentes no Brasil, sobre o enquadramento tarifário para os grupos A4 e B3, para o efetivo embasamento do estudo de caso de eficiência energética das IFEs, a serem analisadas;
- Ajustar a demanda contratada de carga (kW) de cada unidade consumidora do grupo A4 a serem estudadas de acordo com sua real necessidade, por meio da análise e da previsão fina da demanda a ser contratada para o período seguinte, evitando custo desnecessários com pagamentos de demanda contratada acima ou abaixo da demanda consumida;
- Adequar o enquadramento tarifário de cada unidade consumidora a ser estudada de acordo com sua demanda de carga e de seu consumo de energia elétrica, eliminando assim o consumo irregular contratual e adequando a unidade consumidora a um eficiente sistema de tarifação.
- Reduzir os custos tarifários para a Administração Pública com energia elétrica, através do enquadramento tarifário adequado e eficiente para os grupos A4 e B3 e do ajuste fino da demanda contratada para o grupo A4, o que implicará em contratos eficientes de energia elétrica.

1.4. Organização do Trabalho

Esta dissertação está dividida conforme abaixo:

- Capítulo 2: apresenta uma revisão da literatura sobre os principais conceitos abordados neste trabalho, bem como as resoluções e normas que darão suporte e embasamento técnico para ao estudo de caso;
- Capítulo 3: exhibe a metodologia aplicada no desenvolvimento do estudo de caso;

- Capítulo 4: demonstra as etapas do estudo de caso: sobre a demanda contratada e sobre enquadramento tarifário dos grupos A4 e B3 das unidades consumidoras da Unifesspa.
- Capítulo 5: explana os resultados obtidos no estudo de caso, indica as intervenções e as divulgações do trabalho;
- Capítulo 6: Traz as conclusões, contribuições desta dissertação, possíveis indicações de trabalhos futuros, desdobramento da pesquisa e as dificuldades encontradas no desenvolvimento da pesquisa.

CAPÍTULO 2 - REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Considerações Iniciais

À medida em que a pesquisa que subsidiou este trabalho foi desenvolvida, muitos trabalhos correlacionados foram encontrados nos seus mais diferentes aspectos, buscando proporcionar a eficiência energética a partir do melhor enquadramento as legislações vigentes, que serão evidenciadas no tópico subsequente. Este capítulo também vem subsidiar este trabalho com um levantamento bibliográfico das teorias, conceitos e normas utilizadas como base no desenvolvimento da metodologia descrita nesta dissertação.

2.2. Trabalho Correlatos

Lima (2004) fornece um estudo sobre um sistema de decisão, baseado em lógica Fuzzy, que auxilia na análise da demanda de energia elétrica, com o objetivo de deslocamento da carga nas estruturas tarifárias convencional e horossazonal verde e azul, com a finalidade principal de gerar uma ferramenta de tomada de decisão para gestor.

Neto *et al* (2006) traz em seu trabalho uma análise do custo de energia elétrica com e sem gerador de uma agroindústria por meio de um sistema informatizado baseado na Resolução 456 da ANEEL (2000), que analisou os dados fornecidos pela ENERSUL do consumo de energia elétrica e de demanda nos horários de ponta (pico) e fora de ponta (fora de pico) e o fator de potência, com o objetivo de se determinar a melhor tarifa em função do aspecto econômico, conseguindo assim alcançar o menor custo para o contrato de energia elétrica, através do enquadramento tarifário mais adequado combinado aos horários mais eficientes de utilização do gerador.

Souza *et al* (2011) realizou um estudo do sistema tarifário brasileiro, na legislação vigente da época, para implementar um programa computacional, Simulador de Adequação Tarifária (SAT), que realizasse de maneira automática o enquadramento tarifário do usuário de energia elétrica, considerando o mais econômico para a unidade consumidora em análise, com base no histórico dos valores de demanda e de consumo de energia elétrica, fornecido pela concessionária, que neste caso era a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), em São Paulo. Além disso, o trabalho também faz uma simulação, para provimento de energia, com a utilização de gerador a óleo diesel ou gás natural no horário de ponta, com o objetivo de demonstrar qual o mais rentável para gerar energia no referido horário. Após isso, o trabalho aplicou o SAT para um estudo de caso em uma agroindústria de secagem de grãos.

Freitas *et al* (2012) apresentou em seu trabalho um sistema de suporte a gestão de contratos de consumo de energia elétrica para ambientes *Smart Grid*, que toma como base o histórico de consumo e da demanda de energia elétrica alinhadas as regras de comercialização, com o intuito de encontrar a melhor e mais eficiente estrutura do contrato para consumidor. Destaca-se ainda que, os dados foram modelados através de rede neural artificial e por evolução diferencial.

Bogo *et al* (2012) considerando as ampliações físicas da Universidade Tecnológica Federal do Paraná em especial ao Campus Pato Branco bem como o aumento da demanda e do consumo de energia elétrica e como consequência a ampliação física do sistema de distribuição da mesma, o autor realizou um estudo com o intuito de fornecer parâmetros através do programa estatístico *Statgraphics XVI* e planilhas eletrônicas para orientar a universidade na escolha da melhor tarifação de energia elétrica, bem como a demanda mais adequada e otimizada para o perfil da carga da instituição, visando a eficiência energética e a redução dos custos para o contrato de energia elétrica.

Silva *et al* (2013) traz em seu trabalho uma análise da demanda e do consumo de energia elétrica da universidade Federal Rural do Semi- Arido (UFERSA): 2011 e 2012, objetivando avaliar os gastos com energia elétrica da UFERSA, fazendo análise sobre os valores de demanda contratada, ultrapassada e consumo ativo e reativo excedente, dos referidos anos, para promover a disseminação do conceito e do uso racional e eficiente de energia na comunidade universitária da UFERSA.

Oliveira *et al* (2015) em seu trabalho faz uma análise das contas mensais de energia elétrica da Universidade Federal do Piauí (UFPI), com objetivo de verificar se o contrato em vigência é adequado ou se outros enquadramentos tarifários seriam mais vantajosos do que o vigente, visando alcançar com esta gestão energética de baixo custo, a redução da conta de energia elétrica da Universidade. A metodologia utilizada nesta pesquisa foi estruturada em identificar os pontos que afetaram o superfaturamento das contas de energia e os resultados foram alcançados através de estudos de casos, com base no histórico da demanda e consumo de energia elétrica da UFPI, realizando comparação para cada modalidade tarifário permitida pela legislação vigente para a UC em análise, mostrando no final que era necessário a readequação do contrato tarifário e qual a modalidade tarifária mais eficiente e econômica para a Universidade.

Este trabalho por sua vez, contribuirá com a construção de uma metodologia detalhada para o enquadramento tarifário eficiente aplicada aos grupos A4 e inova quando estende o estudo ao grupo B3. A metodologia analisará a eficiência com que a demanda de

carga (kW) do período analisado foi proposta para o contrato do grupo A4, e com base nisto, indicará a necessidade de se fazer ou não uma previsão mais adequada desta demanda, indicando inclusive os valores mais aptos a economia contratual, com base no histórico do consumo mensal desta demanda. O trabalho não se concentrará apenas em realizar o estudo e a indicação do enquadramento tarifário mais eficiente para o grupo A4, mas estenderá esta etapa também para o grupo B3. E toda a pesquisa terá foco para a região do Estado do Pará, considerando para isto as resoluções e normas aplicadas a concessionária CELPA.

2.3. Eficiência Energética Fora do Brasil

Segundo Martins (1999), a eficiência energética pode ser entendida como a razão entre a energia que sai do processo pela que entra no mesmo. Acrescenta que a mesma pode também ser definida como a razão entre a energia mínima teoricamente indispensável para realização de um trabalho e a energia realmente usada para a execução do mesmo. A autora complementa dizendo que a eficiência energética pode ser entendida como o conjunto de práticas e políticas que reduza os custos com energia e/ou aumente a quantidade da energia disponível sem a necessidade de aumento de geração.

Menkes (2004) adiciona informando que grande parte dos autores que referenciam a eficiência energética, indicam que estas ações são instrumentos chaves para a diminuição dos impactos ambientais em níveis locais, regionais e globais, principalmente na redução das emissões de gases do efeito estufa. Destaca ainda que, a eficiência energética, respeitando os padrões culturais, sociais e ambientais pode contribuir significativamente para o desenvolvimento sustentável de uma região, país ou a nível global, dependendo apenas que sua extensão de aplicação.

Assim considerando o que se afirmou acima, se fará um breve levantamento sobre a eficiência energética fora do Brasil.

2.3.1. Eficiência Energética na Europa

Segundo Martins (1999), as medidas de eficiência energética aplicadas pelos países da União Europeia e por outros países da OCDE, nas últimas décadas estão embasadas em sete categorias principais, são elas:

- Medidas institucionais e organizacionais;
- Informação, treinamento e promoção de gerenciamento de energia;
- Pesquisa, desenvolvimento e demonstração;
- Regulação e acordos voluntários;

- Políticas tarifária e fiscal;
- Incentivos econômico e financeiros; e
- Programas de gerenciamento pelo lado da demanda.

A autora complementa informando que na maioria desses países as primeiras medidas rumo a eficiência energética se deram com o desenvolvimento de políticas ou programas de conservação de energia, visando a formação de instituições que tinham como objetivos coordenar e motivar grandes e pequenos consumidores a desenvolver ações de eficiência energética em nível local, regional e nacional de forma descentralizada, por meio da integração das políticas de eficiência com as atividades econômicas e sociais, incentivos a inovação, pesquisas e desenvolvimento tecnológico, bem como promovendo ajuda e incentivo financeiro e participando em cooperações internacionais.

A autora destaca alguns programas importantes que a Comissão Europeia possui, que funcionam com uma estrutura de rede de inovação, proporcionando a disseminação de informação, disponibilizando assistência técnica, desenvolvimento tecnológico e comercialização de tecnologias, tais como:

- **JOULE** – atua no desenvolvimento de novas tecnologias de energia;
- **THERMIE** – incentiva a aplicação das tecnologias emergentes em nível de demonstração, melhorando sua absorção pelo mercado consumidor, atua principalmente na área de eficiência energética, energias renováveis, combustíveis sólidos e hidrocarboneto;
- **OPET** – é o programa acelerador da comercialização das tecnologias providas pela *THERMIE* e por outros programas dos países membros.

No Reino Unido Menkes (2004) destaca que assim como na maioria dos países desenvolvidos a eficiência energética está ligada as ações contra o aquecimento global. O *Energy Saving Trust* (EST) é a instituição governamental responsável pelas medidas relacionadas a eficiência energética e possuem como principal meta a redução das emissões de dióxido de carbono no Reino Unido, priorizando algumas medidas como:

- Aumentar o nível de sensibilização da população com relação às vantagens da eficiência energética;
- Assegurar que os mercados de energia trabalhem de acordo com o interesse dos consumidores, fornecendo equipamentos e serviços energeticamente eficientes e que sejam comercialmente sustentáveis no longo prazo;

- Desenvolver, gerenciar e avaliar o programa *Electricity Standards of Performance* (SoP), voltado para direcionar as empresas concessionárias britânicas a fornecerem eletricidade eficiente, a custos razoáveis;
- Criar um mercado para veículos de combustíveis limpos;
- Possibilitar aos consumidores de energia o recebimento de energia elétrica proveniente de fontes de energia renováveis.

Martins (1999) cita ainda alguns programas importante de eficiência energética nos Reino Unido, tais como:

- **Programa de Etiquetagem** – Objetiva incentivar a compra e a produção de equipamentos mais energeticamente eficientes, sendo obrigatório o selo de eficiência energética em todos os equipamentos elétricos comercializados;
- **Action Energy/Carbon Trust** – é um programa governamental que visa subsidiar organizações privadas e públicas com informação, assessoria, pesquisa, incentivos financeiros e ajuda prática com o intuito de executarem ações com eficiência energética;
- **Marketing da Eficiência energética** – programa chamado de eficiência energética, nacional e de longo prazo, é apoiado por distribuidores, produtores, instaladores, comerciantes e consumidores;
- **Consultoria - Os Energy Efficiency Advice Centers (EEAC)** - programa assistencial de consumidores domésticos e pequenos empresários quanto ao incentivo para a implementação de ações de eficiência energética;
- **Treinamento e educação** - Programa de eficiência energética que capacitam os alunos nas escolas e fornecem informações para a comunidade sobre o tema, além de premiar o bom gerenciamento da energia nas escolas.

Na França a Agencia de Meio Ambiente e da Matriz Energética (*ADEME*), criado em 1992, é o órgão governamental que elabora as ações de eficiência energética, tais como os programas abaixo citados (MENKES, 2004):

- **Redução do consumo energético nas comunidades** – objetiva o treinamento de gerentes de edificações para monitoramento do consumo de energia, desenvolve uma cultura de melhoria da qualidade ambiental junto aos proprietários e financia a melhoria da eficiência dos sistemas de aquecimento;
- **Elaboração de manuais de eficiência energética para prédios** – tem por finalidade estimular os profissionais a projetar prédios mais eficientes;

- **Diagnósticos energéticos** – visa orientar as comunidades a diminuir o consumo de energia elétrica;
- **Etiquetagem e marketing** – A *ADEME* emite selos que informam a eficiência energética para a maioria dos eletrodomésticos, em especial refrigeradores, freezers, lavadoras e secadoras de roupa e lavadoras de prato.

2.3.2. Eficiência Energética nos Estados Unidos

Após a crise do petróleo de 1973 que afetou fortemente a geração de energia elétrica norte americana, Martins (1999) destaca que o EUA iniciou seus investimentos em eficiência energética, com uma série de políticas e tecnologias adotadas desde então. A autora Menkes (2004) relata que o Programa de Etiquetagem foi regulamentado em 1975 por meio da Lei de Políticas Energética e de Conservação (EPCA), e já em 1990 foram implantados os Índices de Eficiência Energética que padroniza os índices mínimos de eficiência energética para equipamentos residências, revisados periodicamente. O que resultaram hoje em tarifações de energia com valores inferiores a praticadas em muitos países. Alguns princípios das políticas públicas de eficiência energética nos EUA atualmente são:

- Fortalecer os padrões de eficiência energética para novos aplicativos e intensificar os códigos para novas construções;
- Reestabelecer os investimentos das concessionárias de energia elétrica em programas de eficiência energética.

A *Energy Efficiency and Renewable Energy* (EERE) é uma rede subordinada ao *Department of Energy* (DOE) do Governo Americano, que atua em parceria ao setor privado e com as concessionárias de energia com o objetivo de desenvolver tecnologias, a custo razoáveis, que incrementem a eficiência energética e o uso de fontes renováveis de energia nos EUA, contribuindo assim para a proteção do meio ambiente e a competitividade econômica do país (MENKES, 2004).

Menkes (2004) salienta que em 2002 houve uma mudança nas atividades e nos programas da EERE, com o objetivo de destacar os programas e incrementar as tecnologias que contribuem para a eficiência energética e a utilização de energias renováveis, acrescentando ao programa o máximo de benefícios ambientais. Logo, destaca-se alguns dos principais programas da EERE conforme segue: *Industrial Technologies Program*, *The Building Technologies Program*, *Programa Building America*, *Federal Energy Management Program* (FEMP), *Solar Energy Technology Program* e *Distributed Energy and Electric Reliability Program*.

A autora complementa que além dos programas acima mencionados outras ações e medidas relacionadas à educação, à informação e ao marketing da eficiência energética, vem sendo utilizada pelos órgãos federais, estaduais e locais de energia elétrica com o propósito de estimular a eficiência energética, são eles:

- No setor de Transporte: ***O Office of Transportation Technologies (OTT)*** ampara pesquisas em veículos híbridos e elétricos, células de combustível, biomassa e diversas fontes renováveis de energia e materiais avançados;
- No setor residencial e comercial: ***Energy Star Building Programme*** - O programa incentiva as empresas a instalarem iluminação eficiente por meio da garantia de um contrato de 5 anos e investi em tecnologias e equipamentos de eficiência energética para prédios residenciais, comerciais e prédios públicos;
- No setor industrial: ***The National Industrial Competitiveness through energy, environment and economics (NICE)*** - O programa fornece verba para incentivar a produção mais limpa, eliminando desperdício e diminuindo emissões, conservando energia e otimizando a competitividade industrial;
- Em prédios institucionais: ***Eficiência nas Escolas (Energysmart schools)*** - Esse programa utiliza recursos públicos e privados e tem por objetivo reduzir as faturas de energia elétrica das escolas e investir esta economia na educação;
- Em auditorias: ***Centro de Auditoria Industrial (IAC Audit Programme)*** - As auditorias são realizadas com o auxílio de 30 universidades com o objetivo de auxiliar as empresas a economizarem energia. Com a substituição necessária e ponderada de equipamentos por outros mais eficientes;
- ***The Weatherization Assistance Program*** – tem por objetivo auxiliar as comunidades/pessoas de baixa renda a reduzirem as suas contas de energia elétrica, por meio da troca dos aparelhos eletrodomésticos por novos mais eficientes e por outras medidas de economia de energia.

Menkes (2004) ainda destaca alguns programas na área de assessoria, informações e assistência técnica:

Motor Challenge Program – O DOE provê assistência técnica na escolha de tecnologias mais avançadas para as indústrias trocarem motores e instalações antigas por novas e mais eficientes.

Padronização energética – o DOE financia a assistência técnica para que os consumidores de energia possam se adequar aos padrões estipulados de eficiência energética.

Parceria para uma nova geração de veículos (PNGV) – Para o ano de 2000, foram investidos 263,2 milhões para o desenvolvimento de motores a diesel mais limpos e eficientes. Os projetos apoiados incluem veículos híbridos e elétricos.

Educação em eficiência energética - O New York State Energy Research and Development Authority - NYSERDA oferece cursos gratuitos na Energy Smart University. Os cursos são de história da energia, segurança energética, fontes energéticas, eficiência energética, entre outros.

Programas de informação em eficiência energética – Estes programas assim como a sua vinculação com o meio ambiente são amplamente abordados, via os meios eletrônicos, telefones, agências estaduais, federais e locais, entre outros. (MENKES, 2004).

2.3.2. Eficiência Energética no Canadá

O órgão responsável pela eficiência energética no Canadá é o *Office of Energy Efficiency (OEE)*, criado em 1998, coordena no país muitos programas de energia eficiente e combustíveis alternativos, nos setores comercial, residencial, industrial e de transportes. Estas ações de eficiência energética vêm contribuindo para a redução de 4,1% nas emissões de dióxido de carbono ao ano. Outra importante ajuda é a legislação e regulamentação, como por exemplos: ***Energy Efficiency Regulations***, que insere padrões mínimos de eficiência energética; Outra medida é a **Certificação/Etiquetagem** que obriga todos os equipamentos eletro eletrônicos a terem selos de eficiência energética (MENKES, 2004).

A autora ainda mostra alguns outros programadas pertinentes a este trabalho praticados pelo Canadá que visa a eficiência Energética, tais como:

- ***Commercial Building Incentive Program (CBIP)*** – este programada oferece recurso federais, como incentivo para proprietários de edificações a praticarem tecnologias e ações energeticamente eficientes para projetos de novos prédios comerciais e institucionais;
- ***EnerGuide* para equipamentos e *EnerGuide* para aquecimento, ventilação e ar condicionado – HVAC** – fornece todas as informações necessárias para o consumidor sobre a compra de equipamentos eficientes;
- ***Energy Innovators Initiative (EII)*** – auxilia o setor público e o comercial na busca por estratégias e opções energeticamente eficientes, oferecendo ferramentas, serviços e recursos financeiros para os que possuem planos de manejo de energia e/ou *retrofits*;
- ***Federal Buildings Initiative (FBI)*** – assisti o setor público federal a reduzir seu consumo de energia elétrica e a aumentar o nível de conforto e produtividade nos seus prédios;
- ***Industrial Energy Efficiency Program*** – visa em conjunto com a indústria canadense a levantar o potencial de eficiência energética, bem como

estabelecendo metas, executando e gerenciando programas, acompanhando e publicando os resultados e fazendo acordos;

- **National Energy Use Database – NEUD** – incentiva o desenvolvimento de dados para o uso final de energia em todos os setores da economia, através da análise de dados existentes, do auxilia as demandas, de pesquisas quando ocorrem, assim como a análise energética em algumas universidades.

Percebe-se que os países acima mencionados já incentivam fortemente a redução do consumo de energia elétrica através de vários programas de incentivos que vão desde o pequeno consumidor a indústria. No entanto, é notável que ainda pode-se melhorar com ações que vão desde o simples gesto de retirar um aparelho da tomada que está de stand-by até com medidas mais complexas como o aprimoramento e atualização de políticas de eficiência energéticas que incentive intensamente a cultura de economizar energia.

2.4. Resoluções Normativas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Normativa (REN) Nº 414 e atualizada pela REN 418, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. Entende em seu Art. 2º, Inciso XXXVII por grupo A: “grupamento composto de 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 nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) Subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) Subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) Subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) Subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) Subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição”.

Ainda em seu Art.2º, mas no Inciso XXXVIII, por grupo B “grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela **tarifa monômia** e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) Subgrupo B1 – residencial;
- b) Subgrupo B2 – rural;
- c) Subgrupo B3 – demais classes; e

d) Subgrupo B4 – Iluminação Pública.

Assim para os grupos supramencionado a ANEEL por meio da REN N° 414 atualizada pela REN N°479 define em seu Art.2, Inciso L, modalidade tarifária como sendo: “conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

- a) **Modalidade tarifária convencional monômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- b) **Modalidade tarifária horária branca:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- c) **Modalidade tarifária convencional binômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- d) **Modalidade tarifária horária verde:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- e) **Modalidade tarifária horária azul:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;

Acrescenta-se para melhor entendimento os conceitos dados pela REN N° 414, Art.2, em seus Incisos:

LXXV-A - **Tarifa binômnia de fornecimento:** aquela que é constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável;

LXXV-B - **Tarifa monômnia de fornecimento:** aquela que é constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente;

É importante salientar que para área de concessão das Centrais Elétricas do Pará S/A (CELPA), onde se pretende aplicar inicialmente este estudo, a **Modalidade tarifária Convencional Binômnia**, foi extinta para aplicação no grupo A, pela Resolução Homologatória **1930/2015 da ANEEL, na 4º Revisão Tarifária Periódica – RTP**, fato também já previsto pela **REN N° 414**, a partir da **3º Revisão Tarifária Periódica – RTP**, com o período de transição conforme pode ser observado pelo Art. 57 e seus incisos conforme abaixo:

IV - a distribuidora deve, em até 90 (noventa) dias a partir do início dos prazos dispostos no caput deste parágrafo, encaminhar notificação, por escrito e com entrega comprovada, aos consumidores enquadrados na modalidade tarifária convencional binômia, com no mínimo as seguintes informações:

- a) prazo de extinção da modalidade tarifária convencional e prazo limite para realização pelo consumidor do novo enquadramento, de forma específica conforme incisos I e II, ressaltando que maiores detalhes podem ser obtidos no Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária;
- b) modalidades tarifárias disponíveis para o novo enquadramento e suas características;
- c) sugestão de enquadramento na modalidade tarifária mais adequada ao perfil de carga da unidade consumidora, com as respectivas simulações nas modalidades tarifárias horárias azul e verde, considerando o histórico de faturamento mínimo dos 12 últimos (doze) ciclos disponíveis;
- d) aplicação do período de teste de que trata o art. 134, no caso de enquadramento na modalidade tarifária horária azul; e
- e) aviso de que a responsabilidade pela opção é exclusiva do consumidor e que deve ser realizada por escrito, nos termos do art. 58.

V – em até 90 (noventa) dias do término do prazo estabelecido nos incisos I e II, caso o consumidor não tenha formalizado sua nova opção de enquadramento, a distribuidora deve encaminhar ao mesmo a minuta dos aditivos contratuais correspondentes, informando que a não realização da opção no prazo estabelecido implicará a adoção automática da modalidade sugerida na alínea “c” do inciso IV; e

VI – vencido o prazo estabelecido sem que o consumidor solicite o enquadramento, a distribuidora deve realizar o faturamento considerando a modalidade sugerida na alínea “c” do inciso IV, não ensejando revisão de faturamento em razão da aplicação deste inciso.

Destaca-se ainda que a REN N° 414 atualizada pela REN N°479 define em seu Art.2, Inciso LIV-A, entende como período:

Seco: período de 7 (sete) período de 7 (sete) ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de maio a novembro;

Úmido: período de 5 (cinco) ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro de um ano a abril do ano seguinte;

E sobre o posto tarifário: período de tempo em horas para aplicação das tarifas de forma diferenciada ao longo do dia, considerando a seguinte divisão:

Posto tarifário Ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os seguintes feriados:

Tabela 2.1-Feriados considerados pela ANEEL

Dia e mês	Feriados nacionais	Leis federais
01 de janeiro	Confraternização Universal	662, de 06/04/1949
21 de abril	Tiradentes	662, de 06/04/1949
01 de maio	Dia do Trabalho	662, de 06/04/1949
07 de setembro	Independência	662, de 06/04/1949
12 de outubro	Nossa Senhora Aparecida	6.802, de 30/06/1980
02 de novembro	Fimados	662, de 06/04/1949
15 de novembro	Proclamação da República	662, de 06/04/1949
25 de dezembro	Natal	662, de 06/04/1949

Fonte – ANEEL – 2010

Posto tarifário intermediário: período de horas conjugado ao posto tarifário ponta, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior, aplicado para o Grupo B, admitida sua flexibilização conforme Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária;

Posto tarifário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e, para o Grupo B, intermediário;

Salienta-se ainda que para área de concessão das Centrais Elétricas do Pará S/A (CELPA) de acordo com c, conforme Art. 13:

Posto tarifário Ponta: compreende o período entre as **18h30 as 21h29**.

Posto intermediário: compreende uma hora imediatamente anterior e uma hora imediatamente posterior ao posto (horário) ponta – aplicação somente para Tarifação Branca – grupo B: **17h30 as 18h29 e 21h30 as 22h29**.

Posto fora ponta: por lógica simples, os demais horários do dia: grupo A: **21h30 as 18h29**, grupo B: **22h30 as 17h29**.

Outro ponto importante para este estudo é domínio dos conceitos observado na REN N° 414, Art.2, conforme seus incisos abaixo:

LIX – Potência ativa: quantidade de energia elétrica solicitada por unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW);

LX – Potência disponibilizada ou Demanda de Potência Contratada: potência que o sistema elétrico da distribuidora deve dispor para atender aos equipamentos elétricos da unidade

consumidora, segundo os critérios estabelecidos nesta Resolução e configurada com base nos seguintes parâmetros:

- a) Unidade consumidora do grupo A: a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW);
- b) Unidade consumidora do grupo B: a resultante da multiplicação da capacidade nominal de condução de corrente elétrica do dispositivo de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado o fator específico referente ao número de fases, expressa em quilovolt-ampere (kVA).

LXXXII – Tensão primária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV;

LXXXIII – Tensão secundária de distribuição: tensão disponibilizada no sistema elétrico da distribuidora, com valores padronizados inferiores a 2,3 kV;

É importante mencionar que de acordo com a REN N° 414, Art 12, e seus incisos evidenciados abaixo, que compete à distribuidora informar ao interessado a tensão de fornecimento para a unidade consumidora, segundo os critérios a frente citados, exceto nos casos mencionados pelo Art.13.

I – Tensão secundária em rede aérea: quando a carga instalada na unidade consumidora for igual ou inferior a 75 kW;

II – Tensão secundária em sistema subterrâneo: até o limite de carga instalada conforme padrão de atendimento da distribuidora;

III – Tensão primária de distribuição inferior a 69 kV: quando a carga instalada na unidade consumidora for superior a 75 kW e a demanda a ser contratada pelo interessado, para o fornecimento, for igual ou inferior a 2.500 kW; e

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

§ 1º Quando se tratar de unidade consumidora do grupo A a informação referida no *caput* deve ser efetuada por escrito.

§ 2º Quando for aplicada a modalidade tarifária horária na unidade consumidora do grupo A, deve ser considerada, para definição da tensão de fornecimento, a maior demanda contratada.

É importante deixar claro a forma de aplicação das modalidades tarifárias, conforme pode ser observado na REN N° 414, Art 54 e 55, abaixo:

Art. 54. A modalidade **tarifária convencional** é aplicada sem distinção horária, considerando-se o seguinte:

I – para o grupo A – Extinta para área de concessão da CELPA, conforme já mencionada anteriormente.

II – **para o grupo B**, na forma monômnia, com tarifa única aplicável ao consumo de energia (R\$/MWh).

Art. 55. A modalidade tarifária horária azul é aplicada considerando-se o seguinte:

I – para a demanda de potência (kW):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta (R\$/kW); e
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta (R\$/kW).

II – para o consumo de energia (MWh):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh);
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
- c) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período seco (R\$/MWh); e
- d) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

Art. 56. A modalidade tarifária horária verde é aplicada considerando-se o seguinte:

I – tarifa única para a demanda de potência (R\$/kW); e

II – para o consumo de energia (MWh):

- a) uma tarifa para o posto tarifário ponta em período úmido (R\$/MWh);
- b) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
- c) uma tarifa para o posto tarifário de ponta em período seco (R\$/MWh); e
- d) uma tarifa para o posto tarifário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

Art. 56-A. A modalidade tarifária horária branca é aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, sendo caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e segmentada em três postos tarifários, considerando-se o seguinte:

I – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário ponta;

II – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário intermediário;

III – uma tarifa para o consumo de energia (R\$/MWh) para o posto tarifário fora de ponta.

Outro ponto a ser destacado é o enquadramento das modalidades tarifárias, conforme pode ser observado na REN N° 414, Art 57 e 58, abaixo:

§ 1º Pertencentes ao grupo A:

I – na modalidade tarifária horária azul, aquelas com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV;

II – na modalidade tarifária horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW; e

III – na modalidade tarifária convencional binômia, ou horária azul ou verde, de acordo com a opção do consumidor, aquelas com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW – **Sendo a convencional binômia já extinta para área de concessão da CELPA.**

§ 2º Pertencentes ao grupo B:

I – na modalidade tarifária convencional monômia, de forma compulsória e automática para todas as unidades consumidoras; e

II – na modalidade tarifária horária branca, de acordo com a opção do consumidor, somente após a publicação de resolução específica com a definição dos procedimentos e critérios a serem observados.

§ 3º Unidades consumidoras do grupo A não atendidas pelo SIN devem ser enquadradas na modalidade tarifária convencional binômia ou, conforme autorização específica e após homologação da ANEEL, na modalidade tarifária horária azul ou verde.

§ 6º A partir da publicação da resolução homologatória da revisão tarifária do terceiro ciclo de revisão tarifária periódica (3CRTP) para as concessionárias e do primeiro ciclo de revisão tarifária periódica (1CRTP) para as permissionárias, observadas as disposições estabelecidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária, deve ser observado o que segue:

I - unidades consumidoras com demanda contratada mensal maior ou igual a 150 kW devem ser enquadradas na modalidade tarifária horária azul ou verde em até 12 (doze) meses dos prazos dispostos no caput deste parágrafo, não se aplicando o disposto no inciso I do § 5o deste artigo;

II - unidades consumidoras com demanda contratada mensal menor do que 150 kW devem ser enquadradas na modalidade tarifária horária azul ou verde até o término da vigência dos ciclos dispostos no caput deste parágrafo;

Após demonstradas as resoluções e normas vigentes que regem a tarificação de energia dos grupos A e B, será realizado um estudo de caso para três unidades consumidoras do grupo A4 e cinco do grupo B3, para evidenciar o quanto se pode economizar com ajustes técnicos corretos da unidade consumidora, como a demanda contratada e o correto e mais adequado enquadramento do grupo de tarificação, em atenção as normas e legislações vigentes.

2.5. Considerações Finais

Neste capítulo foram evidenciados alguns dos trabalhos correlatos existente na literatura sobre esta pesquisa, revelou como é tratado o tema de eficiência energética em outros países e demonstrou as resoluções normativas que balizam e orientam o consumidor ao

melhor enquadramento às legislações que resultam em eficiência energética as unidades consumidoras.

No capítulo seguinte, serão apresentados detalhadamente as equações matemáticas, as definições teóricas, os conceitos e configurações que formam a metodologia deste trabalho.

CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA DO TRABALHO

3.1. Considerações Iniciais

Este capítulo apresentar-se-á a metodologia que irá fazer a análise do consumo e da demanda de energia elétrica das IFEs, com o propósito de fornecer a melhor indicação de demanda a ser contratada para as unidades consumidoras do grupo A4, e o mais eficiente enquadramento tarifário a carga e ao perfil das unidades consumidoras dos grupos A4 e B3, com objetivo de fornecer um método efetivo para se alcançar a eficiência energética e a redução de custo com energia elétrica.

3.2. Generalização da Metodologia Utilizada

Toda a metodologia aplicada e mostrada neste trabalho para promover eficiência energética, pode ser reaplicada para qualquer IFEs que recebam energia em 13.8 kV pertencente ao grupo A4 ou que recebam energia em baixa tensão alternada, concernente ao grupo B3, bastando para isso que se tenha os dados históricos do consumo da unidade consumidora que se quer analisar e que se aplique as equações e definições do tópico 3.4 e 3.5 desde trabalho, de acordo com cada caso em questão.

3.3. Memória de Massa

Os dados da memória de massa das faturas de energia elétrica a serem analisadas podem ser obtidas em qualquer concessionária distribuidora de energia, respeitando a localização das UCs em estudo. As faturas de energia elétrica a serem analisadas podem ser obtidas através de medições em média tensão para o grupo A4 e em baixa tensão para o grupo B3, na forma de relatório mensal, com os períodos especificados em cada caso, apresentando as medições de consumo ativo (kWh), grupos A4 e B3, e demanda contratada, consumida e ultrapassada somente para o grupo A4.

3.4. Metodologia Aplicada: para análise da demanda contratada

Para a análise da demanda a ser contratada junto a concessionária, o estudo será realizado se utilizando do método prático analítico apresentado abaixo, desenvolvida por meio de análises e avaliações práticas do estudo da demanda contratada (DMT) e a demanda efetivamente consumida (DMC) em kW. Também se analisará por Redes Neurais Artificiais (RNAs), uma técnica de inteligência computacional muito conhecida e disseminada na literatura científica (HAYKIN, 2001).

A metodologia a seguir apresentará a demanda a ser contratada para o período contratual posterior seguinte, com base na demanda efetivamente consumida (DMC) e a contratada (DMT) em kW, através da análise dos relatórios mensais do período de 31 (trinta e um) meses fornecidos pela concessionária distribuidora de energia local.

As RNAs também farão a previsão da demanda do período contratual posterior, com base nos dados da demanda consumida do período de 31 (trinta e um) meses para as unidades 1 e 2, e 25 (vinte e cinco) meses para a unidade 3, ambas do Campus de Marabá, pois esta última unidade passou a funcionar recentemente. Destaca-se que para as análises das RNAs quanto maior a quantidade de dados que represente o comportamento da carga das unidades a serem estudadas, melhores são as possibilidades de convergência correta dos resultados.

Para se verificar a necessidade ou não de aplicação das previsões de demanda citado acima, a análise de demanda contratado será realizada da seguinte maneira: quando a Demanda Consumida (DMC) superar em 5% (cinco por cento) a Demanda Contratada (DMT), passará a ser contabilizada como Demanda Ultrapassada (DMU). Logo, cabe acrescentar que o preço pago pelo kW da DMU ($P_{(R\$)DMU}$) é o triplo pago na DMT ($P_{(R\$)DMT}$), de acordo com a **Resolução Homologatória 1930/2015 da ANEEL (2015), na 4ª Revisão Tarifária Periódica – RTP**. Assim, podem-se tirar as seguintes equações para as análises das demandas.

$$DMC > DMT \times 1,05 = DMU \quad (3.1)$$

$$P_{(R\$)DMT} \times 3 = P_{(R\$)DMU} \quad (3.2)$$

E as seguintes definições:

$DMC > DMT \times 1,05 \rightarrow$ Se pagará o triplo por cada kW de demanda ultrapassada, pior situação, condição de ineficiência do contrato de energia elétrica.

$DMC < DMT \times 1,05 \rightarrow$ Se pagará o mesmo preço por cada kW pago na demanda contratada, pagará também toda a demanda contratada mesmo que não tenha sido utilizada, condição com baixo nível de eficiência do contrato de energia elétrica.

$DMC = DMT \rightarrow$ Se pagará o preço do kW pago na demanda contratada, situação ideal de eficiente do contrato, pois cada kW de demanda pago será consumido.

Assim as definições acima serão aplicadas em todas as unidades consumidoras do grupo A4 em estudo, para se verificar qual o nível de eficiência do contrato em relação a demanda contratada. Em seguida, para os contratos que tiverem ineficientes ou com baixo

nível de eficiência será feito um ajuste fino da demanda contratada considerando o histórico dos últimos 13 (treze) meses do período analisado, com o objetivo de buscar a melhor demanda a ser contratada, considerando o perfil e o consumo de cada UC. Para se chegar a este resultado se fará a média das demandas máxima consumida do período informado acima, isso para o método prático analítico proposto por este trabalho, em seguida se multiplicará pelo fator de avaliação de demanda consumida - ft_c , conforme pode ser observado nas equações (3.3) a (3.5) abaixo, para previsão e ajuste da demanda da tarifação horária verde.

DC_{MA}- Demanda máxima consumida no mês M do ano A;

Onde:

M = 1 ... 13;

A=20XX e 20XX;

EDM_C – Estimativa da demanda máxima de cada campus C;

DME_C – Demanda estimada para a eficiência do contrato do campus C;

ft_c – Fator de avaliação de demanda consumida do campus C no período P;

Onde:

C = Unidade ou campus a ser avaliado;

P- São os períodos ou o intervalo de tempo em meses M que serão comparados, quanto maior o período de dados significativos e confiáveis melhor e mais confiável é fator ft_c , sendo P₁ o período mais antigo e P₂ o período mais atual.

$$ft_C = \frac{\left(\left(\sum_{P:2}^{M=1...6} DC_{MA} \right) * 100\% \right)}{\left(\sum_{P:1}^{M=1...6} DC_{MA} \right)} \quad (3.3)$$

$$EDM_C = \frac{\sum_{A:20XX,20XX}^{M=1...13} DC_{MA}}{12} \quad (3.4)$$

$$DME_C = ft_c \times EDM_C \quad (3.5)$$

O fator de avaliação de demanda consumida comparada para as UCs em estudo, serão calculados levando em consideração o período mínimo dos últimos seis meses analisados, comparando com a demanda consumida do período logo anterior ao primeiro período, considerando mesmo intervalo de tempo para ambos os períodos. Para se verificar

qual o fator de crescimento ou decréscimo de um período em relação ao outro, conforme equação (3.3) acima.

As RNAs fornecerão diretamente os valores da demanda eficiente a serem contratadas para as unidades em estudo, através da média de suas previsões, que será considerado a demanda média eficiente (DMEc) das RNAs.

Este trabalho também fará a previsão do ajuste da demanda contrata em ponta (DMP) e fora de ponta (DMF) para efeito de comparação entre as tarifas horossazonal azul e verde, resguardando uma possível mudança de tarifação para unidades consumidoras do grupo A4 das IFEs.

Considerando que para a tarifação horossazonal azul é necessário a definição da demanda a ser contratada em horário de ponta (**18h30 as 21h29**) e para o horário fora de ponta (**21h30 as 18h29**). Assim se fará uma proporção da demanda consumida na tarifação horossazonal verde, tanto considerando os resultados do método analítico como das RNAs (DMEc), pois é o histórico de dados que se possui para análise, onde será considerado a proporção da energia em kWh consumida nos horários de ponta e fora de ponta para cada UC, considerando a média da demanda estimada para a eficiência ($DMEc = DMUEc$) como 100% da demanda consumida para cada contrato, conforme pode ser compreendido pelas equações (3.6) e (3.7) abaixo:

Sabendo que:

$M = 1 \dots 12$;

$A = 20XX$ e $20XX$;

$ECPCMA$ – Energia consumida em horário de ponta do campus C em kWh, no mês M do ano A;

$ECFCMA$ – Energia consumida em horário fora de ponta do campus C em kWh, no mês M do ano A;

DME_C – Demanda estimada para a eficiência do contrato do campus C;

$DCPCMA$ – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C em kW, considerando o consumo do mês M do ano A;

$DCFCMA$ – Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C em kW, considerando o consumo do mês M do ano A;

$DCEP$ – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C em kW a ser contratada, considerando a média $DCPCMA$;

$DCEF$ – Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C em kW a ser contratada, considerando a média $DCFCMA$;

β - Número de meses do histórico de consumo de energia elétrica analisados;

$$DCP_{CMA} = ((ECP_C)/(ECP_C + ECF_C)) \times DME_C \quad (3.6)$$

$$DCF_{CMA} = ((ECF_C)/(ECP_C + ECF_C)) \times DME_C \quad (3.7)$$

As equações (3.8) e (3.9) são para as definições das demandas (ponta e fora de ponta) a serem contratadas para os consumidores do grupo A4, na tarifação horossazonal azul.

$$DCEP = ((\sum_{M=1... \beta} DCP_{MA})/\beta) \quad (3.8)$$

$$DCEF = ((\sum_{M=1... \beta} DCF_{MA})/\beta) \quad (3.9)$$

3.3.1. Configurações das RNAs para Previsão das Demanda Contratada

Para efeito de comparação e validação da metodologia apresentado acima para previsão contratual de demanda contratada, se desenvolveu três redes neurais artificiais, uma para cada unidade consumidora a ser analisada, com os seguintes parâmetros:

- Todas as três redes são **Recorrentes do tipo Perceptron de múltiplas camadas-MLP**, com apenas uma realimentação cada, conforme detalhamento da Tabela 3.1 abaixo, logo possuem a camada oculta ou escondida, com a função dos neurônios ocultos intervirem entre a camada de entrada externa e saída da rede de maneira eficiente, objetivando potencializar a capacidade de aprendizagem da rede e melhorar os resultados das previsões (HAYKIN, 2001).
- O número de realimentação (igual a 1) das três RNAs foram determinadas por cálculos de autocorrelação (RUAS et al., 2004).

Tabela 3.1 – Configuração das RNAs – melhor performance.

Quantidades de UCs analisadas	Quant. de camadas escondidas	Nº neurônio na camada de entrada e saída	Nº de neurônio na camada escondida	Método de treinamento	Fun. de ativação da camada escondida	Fun. de ativação da camada de Saída
RNA- Unidade 1	1	1	5			
RNA- Unidade 2	1	1	4	<i>Levenberg -Marquadt</i>	Tangente Hiperbólica	Linear
RNA- Unidade 3	1	1	5			

Fonte – autor – 2016

- Todas as previsões realizadas, ou seja, a variável de saída, serão do tipo *one-step ahead*, ou seja, a previsão para o mês seguinte será usada para realimentar a rede e fazer a previsão do segundo mês, e assim por diante (BRANCO e SAMPAIO, 2008).

Após mais de 250 testes e simulações, que somente foram possíveis realizar no estudo de caso. Foi variado e intercalado as configurações acima e outras possíveis, alternando inclusive o nº de neurônios da camada escondida, gerando uma enorme quantidade de testes e redes possíveis, dentre estas, a Tabela 3.2 fornece algumas dessas redes como exemplo, que apresentaram menores MSE ou EQM (erro quadrático médio, bastante conhecido na literatura científica) calculados diretamente no MATLAB (mesma versão descrita do Apêndice A), retirando-se destas, a de melhor performance para o trabalho.

Tabela 3.2 – Outras configurações das RNAs testadas.

Tipos de Redes	Nº de camadas escondidas	Nº de neurônios na camada escondida	Fun. de ativação na camada esc.	Fun. de ativ. da camada de saída	Treinamento	MSE
1	1	5	Tangente Hiperbólica	Linear	Levenberg- Marquadt	427,4
2	1	5	Tangente Hiperbólica	Linear	Quasi-Newton Decaimento de	548,37
3	1	4	Tangente Hiperbólica	Linear	Gradiente Retropropagação	1793,9
4	1	5	Tangente Hiperbólica	Linear	Resiliente	640,24
5	2	3	Tangente Hiperbólica	Linear	Levenberg- Marquadt	752,75
6	1	3	Tangente Logaritma	Linear	Levenberg- Marquadt	774,37
7	1	5	Linear Tangente	Linear Tangente	Levenberg- Marquadt	621,5
8	1	5	Hiperbólica	Hiperbólica	Levenberg- Marquadt	1017,8

Fonte – autor – 2016

Após chegar a conclusão sobre a configuração da rede mais apta a realizar a predição das demandas (rede 1 da Tabela 3.2), considerando a rede com menor MSE, que faz a comparação entre a demanda real e a prevista pela RNA, definiu-se a configuração da Tabela 3.1 como a de melhor performance. Foi em seguida realizada novamente a variação da quantidade de neurônios na camada escondida, conforme Tabela 3.3, pois não se possui uma metodologia analítica para esta definição (RUAS et al., 2004).

Tabela 3.3 – Algumas variações de neurônio na camada escondida na rede de melhor performance.

Simulações	Unidade 1		Unidade 2		Unidade 3	
	Nº de neurônios	MSE	Nº de neurônios	MSE	Nº de neurônios	MSE
1	3	500,41	3	751,89	3	1931,3
2	4	544,83	4	639,91	4	378,28
3	5	427,4	5	760,7	5	320,41
4	6	548,93	6	3075,3	6	923,57
5	7	519,2	7	4309,4	7	1907,3
6	8	812,05	8	2998,6	8	518,76
7	9	774,37	9	666,98	9	832,51
8	10	493,01	10	924,78	10	807,17

Fonte – autor – 2016

Os parâmetros da Tabela 3.1 foram os que apresentaram melhor performance para as previsões de demanda contratada para a quantidade de dados históricos que se possuía conforme descritos na Tabela 3.4 abaixo. Já o método de treinamento e a ativação da camada escondida e da camada de saída além de terem apresentados os melhores resultados são também os mais comuns encontrados em trabalhos científicos de predição.

Tabela 3.4 – Quantidade de amostras das RNAs – demanda consumida – kW.

UCs Estudadas	Quantidade de Amostras para Realimentação	Quantidade de Amostras para Treinamento	Quantidade de Amostras para Teste e validação
Unidade 1	01	19	11
Unidade 2	01	19	11
Unidade 3	01	15	09

Fonte – autor – 2016

Neste trabalho os dados para treinamento, teste e validação das RNAs serão divididos no estudo de caso conforme Tabela 3.4, onde pode-se observar que para as unidades 1 e 2, 63,33% das amostras serão utilizadas para treinamento e 36,67% para teste e validação.

Já para a unidade 3 como se possuía uma quantidade maior de dados pelos motivos já explicados neste trabalho, 62,5% das amostras serão utilizadas para treinamento, 37,5% para teste e validação. Sendo a validação uma estimativa da habilidade de previsão da rede treinada. Valores semelhantes dessa configuração de rede são referendados no trabalho de Branco e Sampaio (2008).

Os resultados e comparações entre os dois métodos serão mostrados no capítulo 5 deste trabalho.

3.5. Metodologia Aplicada: para análise do enquadramento tarifário

Em seguida para a análise do enquadramento tarifário será considerando as características específicas de cada grupo (A4 e B3) de cada unidade consumidora, bem como o histórico de 6 (seis) meses de consumo de cada UC, devendo ser o **período mais estável para análise**, observando criteriosamente os parâmetros que podem ser modificados ou ajustados de acordo com a normativa N°414/2010 da ANEEL, versão atualizada.

Para efeito de comparação e futura decisão sobre mudança ou não da tarifação, serão realizadas simulações para cada unidade consumidora considerando as mudanças do enquadramento tarifário permitidas a cada UC pela normativa **N°414/2010 da ANEEL, versão atualizada**.

3.5.1. Grupo A4:

As simulações para comparação serão realizadas considerando as equações (3.10) e (3.11) para o grupo A4, pois segundo a ANEEL N° 414/2010 – versão atualizada, para o fornecimento em tensão de 13.8 kV e com demanda contratada até 300kVA, podem se enquadrar em tarifação horossazonal verde ou Azul de acordo com Seção III, Art. 57 e inciso III da norma supracitada e Resolução Homologatória **1930/2015 da ANEEL, na 4ª Revisão Tarifária Periódica – RTP**.

Logo a equação (3.10) fará o cálculo do custo (R\$) do consumo de energia elétrica para a tarifação horossazonal verde e a equação (3.11) para a horossazonal azul, para cada UC do grupo A4 em estudo, isto considerando a demanda consumida do período de 13 meses (treze) para cada UC, para a tarifação verde e para tarifação Azul será considerada a demanda contratada eficiente calculada para o período em ponta e fora de ponta ($DCEP_C = DCP_C$ e $DCEF_C = DCF_C$) de cada UC em análise, considerando o método (RNAs ou Prático Analítico) que obtiver a melhor previsão de demanda a ser contratada, ou seja, a previsão de demanda que obtiver menor erro em relação a demanda consumida.

Sabendo:

ECP_C – Energia consumida em horário de ponta do campus C;

ECF_C – Energia consumida em horário fora de ponta do campus C;

DC_C – Demanda contratada (Ponta e fora de ponta) do contrato do campus C;

DCP_C – Demanda contratada eficiente em ponta do campus C;

DCF_C – Demanda contratada eficiente fora de ponta do campus C;

VD – Valor da demanda contratada única para ponta e fora de ponta em R\$ por kW;

VDF – Valor da demanda contratada fora de ponta em R\$ por kW;

VDP – Valor da demanda contratada em ponta em R\$ por kW;

VEF – Valor da energia consumida no horário fora de ponta em R\$ por kWh;

VEP – Valor da energia consumida no horário em ponta em R\$ por kWh;

THV_C – Valor tarifação horossazonal verde do campus C em (R\$);

THA_C – Valor tarifação horossazonal azul do campus C em (R\$);

É importante destacar que para demandas contratadas e energia consumida ambas em ponta e fora de ponta, o preço kW muda dependendo do período do ano ser o úmido (Meses de Dezembro de um ano a Abril do Outro) ou seco (Meses de Maio a Novembro). Assim pode-se definir as seguintes equações:

$$THV_C = (ECF_C \times VEF) + (ECP_C \times VEP) + (VD \times DC_C) \quad (3.10)$$

$$THA_C = (ECF_C \times VEF) + (ECP_C \times VEP) + (DCP_C \times VDP) + (DCF_C \times VDF) \quad (3.11)$$

Após definidos os valores de THV_C e THA_C do histórico de dados dos 6 (seis) meses de cada UC das unidades em análise, aplica-se as seguintes definições:

$THV_C > THA_C \rightarrow$ A tarifação horossazonal azul é a opção mais econômica e mais eficiente para o contrato da UC em questão.

$THV_C = THA_C \rightarrow$ Tanto a tarifação horossazonal verde quanto azul apresentam a mesma economia e eficiente para o contrato da UC em questão.

$THV_C < THA_C \rightarrow$ A tarifação horossazonal verde é a opção mais econômica e mais eficiente para o contrato da UC em questão.

Em seguida após aplicado as definições acima para os 6 (seis) meses em estudo, considerando todas as UC do grupo A4 em análise e verificado qual das definições acima são

mais frequentes, pode-se chegar à conclusão de qual a melhor tarifação a ser aplicada para cada UC em questão. Fato que será mostrado no capítulo 4 e 5 deste trabalho.

3.5.2. Grupo B3:

Salienta-se que para as simulações de comparações das tarifas do grupo B3 serão realizadas considerando as equações (3.15) e (3.16), levando em consideração a Resolução N° 414/2010 da ANEEL (2010) – atualizada pela REN N°479, que define em seu Art.2, Inciso L, os enquadramentos possíveis para o grupo B3, como **modalidade tarifária convencional ou modalidade tarifária horária branca**. Pontua-se que para o grupo B3 a modalidade tarifária é monômnia, logo não se paga pela demanda contratada, apenas pela energia consumida, sabendo que para tarifação horária branca há distinção dos valores cobrados pela energia consumida no horário de ponta (**18h30 as 21h29**), intermediário (**17h30 a 18h29 e 21h30 a 22h29**) e fora de ponta (**Grupo B:22h30 as 17h29**) que correspondem a **12.5%, 8.333% e 79.167% respectivamente das 24h do dia**.

Logo como se possui o histórico somente dos kWh consumidos na modalidade de tarifação convencional, será realizado através das equações (3.12), (3.13) e (3.14) as proporções desse consumo para a modalidade branca, ou seja, para os horários de ponta, intermediário e fora de ponta, levando em consideração a quantidade de horas que cada um possui.

Assim a equação (3.15) fará o cálculo do custo (R\$) do consumo de energia elétrica para a tarifação convencional e a (3.16) para a tarifação branca, para cada UC do grupo B3 das unidades das IFEs, considerando o histórico dos dados dos 6 (seis) meses em análise, conforme pode-se observar abaixo:

ECP_C – Energia consumida em horário de ponta do campus C;

ECI_C – Energia consumida em horário intermediário do campus C;

ECF_C – Energia consumida em horário fora de ponta do campus C;

EC_C – Energia consumida em qualquer dos horários pelo campus C;

VE – Valor da energia consumida em qualquer dos horários em R\$ por kWh;

VEF – Valor da energia consumida no horário fora de ponta em R\$ por kWh;

VEI – Valor da energia consumida no horário intermediário em R\$ por kWh;

VEP – Valor da energia consumida no horário de ponta em R\$ por kWh;

THC_C – Valor tarifação horária convencional do campus C – em (R\$);

THB_C – Valor tarifação horária branca do campus C – em (R\$);

Sendo as equações:

$$ECP_C = EC_C * 12.5\% \quad (3.12)$$

$$ECI_C = EC_C * 8.333\% \quad (3.13)$$

$$ECF_C = EC_C * 79.167\% \quad (3.14)$$

$$THC_C = (EC_C \times VE) \quad (3.15)$$

$$THB_C = (ECF_C \times VEF) + (ECI_C \times VEI) + (ECP_C \times VEP) \quad (3.16)$$

Após definidos os valores de THC_C e THB_C do histórico de dados dos 6 (seis) meses de cada UC das unidades em análise, aplica-se as seguintes definições:

$THC_C > THB_C \rightarrow$ A tarifação branca é a opção mais econômica e eficiente para o contrato da UC em questão.

$THC_C = THB_C \rightarrow$ Tanto a tarifação convencional quanto a branca apresentam a mesma economia e eficiência para o contrato da UC em questão.

$THC_C < THB_C \rightarrow$ A tarifação convencional é a opção mais econômica e eficiente para o contrato da UC em questão.

Em seguida após aplicado as definições acima para os 6 (seis) meses em estudo, considerando todas as UC do grupo B3 em análise e verificado qual das definições acima mais se evidenciam, pode-se chegar à conclusão de qual a melhor tarifação a ser aplicada para cada UC em questão. Fato que será mostrado no capítulo 4 e 5 deste trabalho.

3.6. Considerações Finais

Neste capítulo foi apresentado a metodologia base desta dissertação, onde se descreveu a generalização da metodologia, a procedências dos dados de memória de massa a serem utilizadas no estudo de caso, detalhou-se a metodologia para análise da demanda contratada e para análise do enquadramento tarifário para as unidades consumidoras pertencentes aos grupos A4 e B3, evidenciando-se também a previsão de demanda a ser contratada pela técnica de inteligência artificial conhecida como RNAs.

No capítulo seguinte será aplicado a metodologia mostrada neste capítulo, colocando em prática todos os conceitos, equações e definições com a aplicação do estudo de caso nas unidades consumidoras da Unifesspa.

CAPÍTULO 4 - ESTUDO DE CASO

4.1. Considerações Iniciais

O estudo de caso será realizado com base na metodologia apresentada no capítulo anterior e serão realizados em duas etapas conforme itens 4.2 e 4.3 deste capítulo, onde serão relatadas as UCs que participarão do estudo de caso, avaliados os históricos do consumo de demanda para as UCs do grupo A4, o consumo ativo e enquadramento tarifário para os grupos A4 e B3, com o propósito de se alcançar a eficiência energética para estas unidades consumidoras.

4.1.1. Descrição das Unidades Consumidoras

A pesquisa foi realizada nas unidades consumidoras da UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL E SUDESTE DO PARÁ, nos Campus de Marabá – Unidade 1, 2 e 3, isto para o grupo A4, já para o grupo B3, foram realizados nas unidades do Almoxarifado Campus de Marabá, Xinguara, Santana do Araguaia e São Félix do Xingu, ambas localizadas no Estado do Pará, nos seguintes endereços:

Tabela 4.1 – Endereços das UC em Estudo

Unidade Consumidora	Campus	Endereço
26468	Marabá – Unidade 1	Marabá – PA, Nova Marabá, Folha 31, Quadra 07, SN.
4924835	Marabá – Unidade 2	Marabá – PA, Nova Marabá, Folha 10, Quadra Especial, Nº 10.
105209193	Marabá – Unidade 3	Marabá – PA, Cidade Jardim, Av. do Ipês, SN.
5008956	Almoxarifado – Campus de Marabá	Marabá – PA, Nova Marabá, Folha 28, Quadra 01, Nº 26.
19381501	Xinguara	Xinguara -PA, Bairro Xinguara, Av. Xingu, SN.
107220984	São Felix do Xingu	São Felix do Xingu -PA, Bairro São Felix do Xingu, Rua Manoel Antônio dos Santos, SN.
15743905	Santana do Araguaia	Santana do Araguaia -PA, Rua Três, Quadra 31, Lote 16, SN.
50819620		Santana do Araguaia -PA, Rua Albino Malzone, Quadra 31, Lote 16, SN.

Fonte – autor – 2016

4.1.2. Memória de Massa

Os dados da memória de massa das faturas de energia elétrica analisadas foram obtidos junto as Centrais Elétricas do Pará (CELPA), respeitando a localização das UCs em estudo. As faturas de energia elétrica analisadas foram obtidas através de medições em média

tensão para o grupo A4 e em baixa tensão para o grupo B3, na forma de relatório mensal, com os períodos especificados em cada caso, apresentando as medições de consumo ativo (kWh), grupos A4 e B3, e demanda contratada, consumida e ultrapassada somente para o grupo A4.

4.2. Etapa 1: Ajuste de Demanda Contratada- kW

Considera-se como base para este estudo de caso, três unidades consumidoras do Campus de Marabá, enquadradas na **modalidade tarifária horária verde**, alimentadas em tensão de 13.8 kV, pertencentes ao grupo A4, onde foram levantadas as demandas contratadas, consumidas e ultrapassadas (kW), de ambas as unidades, no período de **janeiro de 2014 a março de 2016**, para se avaliar o custo benefício de se realizar a previsão correta da demanda a ser contratada via contrato, conforme pode ser observado nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3. Bem como, caso necessário, sugerir um valor adequado da demanda contratada de acordo com a necessidade real de cada unidade consumidora, objetivando a eliminação dos desperdícios, a redução do custo com demanda contratada e o desenvolvimento de um método de eficiência energética.

Tabela 4.2 - Estudo sobre Demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Unidade 1 de Marabá

Período	Meses	Demanda Contratada em -kW	Demanda Consumida - kW	Demanda Ultrapassada da Demanda Contratada - kW	Demanda Faturada mas não Consumida - kW	Demanda Faturada em -kW	Preço R\$/kW da Demanda Ultrapassada	Preço R\$/kW da Demanda Contratada	Preço R\$/kW da Demanda Faturada mas não Consumida	Total de Demanda Faturado	Total de Demanda Faturado sem ser Consumido	Total Faturado por Demanda Ultrapassada
Período Úmido	jan/14	157	249,40	92,40	0	249,4	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 19.795,18	0	R\$ 8.425,03
	fev/14	157	243,60	86,60	0	243,6	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 19.001,90	0	R\$ 7.896,18
	mar/14	157	257,90	100,90	0	257,9	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 20.957,72	0	R\$ 9.200,06
	abr/14	157	228,70	71,70	0	228,7	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 16.964,03	0	R\$ 6.537,60
	mai/14	157	231,90	74,90	0	231,9	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 17.401,70	0	R\$ 6.829,38
	jun/14	176,6	176,60	0,00	0	176,6	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 8.051,19	0	R\$ 0,00
Período Seco	jul/14	157	157,20	0,20	0	157,2	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 7.166,75	0	R\$ 0,00
	ago/14	157	171,5	14,50	0	171,5	R\$ 25,28	R\$ 12,64	12,64	R\$ 2.534,32	0	R\$ 366,56
	set/14	157	195,60	38,60	0	195,6	28,25326	14,12663	14,12663	R\$ 3.853,74	0	R\$ 1.090,57
	out/14	157	180,10	23,10	0	180,1	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 3.220,89	0	R\$ 657,55
	nov/14	157	181,80	24,80	0	181,8	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 3.293,47	0	R\$ 705,94
Período Úmido	dez/14	183,6	183,6	0,00	0	183,6	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.613,15	0	R\$ 0,00
Total - 2014		1930,2	2457,90	527,700	0	2457,9	-	-	-	R\$ 124.854,05	0	R\$ 41.708,87
Período Úmido	jan/15	171	171	0,00	0	171	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.433,81	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	fev/15	161,5	161,5	0,00	0	161,5	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.298,60	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	mar/15	250	158,5	0,00	91,5	250	28,7502863	14,23336	14,23336	R\$ 3.558,34	R\$ 1.302,35	R\$ 0,00
	abr/15	250	165,4	0,00	84,6	250	29,0377892	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.204,38	R\$ 0,00
	mai/15	250	171	0,00	79	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.124,66	R\$ 0,00
	jun/15	250	176,2	0,00	73,8	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.050,63	R\$ 0,00
Período Seco	jul/15	250	132,1	0,00	117,9	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.678,45	R\$ 0,00
	ago/15	250	143,8	0,00	106,2	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.511,88	R\$ 0,00
	set/15	250	160,7	0,00	89,3	250	R\$ 34,81	17,77019	17,77019	R\$ 4.442,55	R\$ 1.586,88	R\$ 0,00
	out/15	250	176,2	0,00	73,8	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 1.340,42	R\$ 0,00
	nov/15	250	186,6	0,00	63,4	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 1.151,53	R\$ 0,00
Período Úmido	dez/15	250	183,1	0,00	66,9	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 1.215,10	R\$ 0,00
	jan/16	200	179,2	0,00	20,8	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 377,79	R\$ 0,00
	fev/16	200	185,7	0,00	14,3	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 259,73	R\$ 0,00
	mar/16	200	168	0,00	32	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 581,21	R\$ 0,00
Total - 2015 e 03/2016		3432,5	2519	0	913,5	3432,5	-	-	-	R\$ 55.048,40	R\$ 14.385,00	R\$ 0,00
Total - 2014, 2015 e 03/2016		R\$ 5.362,70	R\$ 4.976,90	R\$ 527,70	R\$ 913,50	R\$ 5.890,40	-	-	-	R\$ 179.902,45	R\$ 14.385,00	R\$ 41.708,87

Fonte - autor - 2016

Tabela 4.3 - Estudo sobre Demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Unidade 2 de Marabá

Período	Meses	Demanda Contratada em -kW	Demanda Consumida - kW	Demanda Ultrapassada da Demanda Contratada - kW	Demanda Faturada mas não Consumida - kW	Demanda Faturada em -kW	Preço R\$/kW da Demanda Ultrapassada	Preço R\$/kW da Demanda Contratada	Preço R\$/kW da Demanda Faturada mas não Consumida	Total Faturado	Total Faturado sem ser Consumido	Total Faturado por Demanda Ultrapassada
Período Úmido	jan/14	110	156,50	46,50	0	156,4998903	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 11.374,70	0	R\$ 4.239,87
	fev/14	110	122,30	12,30	0	122,2998465	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 6.697,16	0	R\$ 1.121,51
	mar/14	110	146,40	36,40	0	146,3998684	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 9.993,32	0	R\$ 3.318,95
	abr/14	110	142,40	32,40	0	142,3998684	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 6.492,01	0	R\$ 0,00
	mai/14	110	158,20	48,20	0	158,1998245	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 11.607,20	0	R\$ 4.394,87
Período Seco	jun/14	110	162,9	52,90	0	162,9	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 12.250,03	0	R\$ 4.823,42
	jul/14	110	158,5	48,50	0	158,5	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 11.648,25	0	R\$ 4.422,23
	ago/14	110	150,8	40,80	0	150,8	R\$ 91,18	45,59	45,59	R\$ 10.595,12	0	R\$ 3.720,14
	set/14	110	189,8	79,80	0	189,8	107,37354	53,68677	53,68677	R\$ 18.758,16	0	R\$ 8.568,41
	out/14	110	194,5	84,50	0	194,5	108,53022	54,26511	54,26511	R\$ 19.725,37	0	R\$ 9.170,80
Período Úmido	nov/14	110	193,2	83,20	0	193,2	108,53022	54,26511	54,26511	R\$ 19.513,73	0	R\$ 9.029,71
	dez/14	194,8	194,8	0,00	0	194,8	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.772,55	0	R\$ 0,00
Total -2014		1404,8	1970,30	565,50	0	1970,30				R\$ 141.427,60	0	R\$ 52.809,92
Período Úmido	jan/15	176,4	176,4	0,00	0	176,4	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.510,67	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	fev/15	142,8	142,8	0,00	0	142,8	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 2.032,45	R\$ 0,00	R\$ 0,00
	mar/15	250	143,4	0,00	106,6	250	28,75	14,23336	14,23336	R\$ 3.558,34	R\$ 1.517,28	R\$ 0,00
	abr/15	250	169,6	0,00	80,4	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.144,59	R\$ 0,00
	mai/15	250	196,8	0,00	53,2	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 757,37	R\$ 0,00
Período Seco	jun/15	250	212,3	0,00	37,7	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 536,70	R\$ 0,00
	jul/15	250	180	0,00	70	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 996,53	R\$ 0,00
	ago/15	250	121,6	0,00	128,4	250	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 3.559,05	R\$ 1.827,93	R\$ 0,00
	set/15	250	158,9	0,00	91,1	250	34,8126	17,77019	17,77019	R\$ 4.442,55	R\$ 1.618,86	R\$ 0,00
	out/15	250	182,1	0,00	67,9	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 1.233,26	R\$ 0,00
Período Úmido	nov/15	250	176	0,00	74	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 1.344,05	R\$ 0,00
	dez/15	250	202,6	0,00	47,4	250	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 4.540,72	R\$ 860,92	R\$ 0,00
	jan/16	200	185,4	0,00	14,6	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 265,18	R\$ 0,00
	fev/16	200	178,7	0,00	21,3	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 386,87	R\$ 0,00
	mar/16	200	175,7	0,00	24,3	200	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 3.632,57	R\$ 441,36	R\$ 0,00
Total - 2015 e 03/2016		3419,2	2602,3	0	816,9	3419,2	-	-	-	R\$ 54.859,10	R\$ 12.930,89	R\$ 0,00
Total - 2014, 2015 e 03/2016		R\$ 4.824,00	R\$ 4.572,60	R\$ 565,50	R\$ 816,90	R\$ 5.389,50	-	-	-	R\$ 196.286,70	R\$ 12.930,89	R\$ 52.809,92

Fonte - autor -2016

Tabela 4.4 - Estudo sobre Demanda – Anos 2014, 2015 e 2016 - Unidade 3 de Marabá

Período	Meses	Demanda Contratada em -kW	Demanda Consumida - kW	Demanda Ultrapassada da Demanda Contratada – kW	Demanda Faturada mas não Consumida - kW	Demanda Faturada em -kW	Preço R\$/kW da Demanda Ultrapassada	Preço R\$/kW da Demanda Contratada	Preço R\$/kW da Demanda Faturada mas não Consumida	Total Faturado	Total Faturado sem ser Consumido	Total Faturado por Demanda Ultrapassada
Período Úmido	jan/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	fev/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	mar/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	abr/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	mai/14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Período Seco	jun/14	30	4,4	0,00	25,6	30	R\$ 25,28	12,64	12,64	R\$ 379,20	323,584	R\$ 0,00
	jul/14	30	45,9	15,90	0	45,9	R\$ 25,28	12,64	12,64	R\$ 580,18	0	R\$ 0,00
	ago/14	30	40,3	10,30	0	40,3	R\$ 25,28	12,64	12,64	R\$ 509,39	0	R\$ 0,00
	set/14	81	60	0,00	21	81	28,25326	14,12663	14,12663	R\$ 1.144,26	296,65923	R\$ 0,00
	out/14	81	79,9	0,00	0,1	81	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 1.152,86	1,423282	R\$ 0,00
Período Úmido	nov/14	81	84,4	3,40	0	84,4	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 1.201,25	0	R\$ 0,00
	dez/14	81	77,4	0,00	3,6	81	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 1.152,86	51,238152	R\$ 0,00
	Total -2014	414	392,3	29,6	50,3	443,6				6119,99188	672,90466	0
	jan/15	81	67	0,00	14	81	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 1.152,86	R\$ 199,26	R\$ 0,00
	fev/15	81	71,3	0,00	9,7	81	28,46563	14,23282	14,23282	R\$ 1.152,86	R\$ 138,06	R\$ 0,00
Período Úmido	mar/15	140	77,8	0,00	62,2	140	28,75	14,23336	14,23336	R\$ 1.992,67	R\$ 885,31	R\$ 0,00
	abr/15	140	91,7	0,00	48,3	140	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 1.993,07	R\$ 687,61	R\$ 0,00
	mai/15	140	102	0,00	38	140	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 1.993,07	R\$ 540,98	R\$ 0,00
	jun/15	140	97	0,00	43	140	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 1.993,07	R\$ 612,16	R\$ 0,00
	jul/15	140	84,1	0,00	55,9	140	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 1.993,07	R\$ 795,80	R\$ 0,00
Período Seco	ago/15	140	81,6	0,00	58,4	140	29,03778	14,23619	14,23619	R\$ 1.993,07	R\$ 831,39	R\$ 0,00
	set/15	140	81,9	0,00	58,1	140	34,8126	17,77019	17,77019	R\$ 2.487,83	R\$ 1.032,45	R\$ 0,00
	out/15	140	98,2	0,00	41,8	140	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.542,80	R\$ 759,21	R\$ 0,00
	nov/15	140	110,1	0,00	29,9	140	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.542,80	R\$ 543,07	R\$ 0,00
	dez/15	140	109,6	0,00	30,4	140	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.542,80	R\$ 552,15	R\$ 0,00
Período Úmido	jan/16	120	104,8	0,00	15,2	120	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.179,54	R\$ 276,08	R\$ 0,00
	fev/16	120	104,5	0,00	15,5	120	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.179,54	R\$ 281,52	R\$ 0,00
	mar/16	120	95,2		24,8	120	35,5819	18,16286	18,16286	R\$ 2.179,54	R\$ 450,44	
Total - 2015 e 03/2016		1922	1376,8	0,00	545,2	1922	-	-	-	R\$ 30.918,58	R\$ 8.585,48	R\$ 0,00
Total - 2014, 2015 e 03/2016		2336	1769,1	29,6	595,5	2365,6				R\$ 37.038,57	R\$ 9.258,39	R\$ 0,00

Fonte - autor - 2016

Em seguida são apresentados os gráficos que demonstrarão as análises das situações sobre as demandas contratadas, ultrapassada e as contratadas e não consumidas, das unidades 1, 2 e 3 do Campus de Marabá, conforme pode ser observado abaixo para cada unidade consumidora:

Unidade 1 – Campus Marabá – ano de 2014: Na Figura 4.1 abaixo consta uma análise sobre a demanda contrata para o ano de 2014 para a unidade 1 de Marabá, considerando o nível de atendimento a necessidade real da demanda contratada para esta UC.

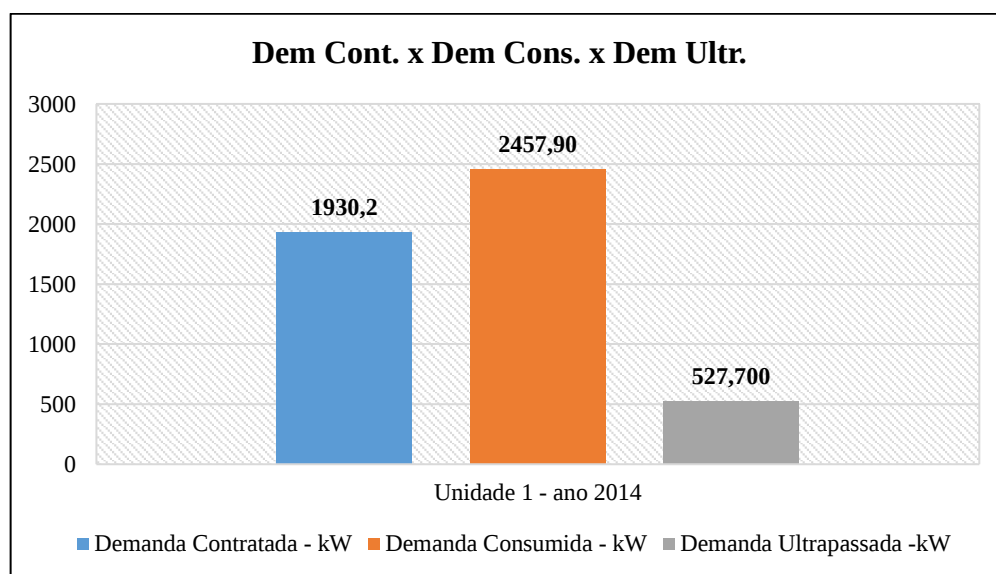


Figura 4.1 – Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda ultrapassada – kW - ano 2014 – Unidade 1

Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.1 acima que a demanda contratada para esta unidade consumidora, para o ano de 2014, foi insuficiente em aproximadamente **21,47%**, sendo o complemento pago e consumida como demanda ultrapassada, o que custou a esta unidade consumidora aproximadamente **33,40% do valor total pago pela demanda anual, o equivalente a 41.708,87 (Quarenta e um mil reais, setecentos e oito reais e oitenta e sete centavos) dos 124.854,54 (cento e vinte e quatro mil reais, oitocentos e cinquenta e quatro reais e cinquenta e quatro centavos) pago por toda a demanda consumida no ano de 2014.** Fato ocasionado pela falta do ajuste fino da demanda contratada, que faz parte do contrato firmada junto a concessionaria de energia elétrica e o consumidor.

Unidade 2 – Campus Marabá – ano de 2014: Na Figura 4.2 abaixo consta uma análise sobre a demanda contrata para o ano de 2014 para a unidade 2 de Marabá, considerando o nível de atendimento a necessidade real da demanda contratada para esta UC.

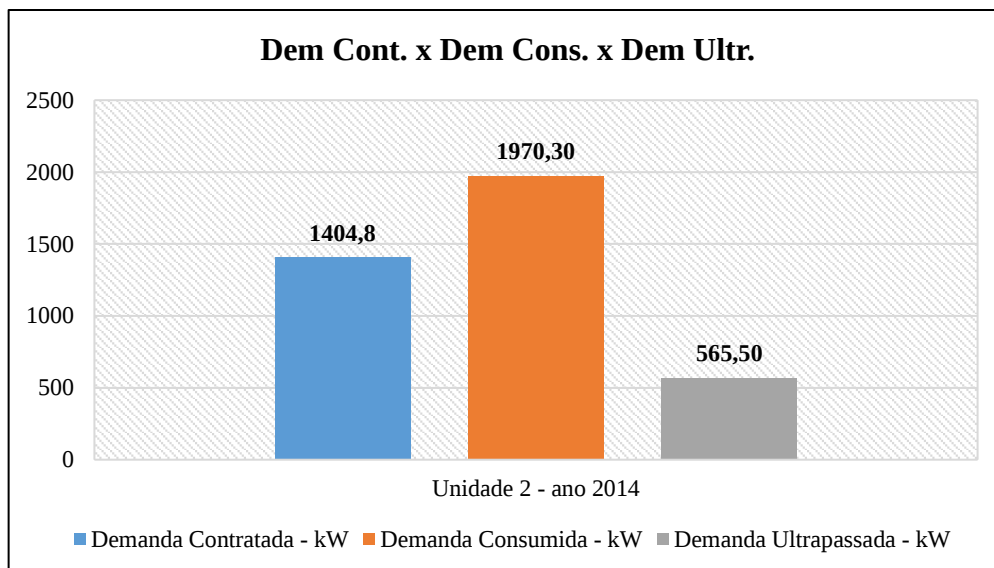


Figura 4.2 – Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda ultrapassada – kW - ano 2014 – Unidade 2

Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.2 acima que a demanda contratada para esta unidade consumidora, para o ano de 2014, foi insuficiente em aproximadamente **28,7%**, sendo complemento pago e consumida como demanda ultrapassada, o que custou a esta unidade consumidora aproximadamente **37,34% do valor total pago pela demanda anual, o equivalente a 52.809,92 (cinquenta e dois mil, oitocentos e nove reais e noventa e dois centavos) dos 141.427,60 (cento e quarenta e um mil, quatrocentos e vinte e sete reais e sessenta centavos) pago por toda a demanda consumida no ano de 2014.** Fato ocasionado pela falta do ajuste fino da demanda contratada, que faz parte do contrato firmada junto a concessionaria de energia elétrica e o consumidor.

Unidade 3 – Campus Marabá – ano de 2015 a 03/2016: Na Figura 4.3 abaixo consta uma análise sobre a demanda contrata para o ano de 2015 a 03/2016 para a unidade 3 de Marabá, considerando o nível de atendimento a necessidade real da demanda contratada para esta UC.

Não será analisado o ano 2014 desta unidade consumidora (UC), pois esta UC somente foi energizada no mês de junho de 2014, assim o comportamento desta demanda não estava bem definida e estável, o que poderia resultar em conclusões erradas e duvidosas, logo se analisará a partir de janeiro de 2015.

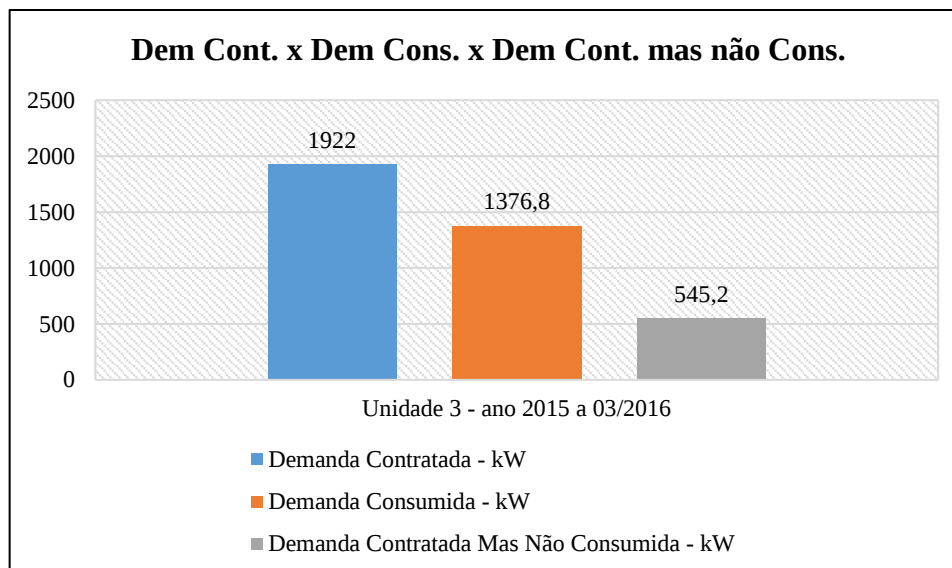


Figura 4.3 – Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW -
ano 2015 a 03/2016 – Unidade 3
Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.3 acima que a demanda contratada para esta unidade consumidora, para o período de 2015 a 03/2016, foi acima da capacidade de consumo (kW) em aproximadamente **39,6%**, o que custou a esta unidade consumidora aproximadamente **27,77% do valor total pago pela demanda para o período, o equivalente a 8.585,48 (oito mil, quinhentos e oitenta e cinco reais e quarenta e oito centavos) dos 30.918,58 (trinta mil, novecentos e dezoito reais e cinquenta e oito centavos) pago por toda a demanda consumida no período de 2015 a 03/2016.** Este custo a mais foi ocasionado pela falta do ajuste fino da demanda contratada, que faz parte do contrato firmada junto a concessionaria de energia elétrica e o consumidor.

Unidade 1 – Campus Marabá – ano de 2015 a 03/2016: Na Figura 4.4 abaixo consta uma análise sobre a demanda contrata para o ano de 2015 a 03/2016 para a unidade 1 de Marabá, considerando o nível de atendimento a necessidade real da demanda contratada para esta UC.

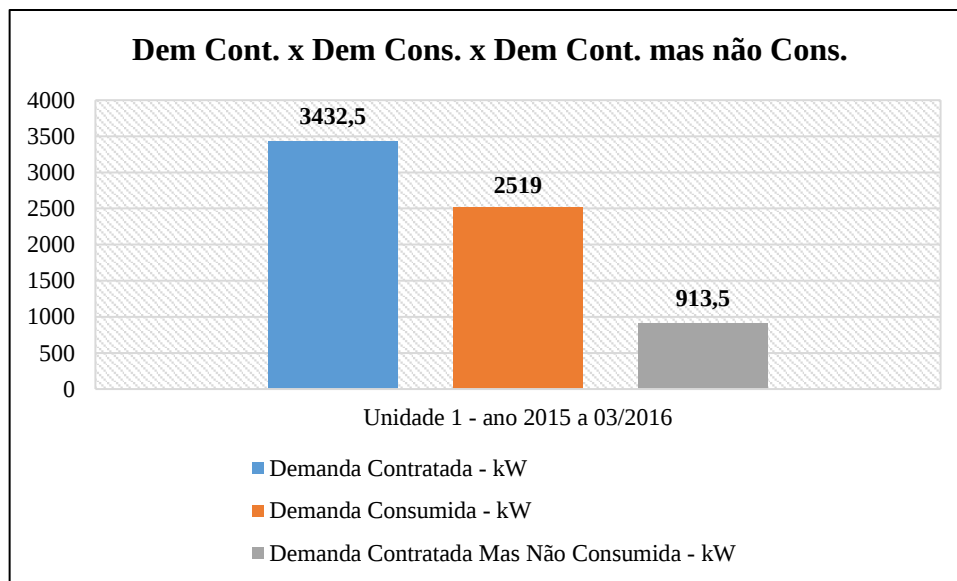


Figura 4.4 – Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW -
ano 2015 a 03/2016– Unidade 1

Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.4 acima que a demanda contratada para esta unidade consumidora, para o período de 2015 a 03/2016, foi acima da capacidade de consumo (kW) em aproximadamente **36,3%**, o que custou a esta unidade consumidora aproximadamente **26,13% do valor total pago pela demanda para o período, o equivalente a 14.385,00 (quatorze mil, trezentos e oitenta e cinco reais) dos 55.048,40 (Cinquenta e cinco mil, quarenta e oito reais e quarenta centavos) pago por toda a demanda consumida no período de 2015 a 03/2016.** Fato ocasionado pela falta do ajuste fino da demanda contratada junto a concessionaria de energia elétrica e o consumidor.

Unidade 2 – Campus Marabá – ano de 2015 a 03/2016: Na Figura 4.5 abaixo consta uma análise sobre a demanda contrata para o ano de 2015 a 03/2016 para a unidade 2 de Marabá, considerando o nível de atendimento a necessidade real da demanda contratada para esta UC.

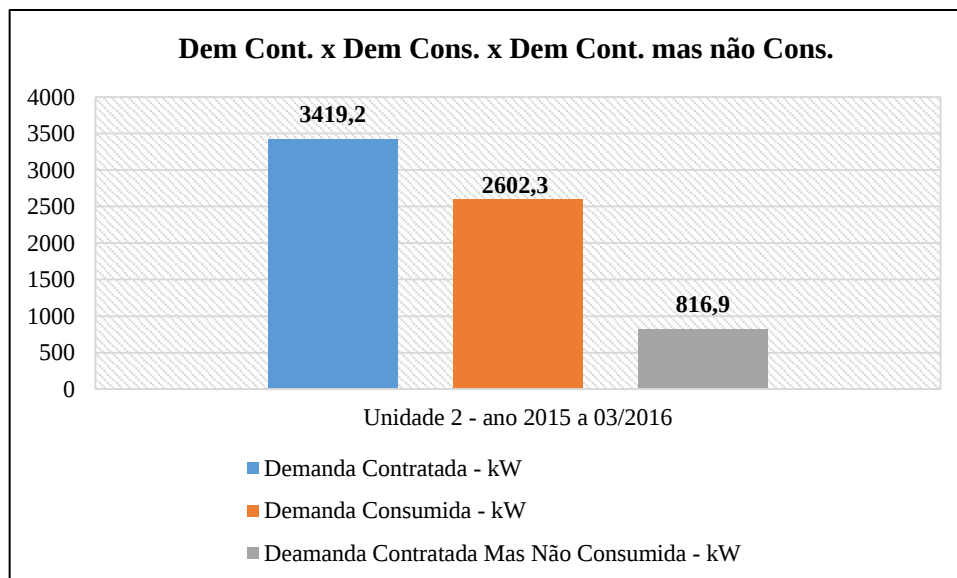


Figura 4.5 – Demanda contratada x Demanda consumida x Demanda contratada, mas não consumida – kW -
ano 2015 a 03/2016 – Unidade 2

Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.5 acima que a demanda contratada para esta unidade consumidora, para o período de 2015 a 03/2016, foi acima da capacidade de consumo (kW) em aproximadamente **31,4%**, o que custou a esta unidade consumidora aproximadamente **23,57% do valor total pago pela demanda para o período, o equivalente a 12.930,89 (doze mil, novecentos e trinta reais e oitenta e nove centavos) dos 54.859,10 (cinquenta e quatro mil, oitocentos e cinquenta e nove reais e dez centavos) pago por toda a demanda consumida no período de 2015 a 03/2016.** Fato ocasionado pela falta do ajuste fino da demanda contratada, que faz parte do contrato firmada junto a concessionária de energia elétrica e o consumidor.

Em seguida para ficar evidente o quanto se paga mais caro pela demanda ultrapassada, mostra-se na Figura 4.6 o custo da demanda contratada em relação ao da demanda ultrapassada nos anos de 2014, 2015 e 2016.

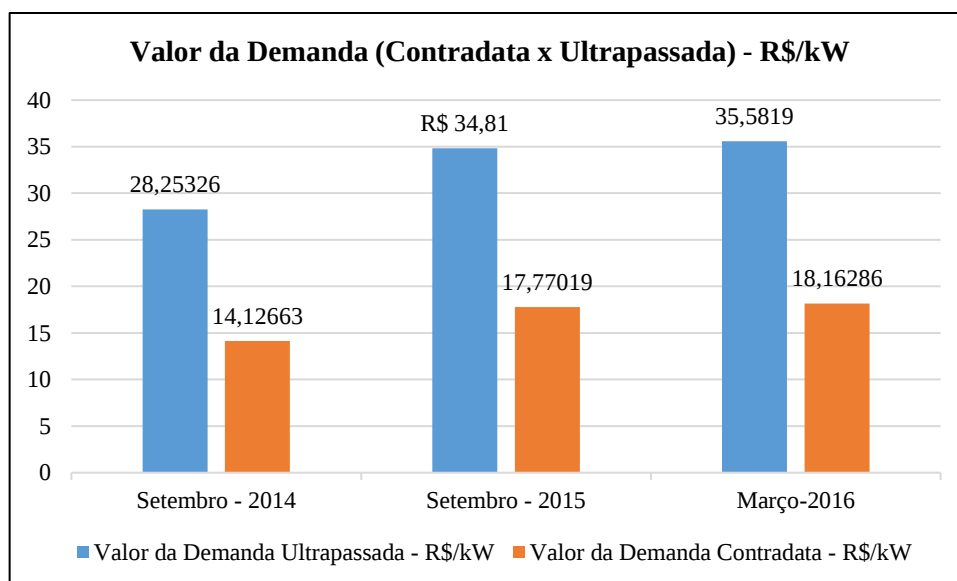


Figura 4.6 – Valor do kW da demanda contratada x Valor do kW da demanda ultrapassada – anos 2014, 2015 e 2016

Fonte: autor -2016

Pode-se observar pela Figura 4.6 acima que o valor do kW da demanda ultrapassada é praticamente o dobro do valor do kW da demanda contratada, o que evidencia a importância do estudo para o ajuste mais adequado da demanda a ser contratada, para que assim se evite o consumo de demanda acima da contratada, eliminando assim os custos adicionais para cada unidade consumidora junto a concessionária.

Na UC do Campus de Rondon do Pará não será realizada análise da demanda contratada nem do enquadramento tarifário, pois a subestação de 150 kVA do referido Campus, foi projetada para suprir a necessidade de energia elétrica do Campus já com a demanda do prédio de quatro pavimentos, que possui previsão de inauguração para outubro de 2016, fato que tornaria o resultado desta análise sem sentido, pois a inauguração do prédio e a inserção de sua carga elétrica no contrato, mudará totalmente a demanda contratada junto a concessionária.

No entanto, como a metodologia apresentada neste trabalho é de uso geral para o grupo A4, assim poderá ser facilmente aplicada nesta UC, bastando para isso que o levantamento histórico dos dados que representem melhor o comportamento da carga do referido campus seja realizado e posteriormente aplicados nas equações.

4.2.1. Resultado da Análise da Demanda Contratada



Figura 4.7 – Recurso gasto com demanda x Recurso gasto com demanda não consumida e com demanda ultrapassada – ano 2014 a 03/2016 – Unidade 1, 2 e 3

Fonte: autor -2016

Assim, pode-se observar pelo Figura 4.7, que as três unidades consumidoras no período de 2014 a 03/2016, conforme Tabelas 1, 2 e 3, consumiram juntas um valor de **413.227,71** (quatrocentos e treze mil, duzentos e vinte e sete reais e setenta e um centavos) com demanda, do qual aproximadamente **32%** deste recurso foi gasto com demanda contratada não utilizada e com demanda ultrapassada, onde poderia ter sido economizado **131.093,07** (Cento e trinta e um mil, noventa e três reais e sete centavos) caso a demanda contratada tivesse adequada as demandas reais de consumo. O que se conclui facilmente que houve uma eficiência de apenas **68%** na previsão da demanda a ser contratada, para os contratos destas unidades consumidoras.

Logo pelas análises gráficas mostradas acima, torna-se evidente a necessidade da metodologia desenvolvida neste trabalho, para que se consiga melhorar o índice de eficiência da demanda contratada para os contratos junto a concessionária, para que assim se possa evitar perdas de recursos.

4.2.2. Cálculo da Previsão Eficiente da Demanda a ser Contratada

Considerando as conclusões sobre as demandas contratadas - kW das unidades 1, 2 e 3, respectivamente do Campus de Marabá, conforme mostrado no tópico 4.2. Serão realizados os cálculos e as previsões das demandas contratados para cada unidade, objetivando uma

maior eficiência na contratação destas demandas, conforme metodologia apresentada no capítulo 3 deste trabalho.

Para se evitar a extensão demasiada deste trabalho bem como aumentar a confiabilidade dos cálculos, as demandas serão apresentadas e calculadas via planilha eletrônica, para as unidades 1, 2 e 3 do Campus de Marabá, conforme apresentados nas Tabelas 4.5, 4.6 e 4.7 abaixo e as previsões das RNAs na Tabela 4.8 se utilizando do software MATLAB versão R2013a no sistema operacional Windows 8, 32 bits, considerando a metodologia apresentada no capítulo 3 deste trabalho.

Tabela 4.5 - Cálculo da Demanda Eficiente a ser Contratada - Unidade 1 Campus Marabá

Mês/Ano	DC- kW	EDM Mar.Un.1- kW	ft	DME Mar.U n.1-kW	ECP Mar. Un.1 - kWh	ECF Mar. Un.1- kWh	DCP Mar.Un .1- kW	DCEP -kW	DCF Mar.Un .1-kW	DCEF - kW
mar/15	158,5									
abr/15	165,4									
mai/15	171				Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica		Não se aplica	
jun/15	176,2									
jul/15	132,1									
ago/15	143,8									
set/15	160,7	182,208	1,137	207,086				24,988		182,099
out/15	176,2				3902	33424	21,648		185,438	
nov/15	186,6				4806	36971	23,823		183,263	
dez/15	183,1				6509	41089	28,319		178,767	
jan/16	179,2				3234	25104	23,633		183,453	
fev/16	185,7				5153	33903	27,323		179,764	
mar/16	168				4498	32496	25,179		181,907	

Fonte: autor -2016

Tabela 4.6 - Cálculo da Demanda Eficiente a ser Contratada - Unidade 2 Campus Marabá

Mês/A no	DC- kW	EDM Mar.Un.1- kW	ft	DME Mar.Un. 2-kW	ECP Mar.Un .2 -kWh	ECF Mar. Un.2- kWh	DCP Mar.Un .2- kW	DCEP -kW	DCF Mar.Un .2-kW	DCEF - kW
mar/15	143,4									
abr/15	169,6									
mai/15	196,8				Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica		Não se aplica	
jun/15	212,3									
jul/15	180									
ago/15	121,6									
set/15	158,9	190,258	1,059	201,481				18,830		182,651
out/15	182,1				4263	47408	16,623		184,858	
nov/15	176				5041	59151	15,822		185,659	
dez/15	202,6				5871	61277	17,616		183,865	
jan/16	185,4				4054	33296	21,869		179,612	
fev/16	178,7				5631	44785	22,504		178,978	
mar/16	175,7				4818	47523	18,546		182,935	

Fonte: autor -2016

Tabela 4.7- Cálculo da Demanda Eficiente a ser Contratada - Unidade 3 Campus Marabá

Mês/Ano	DC-kW	EDM Mar.Un. 3-kW	ft	DME Mar.U n.3-kW	ECP Mar.U n.3 - kWh	ECF Mar. Un.3- kWh	DCP Mar.U n.3- kW	DCEP - kW	DCF Mar.U n.3-kW	DCEF - kW
mar/15	77,8									
abr/15	91,7									
mai/15	102				Não se aplica	Não se aplica	Não se aplica		Não se aplica	
jun/15	97									
jul/15	84,1									
ago/15	81,6									
set/15	81,9	103,208	1,156	119,333				9,842		109,491
out/15	98,2				1527	18486	9,105		110,228	
nov/15	110,1				1886	21350	9,686		109,647	
dez/15	109,6				1978	24676	8,856		110,477	
jan/16	104,8				1249	14999	9,173		110,160	
fev/16	104,5				2136	19011	12,053		107,279	
mar/16	95,2				1762	18895	10,179		109,154	

Fonte: autor -2016

Ainda é importante destacar conforme Tabela 4.8 abaixo, as amostras que foram utilizados para realimentação, treinamento, teste e validação das RNAs.

Tabela 4.8 - Dados amostrais para as RNAs - Unidade 1, 2 e 3- Campus Marabá

UCs Campus Marabá	Amostras para Realimentação da 1º previsão	Amostras para Treinamento	Amostras para Teste e validação (com exceção da 1ºrealimentação da 1º previsão)
Unidade 1	03/2016	01/2014 a 07/2015	08/2015 a 07/2016
Unidade 2	03/2016	01/2014 a 07/2015	08/2015 a 07/2016
Unidade 3	03/2016	07/2014 a 09/2015	10/2015 a 07/2016

Fonte: autor -2016

Conforme já havia sido mencionado no sub-tópico 3.3.1 das configurações das RNAs, as amostras para treinamento, teste e validação das RNAs foram divididas neste estudo de caso conforme Tabela 4.8, onde pode-se observar que para as unidades 1 e 2, 63,33% das amostras foram utilizadas para treinamento e 36,67% para teste e validação. Já para a unidade 3, 62,5% das amostras foram utilizadas para treinamento e 37,5% para teste e validação.

Tabela 4.9 - Previsão para 2016 das RNAs para demanda contratada- kW – tarifação verde.

Campus Marabá	Previsões - kW			
	P/mês Abril	P/mês Maio	P/mês Junho	P/mês Julho
Unidade 1	186.6	169.9	172.3	169
Unidade 2	179.6	187.2	194	179.9
Unidade 3	91.1	97.9	95	110.6

Fonte: autor -2016

Assim para se avaliar a performance da aplicação das RNAs e do método prático analítico na previsão demanda contratada para as unidades 1, 2 e 3 do Campus de Marabá calculou-se o erro das previsões em relação as demandas reais consumidas para o período de 04/2016 a 07/2016, conforme Tabela 4.10 abaixo. E para isso se fará uso do erro citado abaixo, que está entre os mais utilizados para este tipo de trabalho científico de acordo com Branco e Sampaio (2008).

➤ Erro absoluto médio percentual (Mean Absolute Percentual Error – MAPE).

Dado pela equação (4.1):

$$MAPE(\%) = \left[\frac{\sum_{i=1}^n \left| \frac{(D_i^{REAL} - D_i^{Analítico - ou - RNAs})}{D_i^{REAL}} \right| * 100}{n} \right] \quad (4.1)$$

Onde:

n – é o número total de comparação de demanda

i – a demanda a ser comparada

D – Os valores das demandas contratadas a serem comparadas – kW

Assim segue-se na Tabela 4.10 os resultados dos MAPEs calculados para as unidades 1, 2 e 3 do Campus de Marabá.

Tabela 4.10 - Cálculo dos Erros das previsões das demandas contratadas- kW – tarifação verde.

Erro (Demanda real consumida x Previsões RNAs e Demanda real consumida x Previsões - Prático Analítico)				
Campus Marabá	Previsões RNAs - kW			
	P/mês Abril	P/mês Maio	P/mês Junho	P/mês Julho
Unid. 1	174,45	174,45	174,45	174,45
Unid. 2	184,42	184,42	184,42	184,42
Unid. 3	98,65	98,65	98,65	98,65
Previsão Método Prático Analítico - kW				
	P/mês Abril	P/mês Maio	P/mês Junho	P/mês Julho
Unid. 1	207,086	207,086	207,086	207,086
Unid. 2	201,481	201,481	201,481	201,481
Unid. 3	119,333	119,333	119,333	119,333
Demanda real consumida - kW				
	P/mês Abril	P/mês Maio	P/mês Junho	P/mês Julho
Unid. 1	179,71	198,29	191,81	212,54
Unid. 2	217,06	201,60	233,52	185,47
Unid. 3	119,70	122,47	117,18	127,26
MAPE (%) - RNAs				
Unid. 1	$= \left(\frac{\left(\left \frac{179,71 - 174,45}{179,71} \right + \left \frac{198,29 - 174,45}{198,29} \right + \left \frac{191,81 - 174,45}{191,81} \right + \left \frac{212,54 - 174,45}{212,54} \right \right)}{4} \right) * 100 = 10,48\%$			
Unid. 2	$= \left(\frac{\left(\left \frac{217,06 - 184,42}{217,06} \right + \left \frac{201,60 - 184,42}{201,60} \right + \left \frac{233,52 - 184,42}{233,52} \right + \left \frac{185,47 - 184,42}{185,47} \right \right)}{4} \right) * 100 = 11,29\%$			
Unid. 3	$= \left(\frac{\left(\left \frac{119,7 - 98,65}{119,7} \right + \left \frac{122,47 - 98,65}{122,47} \right + \left \frac{117,18 - 98,65}{117,18} \right + \left \frac{127,26 - 98,65}{127,26} \right \right)}{4} \right) * 100 = 18,83\%$			
MAPE (%) – Método Prático Analítico				
Unid. 1	$= \left(\frac{\left(\left \frac{179,71 - 207,086}{179,71} \right + \left \frac{198,29 - 207,086}{198,29} \right + \left \frac{191,81 - 207,086}{191,81} \right + \left \frac{212,54 - 207,086}{212,54} \right \right)}{4} \right) * 100 = 7,55\%$			
Unid. 2	$= \left(\frac{\left(\left \frac{217,06 - 201,481}{217,06} \right + \left \frac{201,60 - 201,481}{201,60} \right + \left \frac{233,52 - 201,481}{233,52} \right + \left \frac{185,47 - 201,481}{185,47} \right \right)}{4} \right) * 100 = 7,4\%$			
Unid. 3	$= \left(\frac{\left(\left \frac{119,7 - 119,333}{119,7} \right + \left \frac{122,47 - 119,333}{122,47} \right + \left \frac{117,18 - 119,333}{117,18} \right + \left \frac{127,26 - 119,333}{127,26} \right \right)}{4} \right) * 100 = 2,73\%$			

Fonte: autor -2016

Ressalta-se que o número de amostras, combinado com a alta variação das demandas consumidas – kW no período dos dados coletados, fizeram com que os desempenhos das RNAs fossem bastante prejudicados, o que explica os altos erros mostrados na Tabela 4.10. Assim é de se esperar que quando houver maior número de dados significativos, as RNAs se tornem uma ferramenta mais apta e confiável para as previsões de demanda da Unifesspa e assim consiga convergir para resultados mais satisfatórios.

Já o método Prático Analítico apresentou erros aceitáveis com 7,55%, 7,4% e 2,73% para as unidades 1, 2 e 3 respectivamente, com destaque para a 3 que superou em 16,1% a previsão pelas RNAs, demonstrando melhor performance que as RNAs, resultados este que serão melhor comentados no Capítulo 5 deste trabalho.

4.3. Etapa 2: Estudo do Enquadramento Tarifário

4.3.1. Grupo A4:

Primeiramente será mostrado na Figura 4.8 um fluxograma resumo baseado nas normativas e resoluções vigentes sobre enquadramento tarifário, com algumas especificações voltado para o Estado do Pará. O Fluxograma tem como objetivo facilitar e tornar prático o entendimento sobre o sistema tarifário de energia elétrica vigente no Brasil. É importante notar que a tensão de alimentação da unidade consumidora é que dita o grupo que a mesma pertence (A ou B), e como consequência indica as opções de enquadramento tarifário para a UC. As exceções desta regra são as UC alimentadas por sistema de distribuição subterrâneo (AS), que apesar de serem alimentadas com tensão inferior a 2.3 kV, podem optar pela modalidade tarifária azul ou verde.

Em seguida será realizado uma comparação de modalidade tarifária para todas as UC em estudo, com dados históricos do período de outubro/2015 a março/2016, por ser o período de consumo mais confiável e estável das unidades em estudo, abrangendo tanto o período úmido como o seco, a ser mostrado com detalhes nas Tabelas de 4.11 a 4.16 no apêndice B, e Tabela 4.17 com o resumo da análise. As unidades da Unifesspa o Campus de Rondon do Pará não será estudado pelos motivos já explica neste capítulo.

Tabela 4.17 – Resumo da análise da modalidade tarifária do grupo A4

UC – C. Marabá	Período :10/2015 a 03/2016	Modalidade mais eficiente
Unidade 1/26468	THVc>THAc	Horossazonal Azul
Unidade 2/4924835	THVc>THAc	Horossazonal Azul
Unidade 3/105209193	THVc>THAc	Horossazonal Azul

Fonte: autor -2016

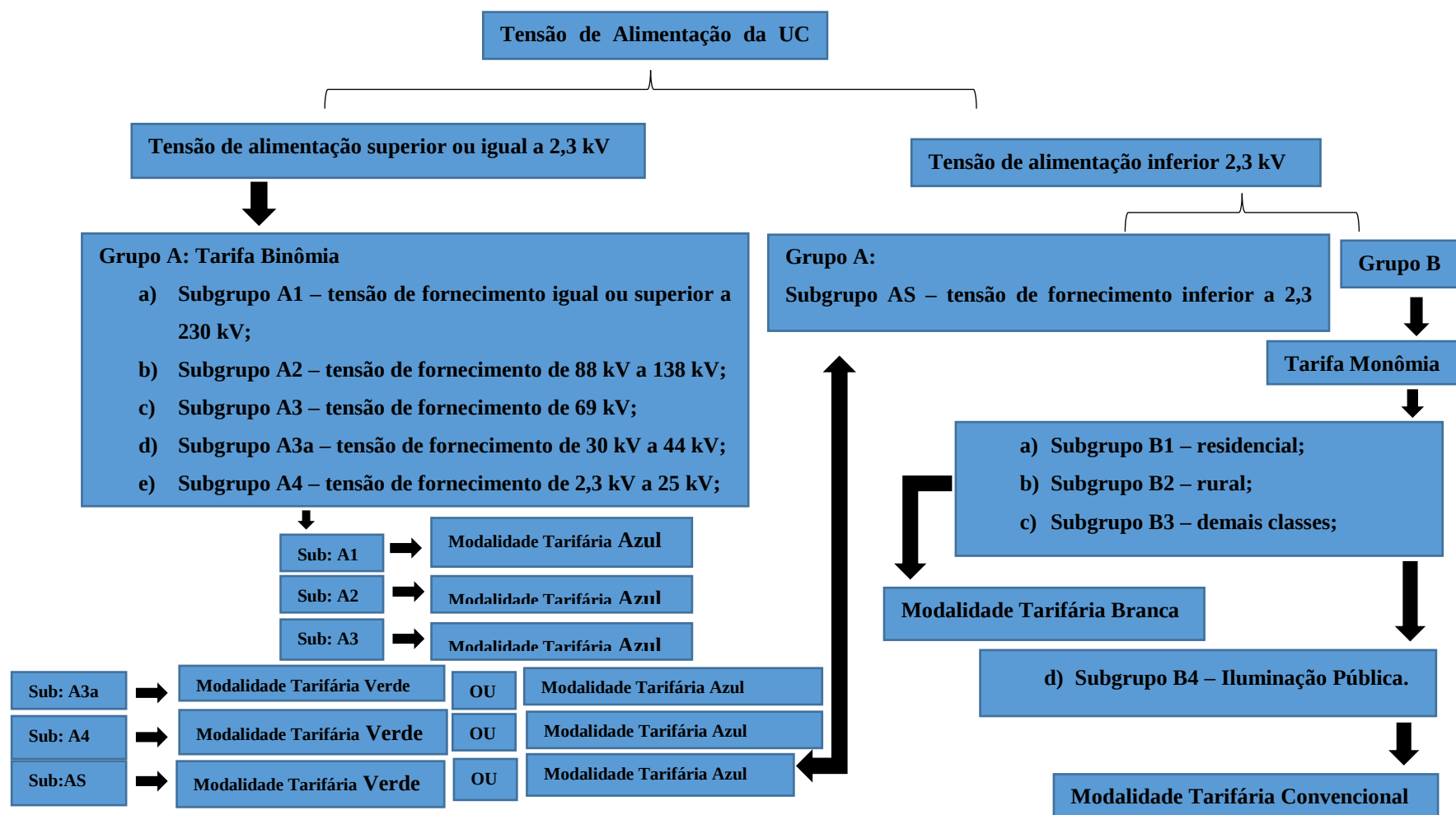


Figura 4.8 – Fluxograma resumo baseado nas normativas e resoluções vigentes

Fonte: autor -2016

A conclusão a respeito desta etapa do estudo de caso para o grupo B3 será apresentada também no capítulo 5 deste trabalho.

4.3.2. Grupo B3:

Para as unidades consumidoras do grupo B3 da Unifesspa, será realizado um estudo com os dados históricos do período de outubro/2015 a março/2016, por ser o período de consumo mais confiável e estável das unidades em estudo, abrangendo tanto o período úmido como o seco, a ser mostrado detalhadamente nas Tabelas de 4.18 a 4.23 no apêndice C, e a Tabela 4.24 com o resumo da análise da modalidade tarifária mais eficiente considerando as características de consumo de cada unidade consumidora, bem como as legislações vigentes.

Tabela 4.24 – Resumo da análise da modalidade tarifária do grupo B3

UC	Período :10/2015 a 03/2016	Modalidade mais eficiente
Almoxarifado /5008956	THCc<THBc	Convencional
Xinguara- PA/19381501	THCc<THBc	Convencional
São Felix do Xingu/107220984	THCc<THBc	Convencional
Santana do Araguaia/15743905	THCc<THBc	Convencional
Santana do Araguaia/50819620	THCc<THBc	Convencional

Fonte: autor -2016

4.4. Considerações Finais

Neste capítulo foi realizado a aplicação da metodologia explanada neste trabalho, onde por meio deste estudo de caso pôde-se verificar o detalhamento e o emprego das definições e equações que compõem a metodologia. Assim sendo, analisou-se as demandas contratadas das três unidades consumidoras do grupo A4, bem como o consumo e o mais adequado tipo de tarifa para as UCs dos grupos A4 e B3, a partir do equacionamento e tratamento dos dados de massas e assim concretizar os resultados que serão melhores ponderados no próximo capítulo.

CAPÍTULO 5 - RESULTADOS OBTIDOS

5.1. Considerações Iniciais

O propósito deste capítulo é expor e comentar todos os resultados obtidos no estudo de caso do capítulo anterior, evidenciando os principais efeitos e análises que contribuirão para a eficiência energética das unidades consumidoras estudadas e assim chegar as conclusões necessárias sobre a orientação a ser seguida pela Unifesspa, para o correto enquadramento contratual as legislações vigentes da ANEEL, almejando assim a economia de recursos públicos com contratos de energia elétrica.

5.2. Resultados Obtidos do Estudo de Caso - Etapa 1

Assim, conclui-se pelas Tabelas 4.5 a 4.7 do capítulo 4 e de acordo com a metodologia apresentada no capítulo 3 deste trabalho, que por meio do método prático analítico apresentou o ajuste fino da demanda contratada com melhor eficiência e consequentemente a diminuição dos custos com energia elétrica, conforme observado nas Tabelas 5.1. Enquanto os resultados das previsões das demandas contratadas pelas RNAs, encontram-se disposta na Tabela 5.2.

Tabela 5.1 – Ajuste findo das demandas contratadas para melhor eficiência energética – método analítico

Campus de Marabá	UC	Se Horossazonal Verde	Se Horossazonal Azul	
		Demanda contratada em ponta e fora de ponta – DME - kW	Demanda contratada em ponta -DCEP - kW	Demanda contratada em fora de ponta - DCEF - kW
Unidade 1	26468	207	25	182
Unidade 2	4924835	201	19	183
Unidade 3	105209193	119	10	109

Fonte – autor -2016

Tabela 5.2. Média da previsão para 2016 das RNAs para demanda contratada- kW.

Campus Marabá	Se Tarifação Horossazonal Verde	Se Tarifação Horossazonal Azul	
	Demanda contratada- kW	Demanda contratada em ponta - DCEP - kW	Demanda contratada em fora de ponta - DCEF - kW
Unidade 1	174,45	21,07	153,38
Unidade 2	184,42	17,43	167,9
Unidade 3	98,65	8,29	90,36

Fonte – autor -2016

Assim, para efeito de avaliação dos resultados de previsão de demanda (Tarf. verde – pois a azul é formada por parcelas delas – verificar metodologia no Cap. 3, logo o Erro médio relativo – EMR se mantém para as demandas em ponta e fora de ponte) obtidos pelo método prático analítico em comparação aos obtidos pelas RNAs, se fará o uso do Erro Médio Relativo conforme equação (5.1) e resultados mostrados na Tabela 5.3.

$$EMR(\%) = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n \frac{|D_i^{mét.analítico} - D_i^{RNAs}|}{D_i^{mét.analítico}} * 100 \right] \quad (5.1)$$

Onde:

n – é o número de total de comparação de demanda

i – a demanda a ser comparada

D – Os valores das demandas contratadas a serem comparadas – kW

Tabela 5.3 – Erro médio relativo – Método prático analítico x RNAs para demanda contratada- kW.

Método Prático Analítico	
Campus Marabá	Se Tarifação Horossazonal Verde Demanda contratada-kW
Unidade 1	207
Unidade 2	201
Unidade 3	119
RNAs	
Unidade 1	174,45
Unidade 2	184,42
Unidade 3	98,65
Erro Médio Relativo – EMR (%) – Prático Analítico x RNA	
Unidade 1	15,72
Unidade 2	8,24
Unidade 3	17,1

Fonte – autor -2016

Assim é notável pelos EMR (%) da Tabela 5.3 acima que o método prático analítico produziu resultados próximos aos do RNAs para as 3 unidades em evidências. Porém os erros entre as respostas são significativos, pois são todos maiores que 5%, condição suficiente para determinar se uma demanda consumida está dentro ou fora dos limites da demanda contratada, o que poderia resultar em multa contratual, que será melhor comentado a frente.

Abaixo nas Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 demonstram o comportamento das previsões das demandas contratadas na tarifação verde, para às unidades 1, 2 e 3 pelo método prático analítico e pelas RNAs fazendo uma comparação com a demanda efetivamente consumida. É

importante ressaltar que apesar da demanda consumida oscilar, na tarifação verde para efeito de contrato esta demanda contratada é um valor único, informado anualmente no início de cada contrato com a concessionária de energia elétrica.

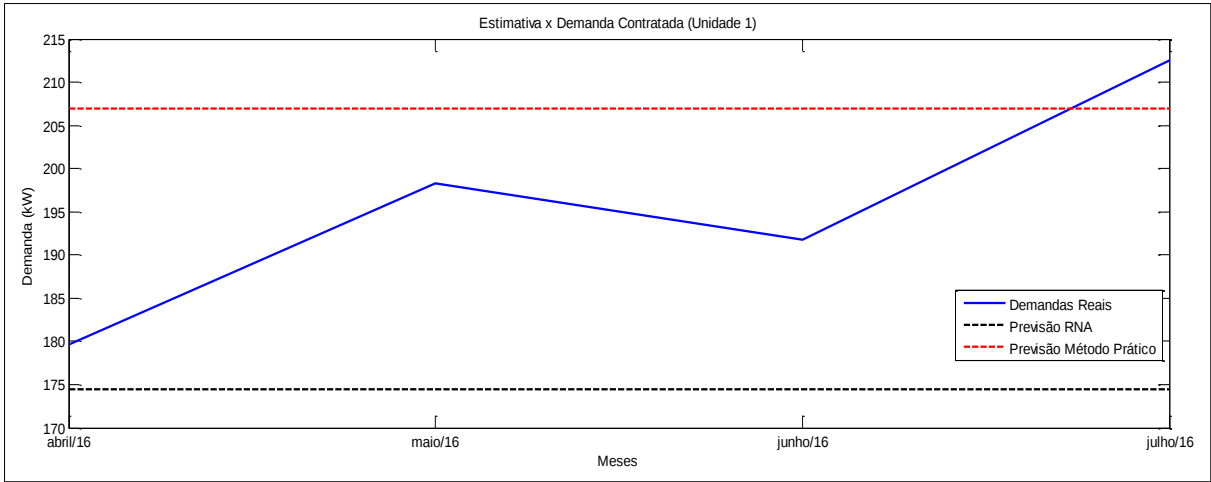


Figura 5.1 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA - UC1.

Fonte: autor -2016

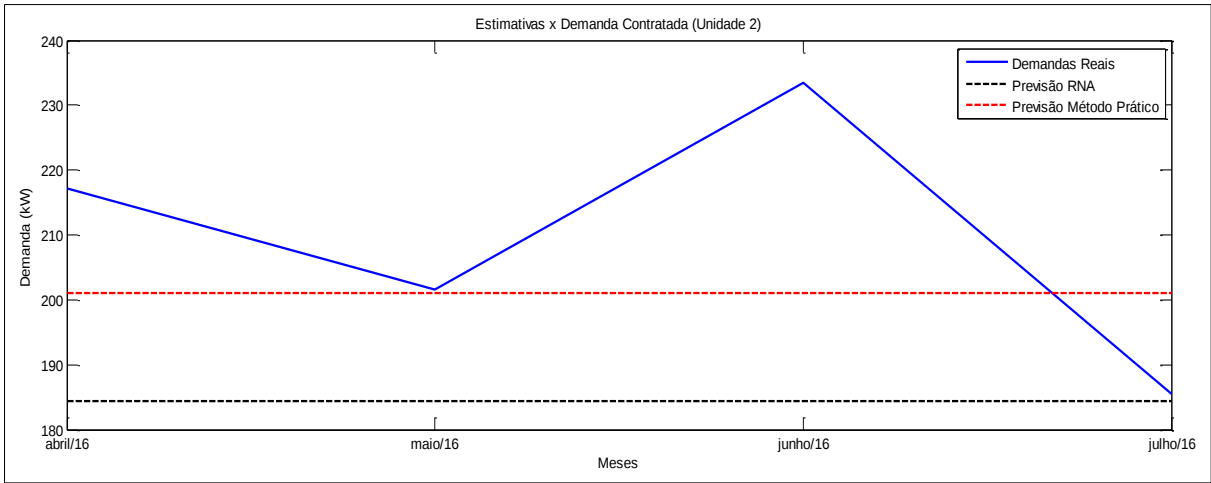


Figura 5.2 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA – UC2.

Fonte: autor -2016

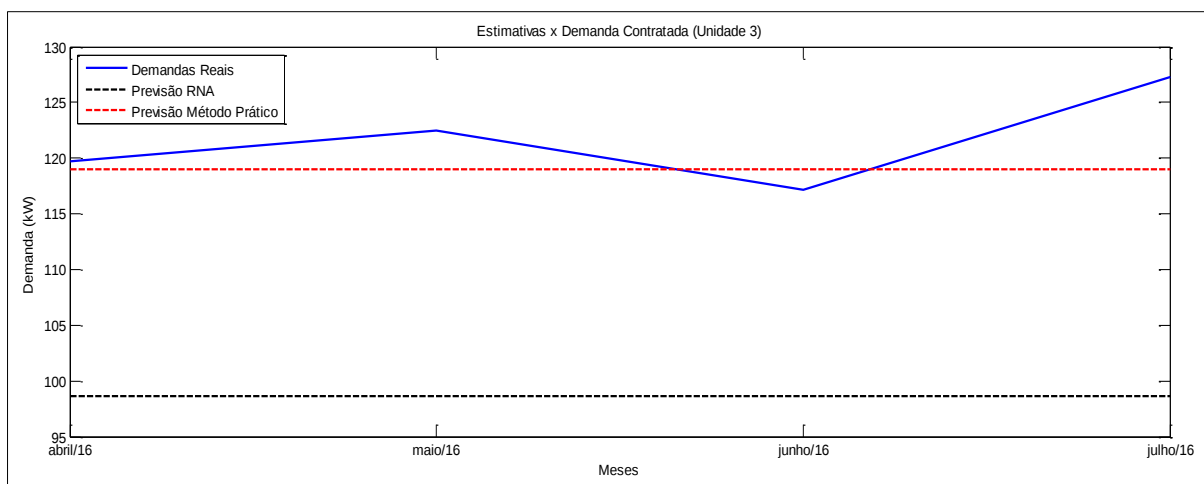


Figura 5.3 - Previsão de demanda contratada - t. verde - ano de 2016 - método prático x RNA – UC3.

Fonte: autor -2016

Assim é importante destacar as seguintes conclusões sobre as Figuras de 5.1 a 5.3:

Pode-se observar que enquanto na unidade 2 o consumo de demanda caiu abruptamente no mês de julho, nas unidades 1 e 3 esse consumo cresceu, isso se deve a maior concentração das aulas das turmas do período intervalar nessas unidades.

Os gráficos fazem a previsão da demanda pelo método prático analítico e pelas RNAs para a tarifação verde comparando como a demanda consumida no período de 04 a 07/2016 (dados mais atuais disponíveis), onde pode-se notar que o método prático analítico demonstrou melhor performance que os RNAs, pois se aproximou mais da demanda efetivamente consumida e apresentou menores MAPEs com 7,55%, 7,4% e 2,73% para as unidades 1, 2 e 3 respectivamente, conforme pode ser observado na Tabela 4.10.

Nota-se ainda que na unidade 1 (Figura 5.1) a demanda prevista pelo método prático analítico está acima a menos de 10% do pico das demandas consumidas no período de 05/2016 a 06/2016, fato que não resultaria em multa por demanda ultrapassada em nenhum dos 2 meses. Já para o mês 07/2016 apesar da demanda consumida está acima da previsão a ser contratada, não se pagaria por demanda ultrapassada pois está dentro do limite de 5% permitido pela normativa N°414/2010 atualizada da ANEEL. No entanto, a demanda prevista pelas RNAs está acima do limite permitido de 5% para o período de 05/2016 a 07/2016, o que evidencia não ser o valor adequado de demanda a ser contratada para a Unidade 1, pois isso resultaria em consumo de demanda ultrapassada.

Já para a unidade 2, cabe destacar que a carga consumida oscila bastante, devido os muitos laboratórios de elevadas cargas (laboratórios de fornos) que não funcionam constantemente, e ainda deve-se contar com o aumento de carga elétrica provocado pela fase

de implantação de novos laboratórios vivenciado pela novíssima Unifesspa, mesmo assim o método prático analítico se aproximou bastante da demanda consumida no mês 05/2016 e 07/2016, estando dentro do limite de 5% permitido pela normativa N°414/2010 atualizada da ANEEL, fato bem distante da previsão realizada pela RNA.

Na unidade 3 a previsão pelo método prático forneceu resultados excelentes, com erro de 2,73%, considerando que a normativa N°414/2010 atualizada da ANEEL orienta que a demanda contratada para a tarifação verde deve ser um valor único anual. A demanda prevista pela RNA para a referida unidade está fora do limite de 5% permitido pela normativa N°414/2010 atualizada da ANEEL, com MAPE de 18,83%, isso implicaria em pagar uma quantidade elevada de demanda ultrapassada, o que representaria alto gasto com demanda e por consequência baixa eficiência. Cabe ainda ressaltar que a unidade 3 vivencia um momento de expansão, com inaugurações de prédios e crescimento populacional da comunidade universitária, que traz como consequência o aumento do consumo de demanda contratada - kW.

É importante destacar que é possível que as RNAs cheguem em resultados melhores à medida que se tenha um maior quantitativo de dados amostral para treinamento e validação, o que poderá aprimorar as convergências dos resultados das redes. O método prático analítico apresentou resultados melhores para pequenas séries de dados de demanda (até 31 meses) quando comparado aos das RNAs. Acredita-se que para o método analítico ainda é possível conseguir melhores resultados à medida que se possuir dados que represente fielmente a carga de demanda da unidade que se deseja fazer a previsão e quanto menos esta carga oscilar melhor será o resultado.

Para efeito de comparação e validação das previsões realizadas pelo método prático e pelas RNAs para a tarifação azul, segue as Figuras 5.4 e 5.5, que mostram as previsões de demanda contratada em ponta e fora de ponta para as unidades 1, 2 e 3.

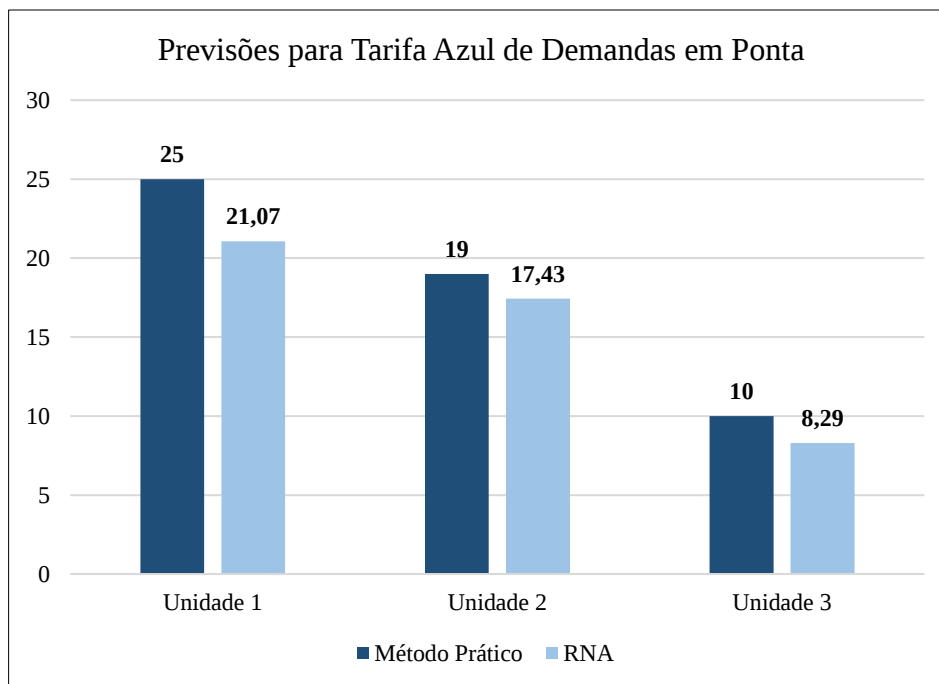


Figura 5.4 - Previsão de demanda em ponta - t. azul - 2016 - método prático analítico x RNA - UC 1, 2 e 3.

Fonte: autor -2016

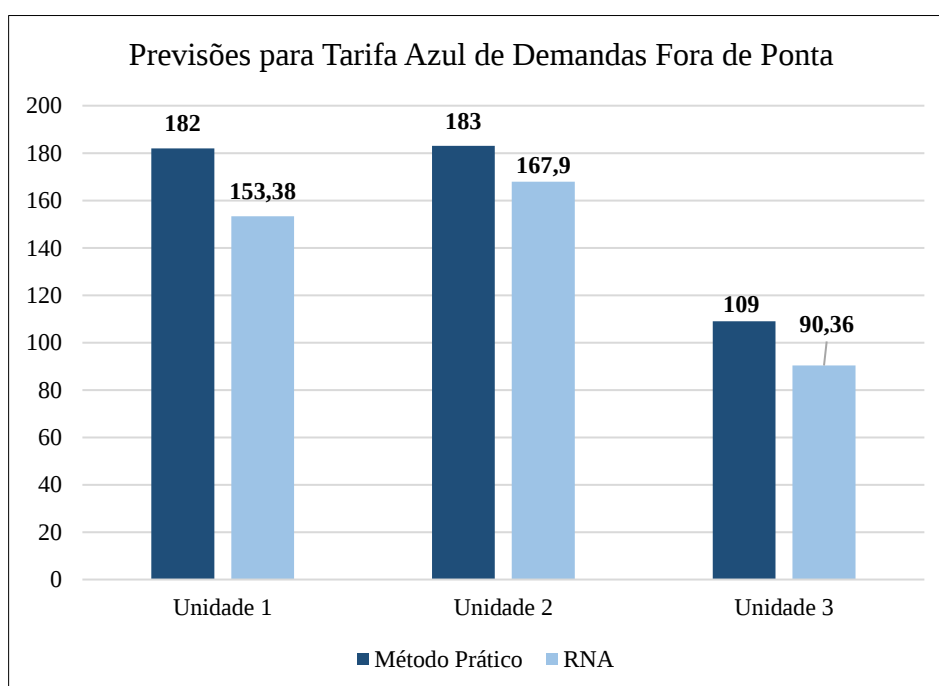


Figura 5.5 - Previsão de demanda f. ponta - t. azul - 2016 - método prático analítico x RNA - UC 1, 2 e 3.

Fonte: autor -2016

É importante destacar que estas previsões de demanda para a tarifação azul foram feitas resguardando uma possível mudança de tarifação para as unidades 1, 2 e 3, uma vez comprovada a vantajosidade da mudança. Outro ponto a destacar é que os valores de demanda

previsto pelo método prático e pelas RNAs estão próximos, o que fornece confiabilidade aos resultados.

5.3. Resultados Obtidos do Estudo de Caso - Etapa 2

5.3.1. Grupo A4

Após a análise das Tabelas de 4.11 a 4.16 no Capítulo 4, que representa a demanda e a energia consumida no período de outubro/2015 a março/2016 das três unidades consumidora (UC) em estudo do grupo A, ficou evidente a vantajosidade e economia que a **mudança de tarifação horária verde para azul traria**, deste de que haja um ajuste fino das demandas em ponta e fora de ponta a ser contratada, conforme Tabela 5.1. Esta mudança, caso tivesse sido aplicado no período citado acima, representaria uma economia de **130.166,35 (cento trinta mil, cento e sessenta e seis reais e trinta e cinco centavos)**, ou seja, **35.27%** do total pago pela energia consumida, conforme pode ser mostrado nas Figuras 5.6 e 5.7. Cabe ainda destacar que os valores utilizados para a comparação de tarifação entre verde e azul são os valores previstos pelo método prático analítico, por possuírem maior proximidade com as demandas efetivamente consumidas e menores MAPEs, bem como por representarem maiores valores de demanda que as previstas pelas RNAs, fato que representa maior gasto com demanda e prevê a pior hipótese de economia.

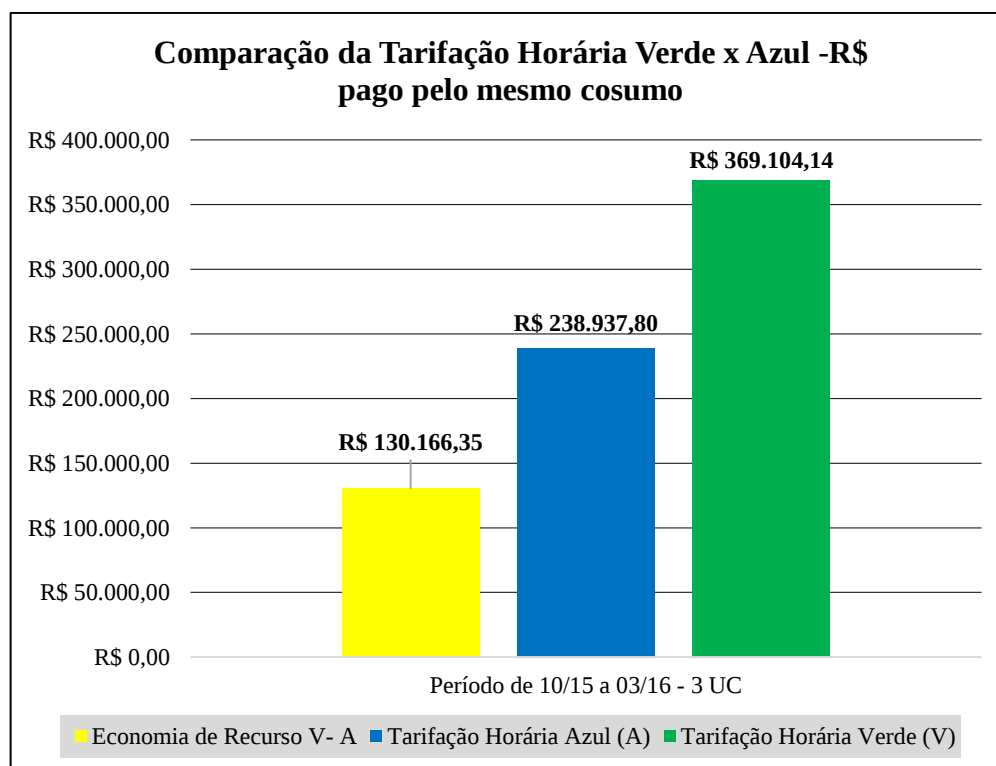


Figura 5.6 – Comparação da Tarifação horária verde x azul período de 10/2015 a 03/2016 – Unidade 1, 2 e 3

Fonte: autor -2016

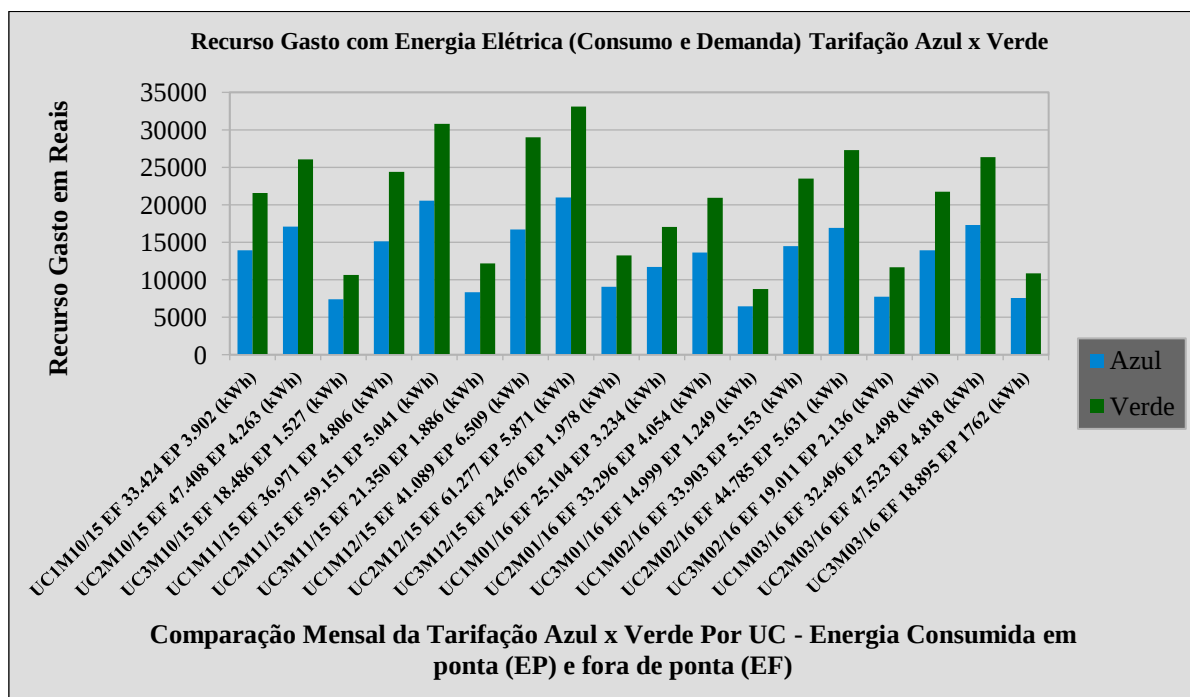


Figura 5.7 - Comparação entre as tarifas horossazonal azul x verde – 10/2015 a 03/2016.

Fonte: autor -2016

Logo, este trabalho mostrou pelos resultados aqui apresentados que a mudança de **tarifação de horária verde para azul**, com aplicação da metodologia apresentado no capítulo 3, bem como o ajuste preciso das demandas a serem contratadas, que esta mudança traria uma eficiência média de **35.27% em relação a tarifação horossazonal verde**, o que contribuiria para o uso sustentável e eficiente de energia elétrica e aplicação eficiente dos recursos públicos.

Acrescento que caso o gestor queira aplicar esta mudança de tarifação, será necessário em seguida fazer o acompanhamento da conta das UC do grupo A4, para se verificar se este percentual de economia se confirma para contas futuras, considerando se houve ou não o aumento de carga naquele período.

5.3.2. Grupo B3

Para o grupo B3, a mudança de tarifação **de Convencional para Branca**, não seria uma ação que traria economia, conforme pode-se concluir com as análises das Tabelas de 4.17 a 4.22 no Capítulo 4, pois esta mudança **aumentaria** a conta das UCs em **6,333%**, o que representa **2.046,16 (Dois mil e quarenta e seis reais e dezesseis centavos)**, para o período estudado, conforme pode ser mostrado na Figura 5.8 abaixo:

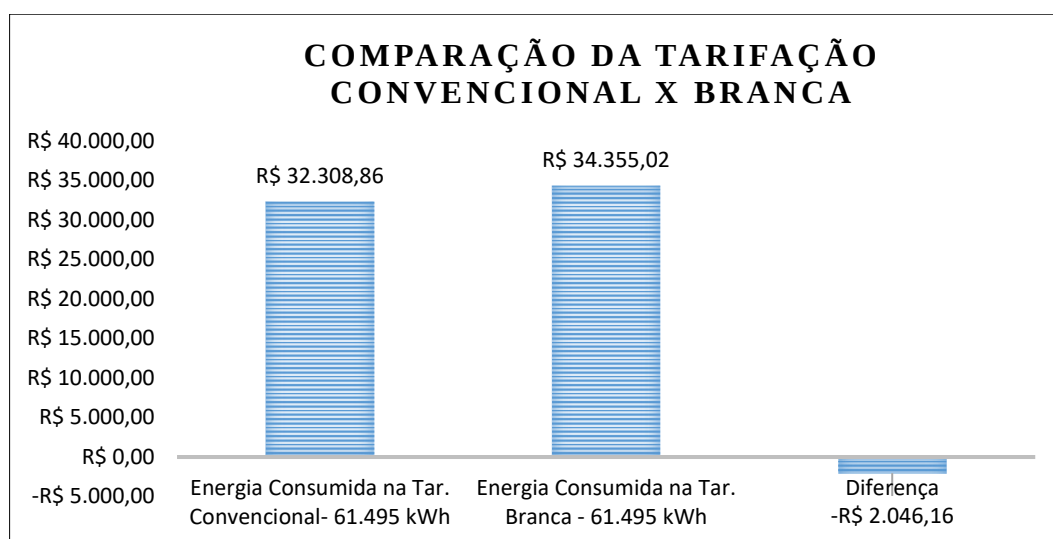


Figura 5.8 – Comparação da Tarifação Horária Convencional x Branca - período de 10/2015 a 03/2016 – Unidades do grupo B.

Fonte: autor -2016

Assim **não** se aconselha a troca da modalidade de tarifação de **convencional para branca** para as unidades consumidoras da Unifesspa do grupo B3, pois isto resultaria em um aumento dos gastos com energia elétrica e como consequência a perda da eficiência contratual.

5.4. Divulgação dos Resultados deste Trabalho

- Aprovação e apresentação do artigo em conferência Internacional no VII Congresso Ibero-Americano de Engenharia de Projetos:
SILVA D. L.; FRANCÊS C. R. L. **Projeto Metodológico de Eficiência Energética por Meio da Análise da Demanda Contratada, Consumo e Enquadramento Tarifário do Grupo “A”**. VII Congresso Ibero- Americano de Engenharia de Projetos. Joinville- SC. 2016.
- Aprovação e apresentação de artigo no VI COEN – Congresso de Eficiência Energética da UFSJ – Otimizando o Amanhã:
SILVA D. L.; FRANCÊS C. R. L.; FERNANDES P. B.; SOARES S. O. **Uma Metodologia De Eficiência Energética por Meio da Análise da Demanda Contratada, Consumo e Enquadramento Tarifário do Grupo “A”: Estudo de Caso nas Unidades da Unifesspa**. VI COEN – Congresso de Eficiência Energética da UFSJ – Otimizando o Amanhã. São João do Del Rei – MG. 2016.

5.5. Considerações Finais

Neste capítulo houve a concretização da aplicação da metodologia e os resultados sobre o estudo de caso e suas publicações. Assim como a apresentação dos resultados sobre as previsões de demanda contratada tanto pelo método prático analítico como pelas RNAs, bem como as comparações entre elas. Foi realizado também as análises sobre a mudança de tarifação para as unidades consumidoras pertencentes grupos A4 e B3, com isso pôde-se fazer uma perspectiva técnica e econômica sobre a viabilidade das mudanças de tarifações.

No próximo capítulo, será apresentada a conclusão desta dissertação e as contribuições técnicas científicas do trabalho.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÃO

Na atualidade, tem-se estudado muito sobre a eficiência energética, destacando-se como um importante tema de pesquisa, pois envolve aspectos relevantes quanto ao meio ambiente, tecnologia, economia de recursos financeiros até a conscientização e mudanças de hábitos da população. Fato que tem impulsionado a pesquisa na descoberta de múltiplos métodos de eficiência energética. Este trabalho mostrou um desses métodos, quando concentrou sua metodologia na eliminação dos desperdícios contratuais de energia elétrica.

Por meio de levantamento na literatura especializada, pôde-se notar numerosas formas para se fazer eficiência energética, métodos que recorrem desde a substituição de equipamentos ineficientes a técnicas mais complementares como a implementação da minigeração distribuída. Situação que tem alcançado o consumo de energia elétrica de residências, instituições e indústrias, pois, tais ações possuem entre outros benefícios a possibilidade de economia com a diminuição do valor da conta de energia elétrica. Logo este trabalho desenvolveu seu método de eficiência energética baseado na conservação de energia.

Destaca-se ainda o consenso entre muitos autores na utilização da eficiência energética como uma ferramenta na busca pela otimização dos recursos energéticos e preservação do meio ambiente. Condição esta que tem sido aceita pela cultura consumidora do pequeno ao grande consumidor de energia elétrica. Evento que também tem sido motivado através dos programas governamentais, como o Programa de Etiquetagem do IMETRO, Programa de Eficiência Energética regulamento pela ANEEL e pela Lei de Eficiência Energética Nº 10.295 de 17 de Outubro de 2001 e seus Decretos e portarias interministeriais regulamentadoras. Acontecimentos que embasaram e motivaram o desenvolvimento deste trabalho.

Neste cenário, esta dissertação focou no problema de eficiência energética das Instituições Federais de Ensino, que segundo ANEEL (2016), em grande parte das IFES as contas de energia elétrica destas instituições representam uma das maiores despesas mensais, valor este que apenas entre as 63 Universidades Federais pesquisadas, o valor total pago em 2015 foi de cerca de R\$ 430.000.00,00 (quatrocentos e trinta milhões de reais). Segundo a mesma fonte, este gasto desponta como o 3º maior grupo de despesas, representando 9% dos gastos apurados com as Universidades Federais em 2015.

Sabendo-se, porém, que uma parte considerável deste gasto, deve-se a utilização de equipamentos ineficientes, práticas inadequadas de instalações e falta de uma cultura de uso

racional e monitorado de energia elétrica. Esta situação impulsionou a proposta desta dissertação, pois veio contribuir na busca pela eficiência energética da IFES. Assim, se desenvolveu uma metodologia de eficiência energética, que evidenciou alguns desperdícios contratuais de energia, baseados em erros de “configuração” do contrato na solicitação de demanda contrata - kW e na escolha da tarifação mais adequada para a unidade consumidora.

A metodologia abordou um método de análise baseado no histórico do consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras pertencentes aos grupos A4 e B3 e propôs uma forma prática para verificar e escolher a mais adequada tarifação para as mesmas, realizando também a previsão de demanda a ser contratada- kW, fornecendo assim uma solução para os erros de “configurações” contratuais, contribuindo para eliminação do desperdício de energia elétrica.

O trabalho também buscou explorar duas técnicas para realizar a previsão contratual de demanda-kW, uma analítica e outra através das RNAs, com o objetivo de fornecer segurança aos resultados e poder aplicar o mais apto a gerar eficiência energética as unidades consumidoras. Com isso, foi notável que para a quantidade de dados que se possuía e pelo perfil desses dados, os resultados do método analítico demonstrou melhor performance que os obtidos pelas RNAs, pois obteve menor erro quando comparado demandas reais consumidas.

Os resultados também apontaram que as análises para verificar o melhor enquadramento tarifário foram realizadas de forma criteriosa e distintas para os consumidores dos grupos A4 e B3, pois as resoluções e normas vigentes apresentam regras próprias para cada grupo, e como consequência devem serem vistos como consumidores diferentes.

O estudo de caso com o cenário apresentado, evidenciou que é viável para o grupo A4 a troca da tarifação verde para azul, enquanto para o grupo B3, mostrou que a troca de tarifação convencional para branca não é uma opção que traria economia. O estudo apontou também a grande importância do ajuste fino da demanda contratada - kW considerar o perfil de consumo de cada UC.

A pesquisa revelou a necessidade de implantar outras ações de eficiência energética nas Instituições Federais de Ensino, para que se enquadrem nas políticas nacionais governamentais com este fim, bem como, consiga reduzir seus gastos com energia elétrica e otimizar seus recursos financeiros, tornando-se assim um exemplo a ser seguido.

Assim este capítulo também apresentará as proposições finais, como as contribuições desta dissertação, trabalhos futuros e os desdobramentos da pesquisa, bem como as dificuldades encontradas no desenvolvimento deste trabalho.

6.1. Contribuições desta Dissertação

Este trabalho desenvolveu com êxito uma metodologia, descrita no capítulo 3, visando à melhoria da eficiência energética para grandes consumidores, como as IFEs, com base no controle das demandas contratadas e consumo ativo, bem como na aplicação da tarifação apropriada a cada unidade consumidora, embasado normativamente pela REN N°414/2010 da ANEEL e suas atualizações e pelo **Decreto N° 8.540 de 09 de outubro de 2015**.

Entre as principais contribuições deste trabalho podem ser destacadas:

- estratégias para realização de análise mensal e minuciosa das faturas de energia elétrica para que se evite desperdício de recurso com pagamentos por irregularidades normativas;
- o desenvolvimento de métodos para a previsão contratual de demanda (kW) com base no histórico do consumo;
- a elaboração de um estudo de caso capaz de mostrar a viabilidade técnica e econômica sobre a mudança ou não de tarifação para as unidades consumidoras pertencentes aos grupos A4 ou B3;
- a viabilidade de aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho para outras IFEs;
- a possibilidade de economia de recurso público alcançado pela aplicação da metodologia desenvolvida neste trabalho, o que implica em contratos eficientes de energia elétrica;
- a elaboração de uma metodologia de eficiência energética totalmente embasada nas resoluções da ANEEL;
- contribuir com uso sustentável e racional de energia elétrica;
- a criação de uma “ferramenta” de gestão para gestores públicos dos contratos de energia elétrica das IFES;
- disseminar o conhecimento e práticas sobre a eficiência energética.
- o desenvolvimento de uma metodologia de enquadramento tarifário eficiente para os consumidores de energia elétrica dos grupos A4 e B3.
- a elaboração de um método prático analítico para a predição de demanda contratada (kW) para pequenas séries de dados de demanda de até 31 (trinta e um) meses, que se mostrou mais prático e eficiente e com melhores resultados que a técnica de inteligência artificial conhecida com RNA.

6.2. Trabalhos Futuros e Desdobramentos da Pesquisa

Para trabalhos futuros e possíveis desdobramentos, entende-se:

- a implementação da metodologia desenvolvida neste trabalho de forma a gerar uma plataforma automatizada computacional, podendo ser “on-line”, para verificação do melhor enquadramento tarifário, para grupos A4 e B3, considerando o histórico do consumo de energia elétrica das unidades consumidoras a serem estudadas;
- a aplicação da metodologia deste trabalho para outro cenário fora das IFES, como o setor indústria e o comercial, verificando o sucesso de sua aplicação ou as possíveis modificações do método para isto;
- o aprimoramento da metodologia mostrado neste trabalho, com a inserção, por exemplo, nas equações pertinentes da variável “feriados anuais”, de modo que a previsão de demanda e o tipo de tarifação levem em conta o efeito dos feriados anuais para aquele ano de previsão, fato que pode ser bem significativo para unidades consumidoras que possuem um histórico de consumo já consolidado.

6.3. Dificuldades Encontradas

Denotam-se abaixo as dificuldades de maiores relevâncias na construção deste trabalho, de forma a orientar pesquisadores que venham necessitar do subsídio intelectual desta dissertação:

- levantamento dos dados das faturas mensais utilizados neste trabalho para o estudo de caso, devido ao processo de transição UFPA/Unifesspa e mudança do sistema da CELPA;
- entender e conhecer as resoluções brasileiras aplicadas aos consumidores de energia elétrica pertencentes aos Grupos A4 e B3, para assim poder sugerir um método de eficiência energética que atendesse a legislação;
- acompanhar as atualizações das Resoluções Normativas da ANEEL;
- realizar a simulação técnica e econômica sobre a viabilidade ou não da mudança de tarifação de verde para azul, a partir de dados mensais de consumo na tarifação horossazonal verde;
- realizar a simulação técnica e econômica sobre a viabilidade ou não da mudança de tarifação de convencional para branca, a partir de dados mensais de consumo da tarifação convencional;
- transformar as recomendações das normas em equações matemáticas para tratamento dos dados no estudo de caso e para construção concreta da metodologia.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa (REN) N° 414. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada**, 2010.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa (REN) N° 418. **Retifica a Resolução Normativa ANEEL n° 414, de 23 novembro de 2010**, 2010.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa (REN) N° 449. **Altera a Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010**, 2011.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa (REN) N° 479. **Altera a Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada**, 2012.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa (REN) N° 572. **Estabelece o procedimento para comprovação do atendimento aos critérios de elegibilidade à concessão da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE e para validação do cálculo da Diferença Mensal de Receita – DMR**, 2013.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Nota Técnica n° 202/2015 – SGT. **Cálculo das tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD – e de tarifa de energia – TE – da Centrais Elétricas do Pará – CELPA – relativas à revisão tarifária periódica de 2015 – versão Final**, 2015.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Homologatória n° 1.930. **Homologa o resultado da quarta revisão tarifária periódica – RTP da Centrais Elétricas do Pará S/A., CELPA, as tarifas de energia – TE e as tarifas de uso do sistema de distribuição – TUSD, e dá outras providências**, 2015.
- AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Chamada n° 01/2016. **Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D:” Eficiência Energética e Minigeração em Instituições Federais de Ensino**, 2016.
- AGUIAR L. B.; SILVA K. J.; NASCIMENTO L. O.; FRAGA J. C.; SILVA L. A. N.; MEIRELLES F. L.; NASCIMENTO T. P.; SILVA A. A. **Iluminação Solar Através da Refração: Energia Sustentável Diante da Crise Hídrica Brasileira**. Revista Esfera Acadêmica. Vitória – ES. Vol.7, N°2, p.6-15, 2015.

- ALVES J. E. D; **Energia Renovável com Baixa Emissão de Carbono**. Cadernos Adenauer XV. Rio de Janeiro, Nº 3, p.11-28, 2014.
- BATISTA, O. E.; FLAUZINO, R. A. **Medidas de Gestão Energética de Baixo Custo como Estratégia para Redução de Custos com Energia Elétrica**. Revista GEPROS. Gestão da Produção, Operação e Sistemas, Vol. 7, Nº 4, p.117-134, 2012.
- BOGO, C.E.; HAUBERT. W.S. **Aumento de Carga vs. Tarificação da Energia Elétrica: Um Estudo de Caso na UTFPR - Campus Pato Branco – 2010 a 2011**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Paraná-Campus de Pato Branco, Pato Branco.
- BRASIL. Decreto nº 8.540, de 9 de outubro de 2015. **Dispõem no âmbito da administração pública federal direta, autárquica e fundacional, medidas de racionalização do gasto público nas contratações para aquisição de bens e prestação de serviços e na utilização de telefones celulares corporativos e outros dispositivos**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 out. 2015. Seção 1, p. 1.
- BRASIL. Lei Nº 10.295, de 17 de outubro de 2001. **Dispõem sobre a política nacional de conservação e uso racional de energia e de outras providências**. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 out. 2001. Seção 1, p. 1.
- BRANCO S. T.; SAMPAIO R. J. B. **Aplicação de Redes Neurais Artificiais em Modelos de Previsão de Demanda para Equipamento de Infraestrutura de Telecomunicação**. XXVIII Econtro Nacional de Engenharia de Produção. Rio de Janeiro – RJ. 2008.
- COSTA R. C. **Uma Leitura Crítica das Hidrelétricas**. 2015. Disponível em: <<http://geografia.uol.com.br/geografia/mapas-demografia/26/artigo145889-1.asp>>. Acesso 18 dez 2016.
- FARIAS L. M.; SELLITO M. A. **Uso da Energia ao Longo da História: Evolução e Perspectiva Futuras**. Revista Liberato. Novo Hamburgo, Vol. 12, Nº 17, p.07-16, 2011.
- FREITAS D. M.; ONOFRE J.; JUNIOR L.G.; RIBEIRO P. E. M. J. **Sistema de Suporte a Gestão de Contrato de Consumo de Energia Elétrica para Ambiente de Smart Grid Baseado em Evolução Diferencial e Redes Neurais Artificiais**. 2012. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/anais/induscon/2012/Data/iREP1944.pdf>>. Acesso 07 maio 2016.
- FILHO A. A.; **A Política Energética do Brasil**. Cadernos Adenauer XV. Rio de Janeiro, Nº 3, p.121-143, 2014.
- GOLDEMBERG J.; LUCON O. **Energia e Meio Ambiente no Brasil**. ESTUDOS AVANÇADOS 21. São Paulo- SP. 2007.

- HAYKIN, S. **Redes Neurais - Princípios e práticas**. 2º Edição. Bookman, Porto Alegre - RS, Brasil, 2001.
- LIMA A. C.; JUNIOR S. C. G.; CAMACHO J. R.; BISPO D.; **Análise da Demanda de Energia Elétrica Usando o Sistema Decisório Fuzzy**. 2004. Disponível em: <<http://seeds.usp.br/pir/arquivos/congressos/CBPE2004/Artigos/AN%C1LISE%20DA%20DEMANDA%20DE%20ENERGIA%20EL%C9TRICA.pdf>>. Acesso 08 maio 2016.
- LIMA R. C.; VIEIRA A. A.; CAVALCANTI V. G.; MOTA D. L.; NETO A. S.; **Modelos de Previsão para Dados de Alta Frequência: Um Estudo Comparativo Utilizando os Modelos de Redes Neurais e Arima para o Caso do Preço Futuro do Açúcar**. Sober 47º Congresso Sociedade Brasileira de Economia Administração e Sociologia Rural. Rio Grande do Sul – RS, 2009.
- MARTINS. M. P. S. **Inovação Tecnológica e Eficiência Energética**. 1999. Monografia de Pós-Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro – Instituto de Economia, Rio de Janeiro.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME – **Resenha Energética Brasileira, exercício de 2015**, 2016.
- MENKES, M. **Eficiência Energética, Políticas Públicas e Sustentabilidade**. 2004. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília – Centro de Desenvolvimento Sustentável, Brasília.
- NETO F. A. N.; SERAPHIM. O. J. **Análise Tarifária Utilizando um Sistema Informatizada**. Revista Energ. Agric. Botucatu, Vol. 21, Nº1, p.89-105, 2006.
- OLIVEIRA C. S.; MARQUES J. J. A.; JUNIOR B. F. S.; LINARD F. M. A.; ALMEIDA A. R. **Análise Tarifária Da Universidade Federal do Piauí – Campus Petrônio Portela**. Congresso Técnico Científico de Engenharia e da Agronomia – CONTECC. Fortaleza - CE. 2015.
- RUAS G. I.; BRAGATTO T. A. C.; LAMAR M. V.; AOKI A. R.; ROCCO S. M. **Previsão de Demanda de Energia Elétrica utilizando Redes Neurais Artificiais e Support Vector Regression**. 2014. Disponível em: <http://www.cos.ufrj.br/~ines/enia07_html/pdf/27927.pdf>. Acesso 19 dez 2016.
- SACHS, I. **A Revolução Energética do Século XXI**. Estudos Avançados- IEA-USP. São Paulo, Vol. 21, Nº 59, 2007.
- SILVA M. F.; COSTA F.I.S.; SILVA Y. F. F. C.; VARELLA F. K. O. M.; ANDRADE H. D.; **Análise da Demanda e do Consumo de Energia Elétrica Da Universidade Federal Rural Do Semi-Árido: 2011 E 2012**. Revista Extendere. Vol. 2, Nº 1, jul. a Dez, 2013.

- SILVEIRA, C. A. C.; GUERRA, H. N. **A Crise Energética e o Monitoramento de Reservatórios Hidrelétricos**. XIV Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. Aracaju - SE. 2001.
- SOUZA, A. S.; SOUZA, J. B.; OLIVEIRA, L. C. O.; ESTEVAM, G. P. **Adequação ao Sistema de Tarifação de Consumidores de Energia Elétrica**. Omnia Exatas, Vol.4, Nº.2, p.43-62, 2011.

APÊNDICE A – Código base das Redes Neurais Artificiais

Este anexo faz referência ao código base de uma das RNAs utilizadas neste trabalho, pois as outras são semelhantes. Foram desenvolvidas com o auxílio do software MATLAB versão R2013a instalado no sistema operacional Windows 8 de 32 bits.

```
%%Criação do vetor de demandas para o Campus Marabá Unidade I
clear;clc
x=[249.4 243.6 257.9 228.7 231.9 176.6 157.2 171.5 195.6 180.1 181.8 183.6
171 161.5 158.5 165.4 171 176.2 132.1 143.8 160.7 176.2 186.6 183.1 179.2
185.7 168 179.7 198.3 191.8 212.5];

%%
%Cálculo da autocorrelação dos dados de demanda: o gráfico apresenta
valores %de 0 a 1 onde o primeiro valor é correlação do último dado com ele
mesmo.
%Tabela de autocorrelação:
% 0.9 - 1 - Muito forte
% 0.7 - 0.89 - Forte
% 0.5 - 0.69 - Moderado
% 0.3 - 0.49 - Fraco
% 0 - 0.29 - Muito Fraco

%y=autocorr(x)

%%
%Normalização dos dados - O objetivo é fazer com que todos os dados de
entrada %estejam entre 0 e 1, tornando a rede mais eficiente.

n=2:28; % o primeiro dado (n=1) foi removido pois há uma realimentação na
%rede que pretende-se criar.
% Caso fossem 2 realimentações, então n=3:27, e assim
sucessivamente.
p=[x(n-1)]; %dados de entrada: realimentação. Se é desejado prever x(3),
%então p=x(2), por isso p=[x(n-1)].
t=[x(n)]; %dados que se deseja prever.

a=minmax(p) % cálculo dos maiores e menores valores do vetor p que será
usado %como entrada.

%algoritmo para normalização
for i=1:27
pnorm(1,i)=(p(1,i)-a(1,1))/(a(1,2)-a(1,1));
end

a1=minmax(pnorm) % se a normalização foi realizada corretamente, a1= 1 0

%%
%Criação da rede neural
nn=5;

net=newff(pnorm,t,nn,{'tansig','purelin'},'trainlm');

%net é o nome da rede: pode ser usado qualquer nome válido no MATLAB
```

```

%newff indica uma rede do tipo feedforward backpropagation - o tipo mais
%popular de rede neural. Outros tipos de redes neurais: narxnet, timedelay,
%newsom, etc...

%p é entrada da rede
%t é o "alvo" da rede

%no espaço onde tem "3", é o número de neurônios na camada escondida.
%entre chaves, as funções de ativação da camada escondida e da camada de
%saída. Há três opções: tansig (tangente hiperbólica), purelin (linear) e
%logsig (logaritmo)

%o último termo é o algoritmo de treinamento da rede, no caso, trainlm
%(Levenberg-Marquardt). Existem vários outros como: gradlm, backprop etc...

%%
%Treinamento da rede neural

%divisão dos dados em treinamento, teste e validação. Normalmente o MATLAB
%usa a função dividerand, com divisão aleatória dos dados em 70% para
%treinamento, 15% para validação e 15% para teste. No caso, usaremos a
%função divideind para escolhermos os dados de cada grupo

net.divideFcn = 'divideind';
net.divideParam.trainInd = 1:19;
net.divideParam.valInd = 20:30;
net.divideParam.testInd = 20:30; %dados de teste e validação são os mesmos.

net1=train(net,pnorm,t); %treinamento da rede

prev=sim(net1,pnorm(1:30));
estim(1)=prev(30);

%%
%Simulação da rede

%figure
%b=sim(net2,p(1:23)); %simulação da rede com dados de treinamento, onde as
%estimativas são guardadas na variável b

%plot(t(1:23)) %plotagem das saídas para os dados de treinamento
%hold %função para evitar que o gráfico formado anteriormente seja apagado
%plot(b,'g') %plotagem das estimativas de b

%c=sim(net2,p(24:26));%simulação da rede com dados de teste, onde as
%estimativas são guardadas na variável c
%figure
%plot(t(24:26))%plotagem das saídas para os dados de teste
%hold
%plot(c,'g')%plotagem das estimativas de c

%%
%previsão mês 2

p=[p(1:30) t(30)];
t=[t(1:30) estim(1)];

```

```

a=minmax(p) % cálculo dos maiores e menores valores do vetor p (que será
usado como entrada)

%algoritmo para normalização
for i=1:31
pnorm(1,i)=(p(1,i)-a(1,1))/(a(1,2)-a(1,1));
end

a1=minmax(pnorm) % se a normalização foi realizada corretamente, a1= 1 0

net2=newff(pnorm,t,nn,{'tansig','purelin'},'trainlm');

net2.divideFcn = 'divideind';
net2.divideParam.trainInd = 1:19;
net2.divideParam.valInd = 20:31;
net2.divideParam.testInd = 20:31; %dados de teste e validação são os mesmos

net2=train(net2,pnorm,t); %treinamento da rede

prev=sim(net2,pnorm(1:31));
estim(2)=prev(31);

%%
%previsão mês 3

p=[p(1:31) estim(1)];
t=[t(1:31) estim(2)];

a=minmax(p) % cálculo dos maiores e menores valores do vetor p (que será
usado como entrada)

%algoritmo para normalização
for i=1:32
pnorm(1,i)=(p(1,i)-a(1,1))/(a(1,2)-a(1,1));
end

a1=minmax(pnorm) % se a normalização foi realizada corretamente, a1= 1 0

net3=newff(pnorm,t,nn,{'tansig','purelin'},'trainlm');

net3.divideFcn = 'divideind';
net3.divideParam.trainInd = 1:20;
net3.divideParam.valInd = 21:32;
net3.divideParam.testInd = 21:32; %dados de teste e validação são os mesmos

net3=train(net3,pnorm,t); %treinamento da rede

prev=sim(net3,pnorm(1:32));
estim(3)=prev(32);

%%
%Para os outros meses, foram usados códigos análogos à previsão do mês 2.

```

APÊNDICE B – Tabelas de comparação da modalidade tarifária do grupo A4

Tabela 4.11 – Comparação da tarifação horossazonal azul x verde – mês de outubro de 2015, unidade 1, 2 e 3

Outubro - 2015- Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A)	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada em Fora de Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc- THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	33424	3902	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	25	182	18,16	62,27	16,34	R\$ 13.947,76	R\$ 21.557,29	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 7.609,53
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	47408	4263	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	19	183	18,16	62,27	16,34	R\$ 17.087,73	R\$ 26.049,40	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 8.961,66
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	18486	1527	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	140	10	109	18,16	62,27	16,34	R\$ 7.392,41	R\$ 10.650,22	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 3.257,81
													Total R\$	R\$ 38.427,91	R\$ 58.256,92	Economia %	34,04%	R\$ 19.829,00

Fonte – autor -2016

Tabela 4.12 – Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de novembro de 2015, unidade 1, 2 e 3

Novembro - 2015 - Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A)	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada Fora de Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc- THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	36971	4806	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	25	182	18,16	62,27	16,34	R\$ 15.117,70	R\$ 24.375,42	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 9.257,72
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	59151	5041	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	19	183	18,16	62,27	16,34	R\$ 20.557,23	R\$ 30.802,79	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 10.245,57
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	21350	1886	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	140	10	109	18,16	62,27	16,34	R\$ 8.346,96	R\$ 12.159,26	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 3.812,29
													Total R\$	R\$ 44.021,89	R\$ 67.337,47	Economia %	34,62%	R\$ 23.315,58

Fonte – autor -2016

Tabela 4.13 – Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de dezembro de 2015, unidade 1, 2 e 3

Dezembro - 2015 - Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc-THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	41089	6509	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	25	182	18,163	62,27	16,34	R\$ 16.703,49	R\$ 28.997,46	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 12.293,97
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	61277	5871	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	250	19	183	18,163	62,27	16,34	R\$ 20.991,43	R\$ 33.087,34	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 12.095,91
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	24676	1978	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	140	10	109	18,163	62,27	16,34	R\$ 9.041,86	R\$ 13.240,36	THVc>THAc	Horossazonal Azul	R\$ 4.198,50
													Total R\$	R\$ 46.736,78	R\$ 75.325,16	Economia %	37,95%	R\$ 28.588,38

Fonte – autor -2016

Tabela 4.14 – Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de janeiro de 2016, unidade 1, 2 e 3

Janeiro - 2016 - Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A)	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada Fora de Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc- THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	25104	3234	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	25	182	18,163	62,27	16,34	R\$ 11.709,22	R\$ 17.040,03	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 5.330,81
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	33296	4054	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	19	183	18,163	62,27	16,34	R\$ 13.612,55	R\$ 20.928,94	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 7.316,39
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	14999	1249	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	120	10	109	18,163	62,27	16,34	R\$ 6.454,90	R\$ 8.778,41	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 2.323,51
													Total R\$	R\$ 31.776,67	R\$ 46.747,38	Economia %	32,02%	R\$ 14.970,70

Fonte – autor -2016

Tabela 4.15 – Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de fevereiro de 2016, unidade 1, 2 e 3

Fevereiro - 2016 - Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A)	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada Fora de Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc- THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	33903	5153	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	25	182	18,163	62,27	16,34	R\$ 14.498,82	R\$ 23.489,53	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 8.990,71
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	44785	5631	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	19	183	18,163	62,27	16,34	R\$ 16.931,63	R\$ 27.301,57	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 10.369,95
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	19011	2136	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	140	10	109	18,163	62,27	16,34	R\$ 7.731,03	R\$ 11.667,81	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 3.936,78
												Total R\$	R\$ 39.161,47	R\$ 62.458,91	Economia %	37,30%		R\$ 23.297,44

Fonte – autor -2016

Tabela 4.16 – Comparação tarifação horossazonal azul x verde – mês de março de 2016, unidade 1, 2 e 3

Março - 2016 - Grupo A4																		
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta	Energia Consumida - kWh - Ponta	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Verde	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Verde (A) -	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Azul (A)	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Azul (A) -	Demand a Contratada - Ponta e fora de ponta - Verde	Demand a Contratada - Ponta Azul - DCEP - kW	Demand a Contratada - Fora de Ponta - Azul - DCEF	Valor da Demand a Contratada em Ponta e Fora de Ponta - Verde	Valor da Demand a Contratada em Ponta - Azul	Valor da Demand a Contratada Fora de Ponta - Azul	Conta na Modalidade Tarifária (A) Azul - sem os tributos- THAc	Conta na Modalidade Tarifária Verde (V)- sem os tributos - THVc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THVc- THAc; Economia com mudança de Tarifação
Marabá - Unidade 1/26468	Verde	32496	4498	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	25	182	18,163	62,27	16,34	R\$ 13.931,53	R\$ 21.759,19	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 7.827,66
Marabá - Unidade 2/492483 5	Verde	47523	4818	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	200	19	183	18,163	62,27	16,34	R\$ 17.308,70	R\$ 26.355,17	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 9.046,48
Marabá - Unidade 3/105209 193	Verde	18895	1762	0,26789	2,06628	0,2411	0,34817	140	10	109	18,163	62,27	16,34	R\$ 7.572,85	R\$ 10.863,95	THVc>T HAc	Horossazonal Azul	R\$ 3.291,10
													Total R\$	R\$ 38.813,08	R\$ 58.978,31	Economia %	34,19%	R\$ 20.165,24

Fonte – autor -2016

APÊNDICE C – Tabelas de comparação da modalidade tarifária do grupo B3

Tabela 4.18 – Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de outubro de 2015, unidades do grupo B3

Outubro - 2015 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidad e Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida - kWh - intermediária - ECic	Energia Consumida - kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencional - VE	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediária - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalidade Convencional (C) - sem os Tributos - THCc	Conta na Modalidade Branca (Br) - sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THCc-THBc; Não haverá Economia com mudança de Tarifação
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencional	1577	1248,46	131,41	197,13	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 828,54	R\$ 881,01	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 52,47
Xinguara-PA/19381501	Convencional	3063	2424,89	255,24	382,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.609,27	R\$ 1.711,19	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 101,92
São Felix do Xingu/107220984	Convencional	1807	1430,55	150,58	225,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 949,38	R\$ 1.009,51	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 60,13
Santana do Araguaia/15743905	Convencional	2009	1590,47	167,41	251,13	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.055,51	R\$ 1.122,36	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 66,85
Santana do Araguaia/50819620	Convencional	50	39,58	4,17	6,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 26,27	R\$ 27,93	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 1,66
										R\$ 4.468,97	R\$ 4.751,99			

Fonte – autor -2016

Tabela 4.19 – Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de novembro de 2015, unidades do grupo B3

Novembro - 2015 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida - kWh - intermediária - ECic	Energia Consumida - kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencional - VE	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediária - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalidade Convencional (C) - sem os Tributos - THCc	Conta na Modalidade Branca (Br) - sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarificação	Diferença entre THCc-THBc; Não haverá Economia com mudança de Tarifação
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencional	2228	1763,84	185,66	278,5	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.170,57	R\$ 1.244,70	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 74,13
Xinguara-PA/19381501	Convencional	4148	3283,85	345,65	518,5	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 2.179,32	R\$ 2.317,34	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 138,02
São Felix do Xingu/107220984	Convencional	1895	1500,21	157,91	236,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 995,61	R\$ 1.058,67	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 63,05
Santana do Araguaia/15743905	Convencional	2405	1903,97	200,41	300,63	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.263,56	R\$ 1.343,59	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 80,02
Santana do Araguaia/50819620	Convencional	50	39,58	4,17	6,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 26,27	R\$ 27,93	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 1,66
										R\$ 5.635,33	R\$ 5.992,23			

Tabela 4.20– Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de dezembro de 2015, unidades do grupo B3

Dezembro - 2015 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida - kWh - intermediária - ECic	Energia Consumida - kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencional - VE	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediária - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalidade Convencional (C) - sem os Tributos - THCc	Conta na Modalidade Branca (Br) - sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Diferença entre THCc-THBc; Não haverá Economia com mudança de Tarifação
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencional	2058	1629,26	171,49	257,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.081,25	R\$ 1.149,73	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 68,48
Xinguara-PA/19381501	Convencional	5164	4088,18	430,32	645,5	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 2.713,11	R\$ 2.884,94	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 171,82
São Felix do Xingu/107220984	Convencional	2510	1987,09	209,16	313,75	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.318,73	R\$ 1.402,25	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 83,52
Santana do Araguaia/15743905	Convencional	4012	3176,18	334,32	501,5	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 2.107,86	R\$ 2.241,36	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 133,49
Santana do Araguaia/50819620	Convencional	50	39,58	4,17	6,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 26,27	R\$ 27,93	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 1,66
										R\$ 7.247,23	R\$ 7.706,21			-R\$ 458,98

Fonte – autor -2016

Tabela 4.21 – Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de janeiro de 2016, unidades do grupo B3

Janeiro - 2016 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida - kWh - intermediária - ECIC	Energia Consumida - kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencional - VE	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediária - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalidade Convencional (C) - sem os Tributos - THCc	Conta na Modalidade Branca (Br) - sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarificação	Diferença entre THCc-THBc; Não haverá Economia com mudança de Tarifação
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencional	1938	1534,26	161,49	242,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.018,21	R\$ 1.082,69	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 64,48
Xinguara-PA/19381501	Convencional	3842	3041,60	320,15	480,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 2.018,55	R\$ 2.146,39	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 127,84
São Felix do Xingu/107220984	Convencional	2223	1759,88	185,24	277,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.167,94	R\$ 1.241,91	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 73,97
Santana do Araguaia/15743905	Convencional	2799	2215,88	233,24	349,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.470,57	R\$ 1.563,70	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 93,13
Santana do Araguaia/50819620	Convencional	50	39,58	4,17	6,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 26,27	R\$ 27,93	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 1,66
										R\$ 5.701,53	R\$ 6.062,62			-R\$ 361,09

Fonte – autor -2016

Tabela 4.22 – Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de fevereiro de 2016, unidades do grupo B3

Fevereiro - 2016 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidad e Tarifária Atual	Energia Consumid a -kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumid a -kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida -kWh - intermediár ia - ECIC	Energia Consumid a -kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencion al - VE	Valor da energia Consumid a - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediár ia - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumid a - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalida de Convencia l (C) - sem - os Tributos - THCc	Conta na Modalida de Branca (Br) -sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarifação	Difere nça entre THCc- THBc; Não haverá Econo mia com muda nça de Tarifa ção
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencion al	1736	1374,34	144,66	217	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 912,08	R\$ 969,84	THCc<TH Bc	Convencional	-R\$ 57,76
Xinguara- PA/19381501	Convencion al	3343	2646,55	278,57	417,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.756,38	R\$ 1.867,61	THCc<TH Bc	Convencional	-R\$ 111,23
São Felix do Xingu/107220984	Convencion al	1872	1482,01	155,99	234	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 983,53	R\$ 1.045,82	THCc<TH Bc	Convencional	-R\$ 62,29
Santana do Araguaia/15743905	Convencion al	2439	1930,88	203,24	304,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.281,43	R\$ 1.362,58	THCc<TH Bc	Convencional	-R\$ 81,15
Santana do Araguaia/50819620	Convencion al	50	39,58	4,17	6,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 26,27	R\$ 27,93	THCc<TH Bc	Convencional	-R\$ 1,66
										R\$ 4.959,68	R\$ 5.273,78			
</														

Tabela 4.23 – Comparação modalidade tarifária convencional x branca – mês de março de 2016, unidades do grupo B3

Março-2016 - Grupo B3														
Campus/ UC	Modalidade Tarifária Atual	Energia Consumida - kWh - em qualquer horário - ECc	Energia Consumida - kWh - Fora de ponta - ECFc	Energia Consumida - kWh - intermediária - ECIC	Energia Consumida - kWh - Ponta - ECPc	Valor da energia Consumida em qualquer horário - R\$/kWh Convencional - VE	Valor da energia Consumida - Fora de Ponta - R\$/kWh - Branca - VEF	Valor da energia Consumida - Intermediária - R\$/kWh - Branca - VEI	Valor da energia Consumida - Ponta - R\$/kWh - Branca - VEP	Conta na Modalidade e Convencional (C) - sem os Tributos - THCc	Conta na Modalidade e Branca (Br) -sem os Tributos - THBc	Análise das Definições	Indicação da Melhor Tarificação	Diferença entre THCc-THBc; Não haverá a economia com mudança de Tarificação
Almoxarifado Campus de Marabá/5008956	Convencional	1623	1284,88	135,24	202,88	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 852,71	R\$ 906,71	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 54,00
Xinguara-PA/19381501	Convencional	2925	2315,63	243,74	365,63	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.536,77	R\$ 1.634,09	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 97,33
São Felix do Xingu/107220984	Convencional	1403	1110,71	116,91	175,38	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 737,12	R\$ 783,81	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 46,68
Santana do Araguaia/15743905	Convencional	2112	1672,01	175,99	264	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 1.109,62	R\$ 1.179,90	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 70,27
Santana do Araguaia/50819620	Convencional	114	90,25	9,50	14,25	0,52539	0,4475	0,7364	1,14423	R\$ 59,89	R\$ 63,69	THCc<THBc	Convencional	-R\$ 3,79
										R\$ 4.296,11	R\$ 4.568,19			-R\$ 272,08

Fonte – autor -2016