

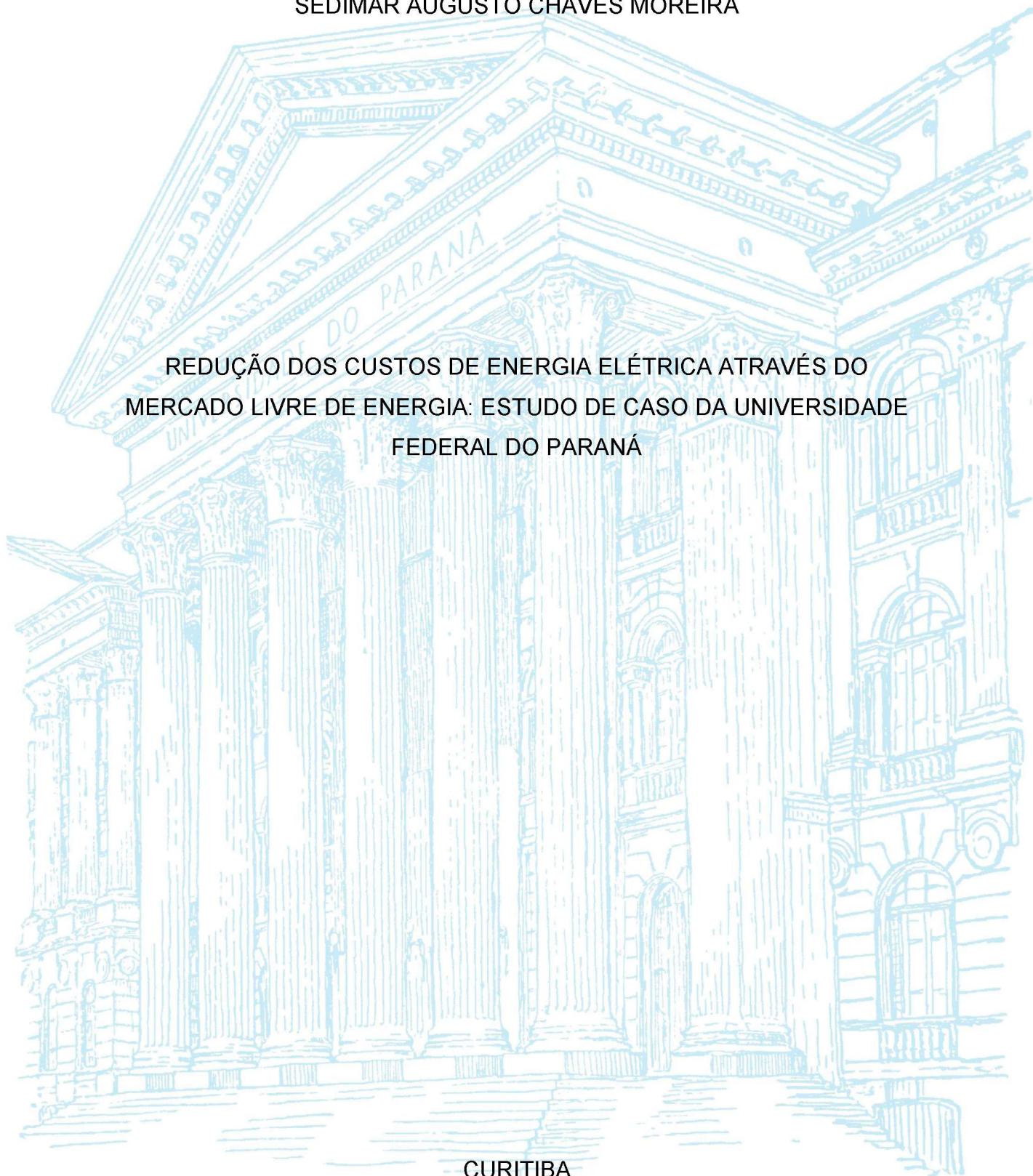
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

SEDIMAR AUGUSTO CHAVES MOREIRA

REDUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DO
MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO PARANÁ

CURITIBA

2021



SEDIMAR AUGUSTO CHAVES MOREIRA

REDUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DO
MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO PARANÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Orientadora: Prof. Dra. Dayane Rocha de Pauli

CURITIBA

2021

TERMO DE APROVAÇÃO

SEDIMAR AUGUSTO CHAVES MOREIRA

REDUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DO MERCADO LIVRE DE ENERGIA: ESTUDO DE CASO DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Graduação em Ciências Econômicas, Setor de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Ciências Econômicas.

Prof^a. Dra. Dayane Rocha de Pauli
Orientador(a) – Departamento de Economia, UFPR

Prof(a). Dr. Wellington da Silva Pereira
Departamento de Economia, UFPR

Prof(a). Dr. Adalto Acir Althaus Junior
Departamento de Economia, UFPR

Curitiba, 24 de março de 2021.

Dedico esse trabalho à minha família pelo indelével apoio; aos professores que tive durante a vida; aos aspirantes e aos experientes profissionais da área de energia e a qualquer entusiasta sobre o assunto.

AGRADECIMENTOS

Como disse um amigo em sua seção de agradecimentos: podia agradecer muito mais, mas pelo cansaço na elaboração do trabalho, reservo-me o direito de ser breve. Agradeço aos meus pais, Sebastião e Dirce, por sempre me proporcionarem o necessário para a busca do conhecimento, aos meus irmãos por todo o apoio durante toda a vida, em especial ao meu irmão Séderson pelo incentivo à apreciação da boa música, fundamental nas noites de trabalho. Agradecimento importante também aos meus sobrinhos, por me lembrarem constantemente da alegria de ser criança e também aos amigos por me lembrarem constantemente da alegria de ser adulto. À empresa onde trabalho, Tradener, por ter me ensinado tudo o que apliquei nesse trabalho e pela oportunidade de desenvolvê-lo juntamente a profissionais tão experientes. Agradeço também ao amigo e colega de profissão Nicolás Suhadolnik pelo empréstimo de tantos livros, aos colegas de curso pelas discussões e aos colegas de vida pelos devaneios necessários durante o curso. Não poderia deixar de agradecer à Universidade Federal do Paraná pela formação que tive e à Superintendência de Infraestrutura da universidade, que me atendeu muito bem no decorrer da pesquisa. Espero um dia contribuir para a melhoria dessa instituição que tanto faz por tanta gente. Por fim, devo dizer que todo esse trabalho foi escrito na companhia da minha noiva Andressa Tres e muitas ideias são devidas a ela, sendo uma seção de agradecimento pouco pela ajuda. A ela agradeço pelo ensino, empenho, incentivo, empréstimo livros, devaneios...e muito mais.

Vivo sonhando. Quando canso, durmo.
(Felipe Comédia, 2014)

RESUMO

O foco desse trabalho é avaliar a viabilidade do Ambiente de Contratação Livre para cinco *campi* selecionados da Universidade Federal do Paraná: Agrárias, Centro Politécnico, Sociais Aplicadas, Palotina e Reitoria. Os *campi* citados consomem energia para o exercício de suas atividades, o que naturalmente incorre em um custo para a universidade. Por isso busca-se nesse trabalho estudar uma possível alternativa para a diminuição desse gasto com energia. Através da comparação da estimativa de custos no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre é possível descobrir aquele de menor custo e assim avaliar a viabilidade do ambiente livre. Porém, para analisar esse diferencial de custos, a monografia primeiro apresenta conceitos relevantes sobre o diferencial do Ambiente de Contratação Livre e o Regulado, esclarecendo conceitos técnicos de eletricidade, aspectos regulatórios do setor e alguns conceitos comerciais. Além disso, para ambientar o leitor, é realizada uma contextualização do setor elétrico brasileiro, abordando seu histórico e funcionamento básico, direcionando a informações sobre o que é e como surgiu o Ambiente de Contratação Livre no Brasil. Por fim, o estudo de caso é realizado, considerando diferenciais de custos em diferentes bandeiras tarifárias, e, dessa forma, avançando metodologicamente em relação à literatura empírica existente. Os resultados apontam para a viabilidade da adoção do mercado livre de energia considerando os cinco *campi* da UFPR.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia, Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulado, Análise de Viabilidade, Energia Elétrica, Universidade Federal do Paraná.

ABSTRACT

The main objective of this work is to evaluate the Free Contracting Environment viability for five selected campuses of the Federal University of Paraná: Agrarias, Centro Politecnico, Sociais Aplicadas, Palotina and Reitoria. The aforementioned campuses consume energy to carry out their activities and naturally implies a cost to the university. Therefore, this work seeks to study an alternative to reduce this energy expenditure. By comparing the estimated cost in the Regulated Contracting Environment and the Free Contracting Environment, it is possible to discover the one with the lowest cost and thus evaluate the viability of the free environment. However, to analyze this cost differential, the work first presents relevant concepts about the difference between the Free and Regulated Contracting Environment, clarifying technical concepts of electricity, regulatory aspects of the sector and some commercial concepts. In addition, in order to tune on the reader, a contextualization of the Brazilian electric sector is carried out, addressing its history and basic operation, guiding to informations about what the Free Contracting Environment in Brazil was and how it emerged. Finally, the case study is carried out, considering cost differentials in different tariff systems, and, thus, advancing methodologically in relation to the existing literature. The results pointed to the feasibility of adopting the Free Contracting Environment to reduce the expenditures.

Keywords: Energy Free Market, Free Contracting Environment, Regulated Contracting Environment, Viability Analysis, Federal University of Paraná.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - SUBMERCADOS DE ENERGIA EM 2020	21
FIGURA 2 - MAPA DO SIN EM 2015.....	22
FIGURA 3 - CONTRATAÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO ACL	31
FIGURA 4 - ETAPAS DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO AO ACL	32
FIGURA 5 - FATURA RESIDENCIAL COM TARIFA MONÔMIA COPEL	41
FIGURA 6 - FATURA COMERCIAL COM TARIFA MONÔMIA – COSERN	42
FIGURA 7 - FATURA DE ALTA TENSÃO COM TARIFA BINÔMIA.....	44
FIGURA 8 - FATURA CAMPUS AGRÁRIAS.....	52
FIGURA 9 - FATURA CAMPUS CENTRO POLITÉCNICO.....	52
FIGURA 10 - FATURA CAMPUS SOCIAIS APLICADAS.....	53
FIGURA 11 - FATURA CAMPUS REITORIA	53
FIGURA 12 - FATURA CAMPUS PALOTINA	54

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - EVOLUÇÃO ANUAL DO NÚMERO DE AGENTES	30
GRÁFICO 2 - CONSUMO DA UFPR EM HORÁRIO DE PONTA	55
GRÁFICO 3 - CONSUMO DA UFPR EM HORÁRIO FORA DE PONTA	57
GRÁFICO 4 - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA DA UFPR	58
GRÁFICO 5 - REDUÇÃO DE CUSTOS MENSAIS TOTAIS ACR X ACL	66

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - ATRIBUIÇÃO DO FORNECEDOR E DA DISTRIBUIDORA.....	24
QUADRO 2 - ENCARGOS SETORIAIS DA TARIFA DE ENERGIA	37
QUADRO 3 - IMPOSTOS DA TARIFA DE ENERGIA	37
QUADRO 4 - TARIFA FINAL DE ENERGIA COM E SEM IMPOSTOS	39
QUADRO 5 - HISTÓRICO DE ACIONAMENTO DE BANDEIRAS EM 2019 ...	40

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - EXPANSÃO ANUAL DO NÚMERO DE AGENTES (2010-2019) .	29
TABELA 2 - PARTICIPAÇÃO E EVOLUÇÃO DE AGENTES NA CCEE.....	30
TABELA 3 - SUBGRUPOS DO GRUPO A.....	33
TABELA 4 - SUBGRUPOS DO GRUPO B.....	34
TABELA 5 - COMPOSIÇÃO MÉDIA DA TARIFA FINAL DE ENERGIA.....	38
TABELA 6 - TARIFAS DO SUBGRUPO A4 PARA THS AZUL E THS VERDE	46
TABELA 7 - INCIDÊNCIA DO DESCONTO DA ENERGIA INCENTIVADA	49
TABELA 8 - CONSUMO DA UFPR EM HORÁRIO DE PONTA.....	55
TABELA 9 - CONSUMO DA UFPR EM HORÁRIO FORA DE PONTA.....	56
TABELA 10 - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA DA UFPR (MWh) - 2019.....	57
TABELA 11 - DEMANDAS CONTRATADAS DA UFPR (kW) - 2019.....	58
TABELA 12 – MÉDIA MENSAL DOS PRODUTOS FATURÁVEIS DA UFPR..	59
TABELA 13 - TARIFAS SEM IMPOSTOS APLICÁVEIS À UFPR.....	59
TABELA 14 - TARIFAS COM IMPOSTOS APLICÁVEIS À UFPR	60
TABELA 15 - CUSTO ESTIMADO NO ACR – BANDEIRA VERDE.....	60
TABELA 16 - CUSTO ESTIMADO NO ACR – AMARELA E VERMELHA	61
TABELA 17 - CUSTOS MENSAIS EXTRAS ESTIMADOS NO ACL.....	61
TABELA 18 - PREVISÃO DE INVESTIMENTOS PARA ADESÃO AO ACL	62
TABELA 19 - PREÇOS DE MERCADO PARA ENERGIA I5 - 2020	63
TABELA 20 - TARIFAS FINAIS DE APLICAÇÃO E PREÇO NO ACL	63
TABELA 21 - ESTIMATIVA DE GASTOS MENSAIS COM ENERGIA ACL.....	64
TABELA 22 - ESTIMATIVA DE GASTOS TOTAIS DA UFPR NO ACL.....	64
TABELA 23 - COMPARATIVO DE CUSTOS MENSAIS TOTAIS	66

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulado
ANA - Agência Nacional de Águas
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP - Agência Nacional do Petróleo
BT - Baixa Tensão
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL - Companhia Paranaense de Energia Elétrica
COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CMO - Custo Marginal da Operação
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
MAE - Mercado Atacadista de Energia
MME - Ministério de Minas e Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PIB - Produto Interno Bruto
PIE - Produtor Independente de Energia
PIS - Programa de Integração Social
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PND - Programa Nacional de Desestatização
PND - Plano Nacional de Desenvolvimento
RE-SEB - Reestruturação do Setor Elétrico
SEB - Setor Elétrico Brasileiro
SIN – Sistema Interligado Nacional
THS - Tarifa Hora Sazonal
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFPR - Universidade Federal Do Paraná

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
2 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE NO BRASIL	17
2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	17
2.2 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	20
2.3 DIFERENCIAÇÃO DOS AMBIENTES LIVRE E REGULADO	23
2.4 HISTÓRICO DO ACL	24
2.5 OS AGENTES DO ACL E SEUS NÚMEROS	27
2.6 ETAPAS PARA A MIGRAÇÃO AO ACL.....	32
2.7 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA	33
3 MODELOS TARIFÁRIOS	35
3.1 POR DENTRO DA CONTA DE ENERGIA	35
3.1.1 OS CUSTOS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	36
3.1.2 ENCARGOS SETORIAIS E IMPOSTOS.....	36
3.1.3 AS BANDEIRAS TARIFÁRIAS	39
3.2 BAIXA TENSÃO: A TARIFA MONÔMIA.....	41
3.3 ALTA TENSÃO: A TARIFA BINÔMIA.....	43
3.3.1 ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO	44
3.4 CONSUMIDORES LIVRES	47
3.4.1 CONSUMIDORES ESPECIAIS E LIVRES E ENERGIAS INCENTIVADA E CONVENCIONAL	48
4 ESTUDO DE CASO DA UFPR	51
4.1 FATURAS AVALIADAS.....	52
4.2 CONSUMOS E DEMANDAS.....	54
4.3 ESTIMATIVA DE DESPESAS COM ENERGIA NO ACR.....	59
4.4 INVESTIMENTOS E DESPESAS EXTRAS NO ACL.....	61
4.5 ESTIMATIVA DE DESPESAS COM ENERGIA NO ACL	62
4.6 COMPARATIVO DE CUSTOS NO ACL E NO ACR.....	65
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	69
REFERÊNCIAS	71
APÊNDICE 1 – CONCEITOS FREQUENTES DO SETOR ELÉTRICO	76

1 INTRODUÇÃO

A indústria de energia é uma das mais importantes e complexas dentro de toda economia, tanto na esfera macroeconômica como na esfera microeconômica. Qualquer país que anseie se desenvolver deve contar com uma indústria energética consolidada para mover seus setores produtivos e proporcionar a seus cidadãos o acesso à energia. Além disso, qualquer empresa que busque sucesso financeiro e consuma energia, independentemente de seu mercado de atuação, deverá saber como administrar os gastos provenientes da utilização da energia em suas cadeias produtivas.

Nesse sentido, esse trabalho tem como objetivos específicos explicar os fundamentos do sistema elétrico brasileiro e seus diversos participantes, bem como a maneira como os diferentes consumidores são classificados e tarifados. Além disso, busca-se estudar a conta de energia com suas nuances e demonstrar os principais produtos faturáveis nas contas de energia dos consumidores. Também se tem como objetivo específico demonstrar o funcionamento dos diferentes ambientes de contratação de energia e detalhar as características dos tipos de consumidores de energia elétrica no Brasil. Ainda, o texto aborda os pormenores dos componentes da tarifa de energia elétrica, seus encargos e impostos, tendo como objetivo específico dessa seção demonstrar em que proporção cada um desses atributos compõem a tarifa final de energia elétrica. Por fim, e como objetivo principal, é realizado a estimativa de custo com energia no ACR e no ACL para, assim, comparar os dois ambientes e verificar qual deles é aquele menos custoso para então analisar a viabilidade de migração da Universidade Federal do Paraná (UFPR) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia.

Atualmente todos os *campi* da UFPR contratam energia no ambiente regulado (ACR), ou cativo, e a migração ao ambiente livre será analisada considerando os *campi*: Agrárias, Centro Politécnico, Sociais Aplicadas, Palotina e Reitoria, escolhidos por representarem aproximadamente 70% das despesas com energia de toda a UFPR. Nesse ponto esse estudo de caso se mostra de grande importância, pois apresentando solução menos custosa para o consumo de energia da UFPR, essa solução poderá ser analisada e implantada pelos tomadores de decisão da universidade para que haja uma redução real do custo com energia. Dessa forma, o dispêndio financeiro que poderá ser reduzido com a adoção da solução apresentada

aqui poderá ser destinado para outras áreas da universidade, tornando mais eficiente o uso dos recursos públicos destinados à UFPR. É importante evidenciar que, muito embora o autor desse trabalho seja profissional da área de estudo, essa monografia não tem quaisquer fins comerciais, apenas aqueles destacados anteriormente. Não tendo, portanto, caráter de orçamento ou análise comercial, ou mesmo proposta.

A metodologia aplicada corresponde à comparação entre o custo do consumo de energia no ambiente cativo e no ambiente livre. Para o cálculo do custo do consumo no ACR o consumo histórico de 12 meses foi utilizado para encontrar uma média mensal, que foi projetada para os anos seguintes e valorada às tarifas de energia vigentes da distribuidora COPEL. Além do consumo, as demandas contratadas de cada campus foram também valoradas às tarifas de demanda vigentes. Analogamente, a previsão de custo no ACL também foi estimada utilizando-se a mesma média de consumo, porém valorada aos preços de energia vigentes no ACL, enquanto que as demandas contratadas foram valoradas às tarifas vigentes da distribuidora COPEL, considerando o desconto de consumidor especial, explicado em seção específica. Alguns detalhes foram levados em conta e enriquecem a análise, deixando-a mais fiel à realidade, como a separação do consumo entre horários de ponta e fora de ponta, com custos diferentes no ACR, a incidência dos impostos ICMS, PIS e COFINS nas tarifas de energia e a incidência do sistema de bandeiras tarifárias no ACR. Os dados de consumo, que são as informações utilizadas para basear a decisão de migração, foram disponibilizados pela Superintendência de Infraestrutura da UFPR através da divulgação das faturas de cada um dos *campi*.

Com isso espera-se que o leitor possa ter ferramentas de análise para entender principalmente as diferenças dos ambientes de contratação e poder avaliar a viabilidade do ACL, não somente para a UFPR, mas para quaisquer outros consumidores de energia.

2 O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE NO BRASIL

Sabendo que existem no setor elétrico do Brasil duas formas de contratação de energia, nas seções a seguir serão apresentados alguns conceitos importantes, o histórico do setor, e serão abordadas as principais características dos ambientes de contratação, dando ênfase à caracterização e contextualização do ambiente livre. Sequencialmente o Sistema Interligado Nacional é introduzido e explicado resumidamente, demonstrando de que forma os agentes que participam do setor elétrico são ligados. A diferenciação básica entre os ambientes regulado e livre são apresentados na seção seguinte e os números que materializam o ACL são demonstrados de acordo com as figuras dos agentes ligados à CCEE. Alguns conceitos técnicos muito presentes nesse trabalho podem ser consultados no Apêndice 1.

2.1 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A eletricidade foi introduzida no Brasil em 1879, quando seis lâmpadas elétricas, acionadas por dínamos, substituíram os 46 lampiões de gás da Estação Central do Brasil, no Rio de Janeiro. Em 1883 surgiu a primeira hidrelétrica no ribeirão do inferno, afluente do rio Jequitinhonha em Diamantina para movimentar duas bombas de desmonte hidráulico. É o primeiro registro de aproveitamento hidráulico no Brasil, pensado para aumentar a eficiência das tarefas da mineração. Anos depois, em 1889, é construída em Juiz de Fora a primeira usina hidrelétrica brasileira com a finalidade de serviço público (PAIXÃO, 2000).

A Usina Marmelos, no rio Paraibuna, tinha a potência instalada de 0,25 MW e serviria para fornecer eletricidade à iluminação pública da cidade, antes alimentada por gás. A potência da usina é pequena quando comparada a uma Itaipu, com seus 14.000 MW, mas era suficiente para entusiasmar os juiz-foranos da época e transformar, nas palavras dos mesmos, a cidade na “Manchester Brasileira”, numa alusão à cidade polo da Revolução Industrial. A partir dos anos 1890 a energia elétrica passa a ser explorada também com objetivos industriais, pois pequenas indústrias se instalam próximo a quedas d’água para assim aproveitar o potencial hidráulico e fornecer energia para suas máquinas (PAIXÃO, 2000).

O desenvolvimento elétrico nos primeiros anos do século XX no Brasil foi modesto. Com uma economia sustentada pelas exportações agrícolas o país não enxergava uma congruência entre aumento da eficiência na atividade e energia elétrica, o que começou a mudar sutilmente nos anos da primeira guerra. Os países beligerantes aumentaram a demanda por matéria prima e fomentou-se o desenvolvimento da capacidade de geração para aliar o uso da energia elétrica à preparação de mais matéria prima para exportação. Nesse período, também a importação de bens de capital foi prejudicada, o que exigiu o desenvolvimento industrial. O surgimento de novos serviços públicos, especialmente o de iluminação, empurravam o desenvolvimento do setor elétrico no Brasil (LIMA, 1995), e a energia elétrica foi tomando cada vez mais protagonismo como combustível.

Com a entrada de grupos estrangeiros no setor, especialmente a canadense Light e a norte americana Amforp, a eletricidade foi se espalhando ao longo de cidades fora do eixo Rio-São Paulo-Minas Gerais, o que aumentou a necessidade de intervenção estatal, especialmente no âmbito regulatório. Em 1934 foi promulgado o Código de Águas, que dentre outras regulamentações trouxe a nacionalização dos serviços de eletricidade.

Já no início dos anos 50, em sua posse, Getúlio Vargas deixou claro ao congresso que sua política energética privilegiaria a eletricidade, o petróleo e o carvão mineral, deixando de lado a “civilização da lenha”. A mensagem defendia a intensa participação do Estado no setor energético e o impulso à construção de centrais geradoras. Em 1961 foi criado o MME (Ministério de Minas e Energia) e em 1962 a Eletrobrás. Nos primeiros anos do governo militar, o setor elétrico passou a ficar praticamente somente nas mãos do Estado, com a estatização dos grupos Light e Amforp. As maiores obras do setor foram construídas entre os anos 70 e 80, bem como o surgimento de grandes distribuidoras, inclusive a paranaense Copel (GOMES, 2002).

Os anos 80 e o início dos anos 90 foram marcados por dois grandes blecautes de energia nas regiões Sul e Sudeste, o que levou ao conhecimento popular a deterioração do setor, com mais de vinte grandes obras paralisadas (PAIXÃO, 2000).

Com a promulgação da Lei 8.631/93 (BRASIL, 1993) em 04 de março daquele ano as mudanças começaram com o Art. 1º:

Os níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais serão propostos pelo concessionário, ao Poder Concedente, que os homologará, observado o disposto nesta Lei (BRASIL, 1993, não p).

O que, em outras palavras, extinguiu o regime de remuneração garantida, fixando os níveis das tarifas para os serviços públicos de energia elétrica. Dois anos depois, em 1995, a figura do produtor independente de energia era criada pela Lei 9.074/95 (BRASIL, 1995), marco inicial do ACL. No ano seguinte iniciou-se uma grande reformulação burocrática pelo projeto que ficou conhecido pela sigla RE-SEB (Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), culminando em conclusões importantes sobre a necessidade do setor à época, detalhadas em seção posterior. Também no ano de 1996 foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e anos mais tarde aconteceram outras importantes criações como o ONS (Operador Nacional do Sistema), órgão responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN) (BRASIL, 1998) e o MAE (Mercado Atacadista de Energia) em 1998 (BRASIL 2002), sendo esse sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em 2004 (BRASIL, 2004a).

Na crise energética que culminou com o racionamento de energia em 2001 a fragilidade do setor elétrico ficou exposta, inclusive atribuindo-se o apagão daquele ano à falta de planejamento e monitoramento centralizado. As Leis nº. 10.848/04 (BRASIL, 2004a), e nº. 10.847/04 (BRASIL, 2004b) e o Decreto nº. 5.163/04 (BRASIL, 2004c) criaram as novas bases do atual modelo elétrico. Foram determinados os dois ambientes nos quais seriam realizadas a comercialização de energia: o ACR e o ACL. Outras providências importantes foram a promoção da segurança energética, ainda abalada pelo apagão e posterior racionamento de 2001, a modicidade tarifária e a promoção do acesso à eletricidade por todas as classes sociais.

Todas as dificuldades e aprendizados ocorridos durante os anos anteriores serviram para dar forma ao novo modelo do setor elétrico, cujo marco é o ano de 2004. No novo modelo o ONS teve sua autonomia ampliada, continuando responsável pela coordenação e operação do SIN. A CCEE administra os contratos de energia no ACR e no ACL com base nas determinações da ANEEL. O MME concentra as decisões políticas setoriais e é apoiado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) e pelos

comitês de monitoramento e de políticas (CMSE e CNPE), que avaliam a segurança de suprimento do sistema propondo medidas, se necessário.

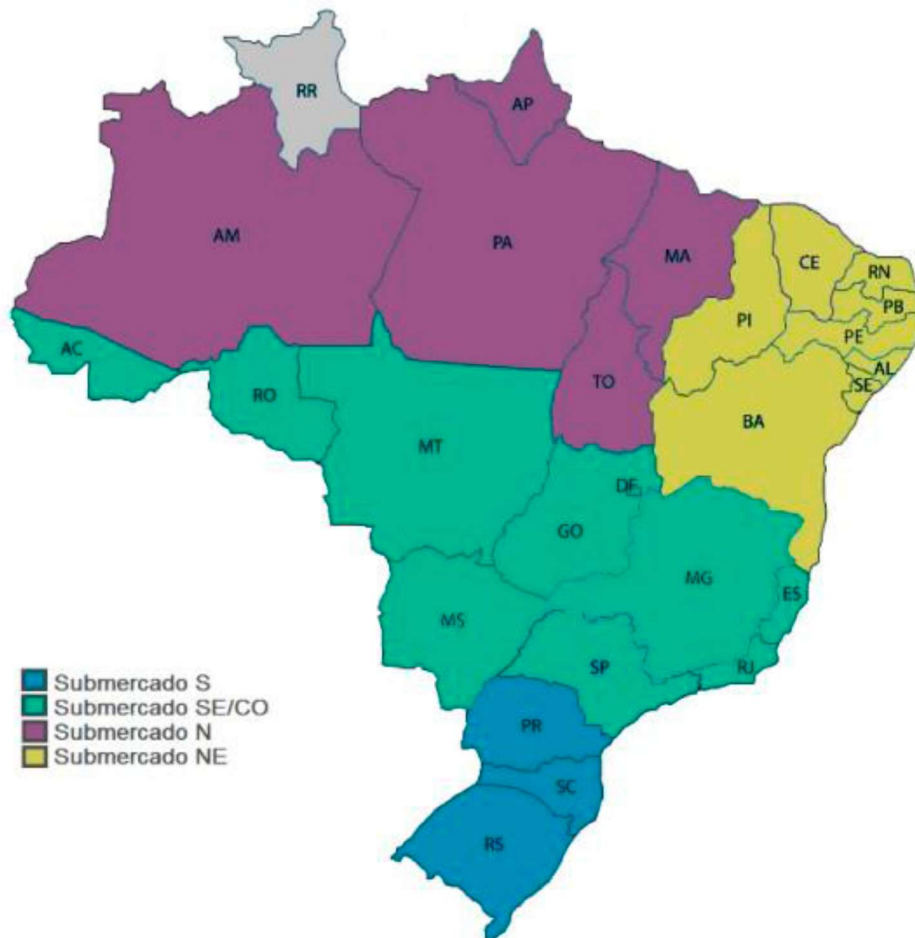
2.2 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Sistema Interligado Nacional é um sistema hidrotérmico de grande porte para produção e transmissão de energia elétrica, cuja operação envolve modelos complexos de simulações que estão sob coordenação e controle do ONS, que, por sua vez, é fiscalizado e regulado pela ANEEL (ANA, 2020). O comprimento total de toda a rede de transmissão em 2019 era de 141.756 km conforme ONS (2018), o que permite um grande controle sobre o fluxo da energia em todo o território nacional, à exceção do estado de Roraima, ainda isolado do SIN (ABRACEEL, 2019.). Nessa imensa malha elétrica estão conectadas as usinas de geração e os consumidores de energia e as relações comerciais que refletem a operação no SIN são estabelecidas por meio de contratos regulados.

A interligação característica do SIN permite o intercâmbio de energia entre submercados e permite às empresas responsáveis pela produção e transmissão de energia negociar seus produtos com qualquer outro agente. Dessa forma a energia proveniente de uma usina é injetada no SIN, computada através de contrato e consumida por consumidores interligados, localizados em qualquer ponto do SIN, limitados apenas à perda básica do fluxo energético durante o seu transporte. O contrato de geração por sua vez dá direito ao proprietário de negociar o montante gerado com outro agente interessado. Todos os contratos firmados nos ambientes livre e regulado são registrados na CCEE (CCEE, 2020b).

Nas Figuras 1 e 2 a seguir são apresentadas as divisões entre submercados de energia e o mapa do SIN.

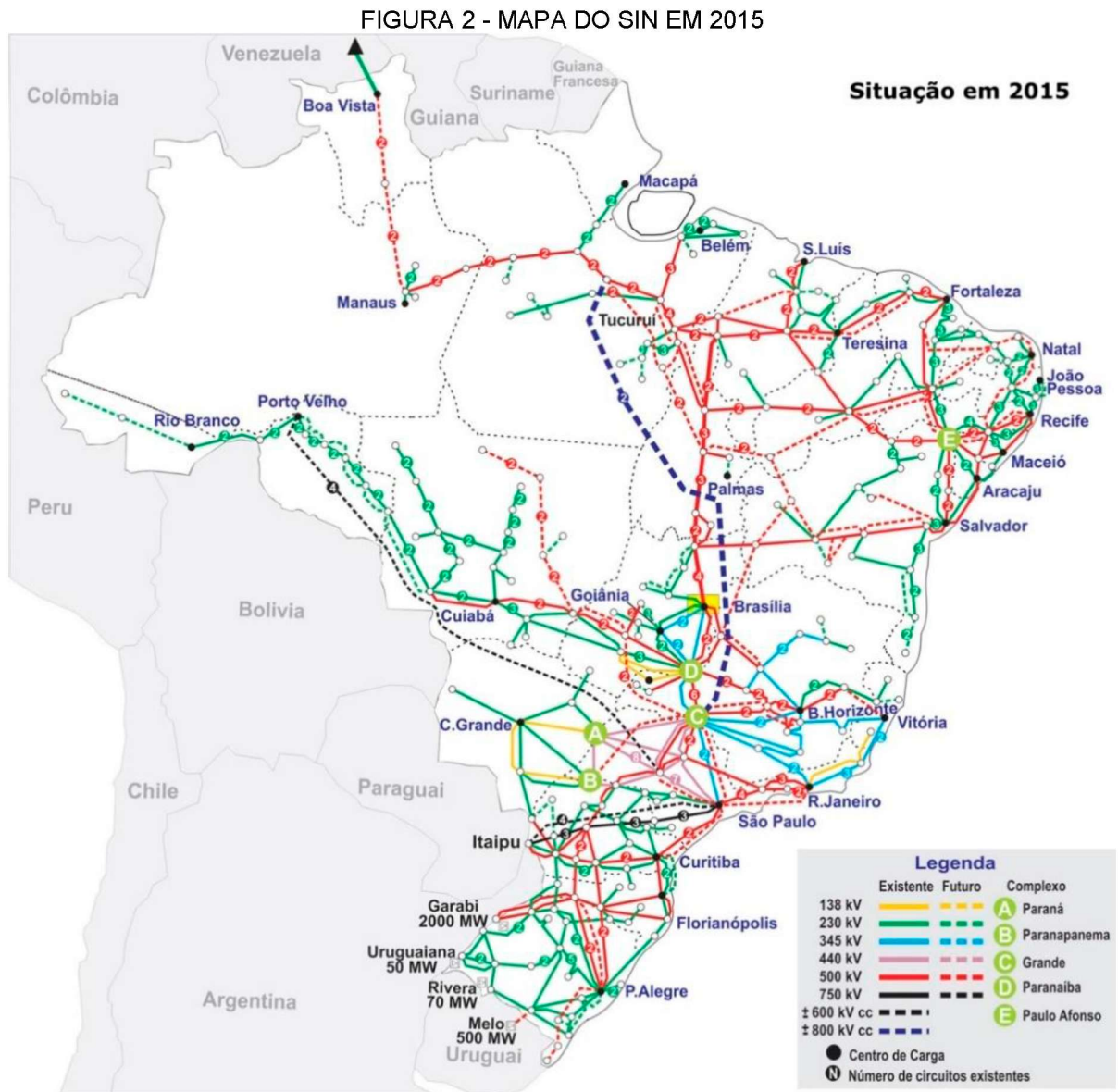
FIGURA 1 - SUBMERCADOS DE ENERGIA EM 2020



FONTE: ETGES (2017).

Na Figura 1 é possível verificar as divisões dos submercados de energia, que se assemelham às divisões geográficas políticas. Os submercados foram criados da forma como apresentada acima na convenção de energia elétrica e podem ter parâmetros diferentes, como o PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e os encargos de serviços do sistema. O PLD é o preço base, divulgado pela CCEE, para valorar a energia no mercado de curto prazo, quando os agentes buscam adequar seu balanço energético em caso de falta ou sobra de energia. Os encargos de serviços do sistema são valores monetários destinados à cobertura dos custos dos serviços do sistema (ANEEL, 2004).

As fronteiras dos submercados proporcionam ao ONS maior controle na operação e seus limites foram definidos em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão dos fluxos de energia elétrica no SIN, que até o ano de 2015 estava interligado como mostrado na Figura 2:



FONTE: ABRACEEL (2019)

Outro detalhe importante que pode ser observado na Figura 1 e com mais detalhes na Figura 2 é o isolamento do estado de Roraima do SIN, com previsão de interligação ainda para anos futuros. Conforme a legenda, já existia na época da elaboração da figura um projeto de construção de uma linha de transmissão de 500 kV para interligar as capitais de Manaus e Boa Vista e assim conectar o estado de Roraima ao SIN. A interligação do sistema e a sua divisão como apresentada sustentam o funcionamento dos ambientes livre e regulado, apresentados na sequência.

2.3 DIFERENCIAÇÃO DOS AMBIENTES LIVRE E REGULADO

Atualmente a modalidade tradicional de contratação de energia no Brasil é a contratação através da distribuidora da região de cada consumidor. Nessa modalidade os consumidores pagam uma tarifa à distribuidora, regulada pela ANEEL, pela unidade de energia consumida. Não há qualquer possibilidade de negociação sobre o valor da tarifa e não há a alternativa da compra de energia de outra distribuidora, somente aquela com a concessão sobre a área geográfica onde se localiza o consumidor. Tem-se assim a figura do consumidor cativo de energia, condicionado às condições de contratação citadas acima.

É a essa modalidade, ou a esse ambiente de contratação, que se dá o nome de Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Todos os consumidores atendidos em baixa tensão contratam energia através desse ambiente, como por exemplo, os consumidores residenciais, parte do comércio e parte da indústria.

Por outro lado, muitos outros consumidores contratam energia de um fornecedor de sua escolha, fugindo à regra da contratação do ACR. Costuma-se dizer que esses consumidores têm a portabilidade da conta de energia: são os chamados consumidores livres. O mercado livre de energia elétrica, ou Ambiente de Contratação Livre (ACL), é o ambiente em que os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia e negociar diretamente as condições de contratação de energia, especialmente o preço. Apesar do nome, o ambiente livre faz referência à liberdade de escolha do fornecedor de energia e não implica em ausência regulatória.

Ao contrário do que acontece no ACR onde paga-se pelo volume de energia demandada e consumida no final do mês, no ACL o consumidor deverá contratar um volume de energia fixo referente à sua previsão de consumo para um ciclo de faturamento. Tal contratação é feita diretamente entre fornecedor de energia e consumidor, geralmente assessorado por uma empresa especializada, com possibilidade de negociação nas condições de contrato, o que não ocorre no ACR. Após a contratação do volume de energia o consumidor terá disponível para seu uso aquele montante acordado no contrato, ficando a seu critério utilizá-lo em sua totalidade ou vendê-lo a outro agente interessado. Muito embora o consumidor passe a contratar energia no ambiente livre isso não o exime de continuar cliente da distribuidora, uma vez que o transporte da energia é um monopólio natural. Portanto a compra de energia é realizada de um fornecedor à escolha do consumidor livre, mas

a entrega da energia continua a ser realizada pela distribuidora, como mostra o quadro abaixo:

QUADRO 1 - ATRIBUIÇÃO DO FORNECEDOR E DA DISTRIBUIDORA

	Fornecedor da Energia	Entregador da Energia
Consumidor Livre	Livre escolha	Distribuidora
Consumidor Cativo	Distribuidora	Distribuidora

FONTE: O autor (2020).

Como o consumidor continua a ser atendido pela distribuidora no transporte da energia, qualquer situação de queda de energia ou inconsistência na entrega continua a ser uma situação que deverá ser resolvida com a própria distribuidora. Apenas a compra da energia é feita com um fornecedor diferente, ficando a cargo da distribuidora a entrega dessa energia comprada.

A mudança de um consumidor do ACR para o ACL é comumente chamada de migração e para ter direito a essa portabilidade da conta de energia os consumidores interessados devem atender a alguns requisitos técnicos, que são:

1. Recebimento da energia em média ou alta tensão;
2. Contratar uma demanda mínima de 500 kW¹;

Os critérios atuais de migração existem oficialmente desde o ano de 1998 quando a Lei 9.648/1998 (BRASIL, 1998) criou dois grupos de consumidores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. Porém, o pontapé inicial do ACL data de três anos antes, quando em 1995 através da Lei nº 9.074/95 (BRASIL, 1995) criou-se a figura do produtor independente de energia. Os marcos do mercado livre e seu histórico serão tratados no tópico seguinte.

2.4 HISTÓRICO DO ACL

Pode-se dizer que o ACL surgiu diante da dificuldade do governo brasileiro em atender à crescente demanda por energia nos anos 90, quando as empresas da área eram prioritariamente estatais e únicas responsáveis pelos investimentos no setor

¹ Segundo Abraceel (2019) para atingir a carga de 500 kW os consumidores podem também realizar a comunhão de direito, caracterizada pela soma de demandas de unidades consumidoras diferentes, desde que tenham a mesma raiz de CNPJ e estejam no mesmo submercado.

(FLOREZI, 2009). Surgia então uma alternativa ao problema da falta de capital necessário: a abertura do mercado.

Na metade da década de 1995 com a sanção da Lei nº 9.074/95 (BRASIL, 1995), que estabelecia normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, criaram-se as figuras do produtor independente de energia e do consumidor livre. No artigo 11 da seção II da referida lei, a figura do produtor independente de energia foi definida da seguinte forma:

Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (BRASIL, 1995, não p).

Isso significa que a partir daquele momento uma pessoa jurídica estava autorizada a produzir energia elétrica para fins de comercialização, fato inédito no setor energético. Já na seção III foram apresentadas as considerações sobre as opções de compra de energia elétrica por parte dos consumidores:

Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado (BRASIL, 1995, não p).

Assim teve início o Ambiente Livre de Contratação, que se desenvolveu a partir da referida lei e passou por forte estruturação burocrática, para criar diretrizes e condições ao novo modelo de contratação de energia.

Essa estruturação foi planejada pelo consórcio de consultores ingleses Coopers & Lybrand, contratado no ano de 1996 para coordenar as etapas do chamado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), cujo objetivo era estimular o investimento no setor elétrico e assegurar a expansão da oferta de energia no país (MME, 2001). Após dois anos de estudos e análises, as principais necessidades apontadas para o projeto RE-SEB foram:

1. Desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição;
2. Garantir o livre acesso dos geradores ao mercado;
3. Garantir aos consumidores livres o acesso às fontes de geração;

4. Permitir aos comercializadores livres a concorrência dos seus serviços pelos consumidores livres;
5. Estabelecer como monopólios naturais a transmissão e a distribuição.

Para cumprir com o objetivo da modernização e abertura do mercado e colocar em prática as conclusões do estudo da consultoria inglesa, viu-se necessário a criação de uma entidade com poderes e deveres sobre os processos que conduziram ao objetivo. Após as conclusões da consultoria inglesa foi criada a autarquia federal que hoje regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, após a sanção da Lei nº 9.427/96 (BRASIL, 1996) sob o nome de ANEEL, e é desde então o órgão máximo do setor elétrico. Segundo Brasil (1998) a ANEEL regula e fiscaliza outras entidades de suma importância como o Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica, viabilizando o ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro (BRASIL, 2004a).

Com as pedras basilares instauradas era a hora de o ACL surgir de fato. E isso aconteceu quando a empresa Carbocloro, com sede em Cubatão-SP, resolveu estudar a opção de contratação de energia através do ambiente livre no ano de 1999. A empresa, atendida então pela concessionária da região e cujo consumo de energia equivalia ao da cidade de Santos-SP, contratou uma empresa para assessorá-la no processo de migração, esculpido depois de repetidas viagens entre São Paulo, Cubatão, Brasília e Curitiba, cidades onde ficavam, respectivamente, as sedes da própria empresa Carbocloro, do órgão regulador e da comercializadora Tradener, habilitada para a gestão do processo e também da concessionária Copel, candidata a fornecer energia à empresa. A negociação foi concluída tempos depois quando a empresa anunciou que tinha fechado acordo de cinco anos de fornecimento de energia com a Copel, que por sua vez expandia sua região de atuação e atendia agora o primeiro consumidor livre do Brasil (CCEE, 2018).

Poucos dias depois foi a vez da Volkswagen passar a comprar energia no ambiente livre para a sua unidade em Taubaté. O segundo contrato de compra através da livre negociação deu mais empolgação ao mercado, e a abertura para todos os consumidores parecia questão de tempo. E de fato o foi. Porém, tempo demais. A

ampliação dos limites de modo a aumentar a abrangência de consumidores vem sendo assunto de consulta pública por parte da ANEEL e deram origem à Portaria nº 465, de 12 de dezembro de 2019 (MME, 2019) que reduziu a barreira que divide os consumidores livres dos consumidores especiais. Porém diferente do que esperava Matsudo (2001), quando em sua dissertação de mestrado previa que até o ano de 2005 todos os consumidores teriam a possibilidade de escolher seu fornecedor de energia, a pretendida abertura até agora não chegou à baixa tensão.

2.5 OS AGENTES DO ACL E SEUS NÚMEROS

Desde o surgimento do primeiro consumidor livre, o ACL vem se desenvolvendo e atraindo cada vez mais empresas. Prova disso é o crescente número de consumidores filiados à CCEE, que em setembro de 2020 era de 7.947, consumindo o equivalente a 33% de toda a energia do país (ABRACEEL, 2020).

Filiar-se à CCEE é um requisito operacional para participar do ACL, já que é função da câmara contabilizar mensalmente todos os contratos de energia no país. Mas os agentes filiados à câmara não pertencem apenas à categoria de consumidor. Uma vez que toda a comercialização de energia no país, tanto no ACL como no ACR, é regida pela CCEE, a ela também estão filiados os agentes de geração, comercialização e distribuição.

Na categoria de geração estão inseridos os agentes que produzem energia para diferentes fins, como as concessionárias de serviço público de geração, os produtores independentes de energia elétrica e os autoprodutores (ANEEL, 2004).

Na categoria de comercialização estão os agentes importadores, exportadores e comercializadores de energia elétrica, além dos consumidores livres e especiais. Tanto os consumidores livres como os consumidores especiais contratam energia no ambiente livre. O que os difere, no âmbito da CCEE, é a capacidade de consumo de cada um deles:

- Os consumidores livres têm demanda maior ou igual a 2000 kW² e podem contratar energia de quaisquer fontes, como usinas hidrelétricas e termelétricas. A energia dessas fontes é chamada de energia convencional.
- Os consumidores especiais têm demanda entre 500 kW e 2000 kW e podem contratar apenas energia proveniente de fontes renováveis, também chamadas de incentivadas especiais, como pequenas centrais hidrelétricas, pequenas usinas solares e eólicas. A energia dessas fontes é chamada de energia incentivada.

Com o sistema elétrico brasileiro integrado quase que em sua totalidade, o consumo de energia em uma localidade não tem necessariamente ligação com a origem daquela energia, ou onde ela foi gerada. A energia originada em diversos pontos de geração é injetada na malha transmissora e consumida por diversas unidades consumidores que podem estar localizadas a centenas de quilômetros do ponto de origem, limitados apenas pela perda física inerente ao fluxo energético. Cada unidade dessa energia gerada e injetada é registrada na CCEE e discriminada contratualmente conforme sua fonte, convencional ou incentivada, dando ao agente gerador o poder de comercializar aquele contrato de energia gerada. Posteriormente, através de um procedimento de encontro de contratos a câmara pode então verificar se o contrato de geração de energia incentivada, por exemplo, foi comercializado adequadamente com um consumidor especial, e o mesmo ocorre para os contratos de energia convencional.

Finalmente, na categoria de distribuição estão as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, que realizam o atendimento da demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela Aneel.

Considerando todas as categorias descritas acima a CCEE fechou o ano de 2019 com 9.010 agentes (Tabela 1).

² Valor válido para o ano de 2020. A carga que divide os consumidores livres e os consumidores especiais será diminuída gradativamente de acordo com a Portaria nº. 465, de 12 de dezembro de 2019 (BRASIL, 2019).

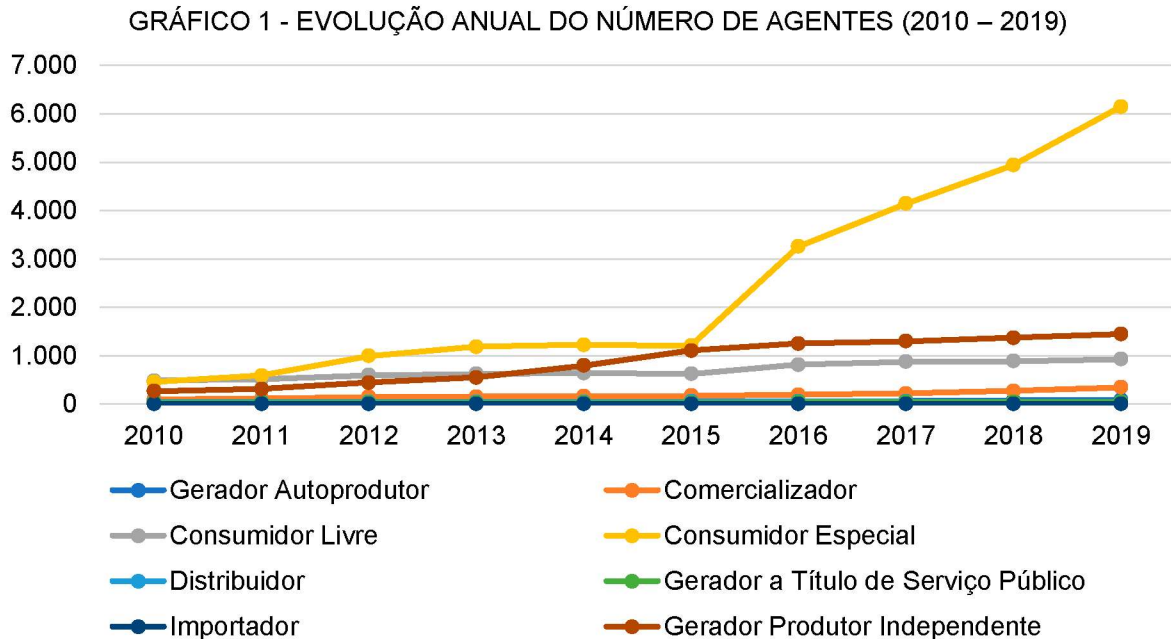
TABELA 1 - EXPANSÃO ANUAL DO NÚMERO DE AGENTES (2010-2019)

Classe	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Gerador Autoprodutor	34	41	42	44	51	62	63	65	70	76
Comercializador	93	113	147	151	163	171	191	219	270	341
Consumidor Livre	485	514	595	623	643	623	812	874	887	922
Consumidor Especial	455	587	992	1.182	1.221	1.203	3.250	4.139	4.932	6.135
Distribuidor	45	46	47	47	48	49	50	49	46	48
Gerador Público	28	31	32	33	33	31	42	47	45	44
Importador	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Produtor Independente	262	312	445	545	791	1.105	1.247	1.293	1.369	1.444
Total	1.403	1.645	2.300	2.625	2.950	3.244	5.655	6.865	7.619	9.010
Expansão anual	39%	17%	40%	14%	12%	10%	74%	21%	11%	18%

FONTE: CCEE (2019).

É possível acompanhar a evolução do número de agentes e conseqüentemente do próprio mercado livre através da análise desses números da Tabela 1. Observa-se uma média de 25% de expansão de novos agentes entre 2010 e 2019, com pico no ano de 2016. O número de agentes cresce à medida que novas localidades são integradas ao SIN, novas soluções são encontradas e, especialmente, à medida que a redução de custos proporcionada pela adesão ao ACL se espalha no cotidiano dos empresários.

O número de consumidores especiais é o mais expressivo, sendo a categoria que mais cresce. Isso se deve ao fato de representarem a parcela dos consumidores de menor porte e que existem em maior número. Em contrapartida o número de consumidores livres cresce a taxas menores, pois o número de consumidores desse porte é naturalmente menor, o que torna cada vez mais escassa a migração de um consumidor de porte livre ao ACL (Gráfico 1).



FONTE: CCEE (2019).

Em face disso é que se observa também a grande representatividade do número de consumidores especiais em relação ao número total de agentes na CCEE. De acordo com a Tabela 2, demonstrada abaixo, quase 70% do número de agentes em 2019 era da categoria consumidor especial, número esse que cresceu 24% em valores absolutos em 2019, relativamente a 2018.

TABELA 2 - PARTICIPAÇÃO E EVOLUÇÃO DE AGENTES NA CCEE – 2018/2019

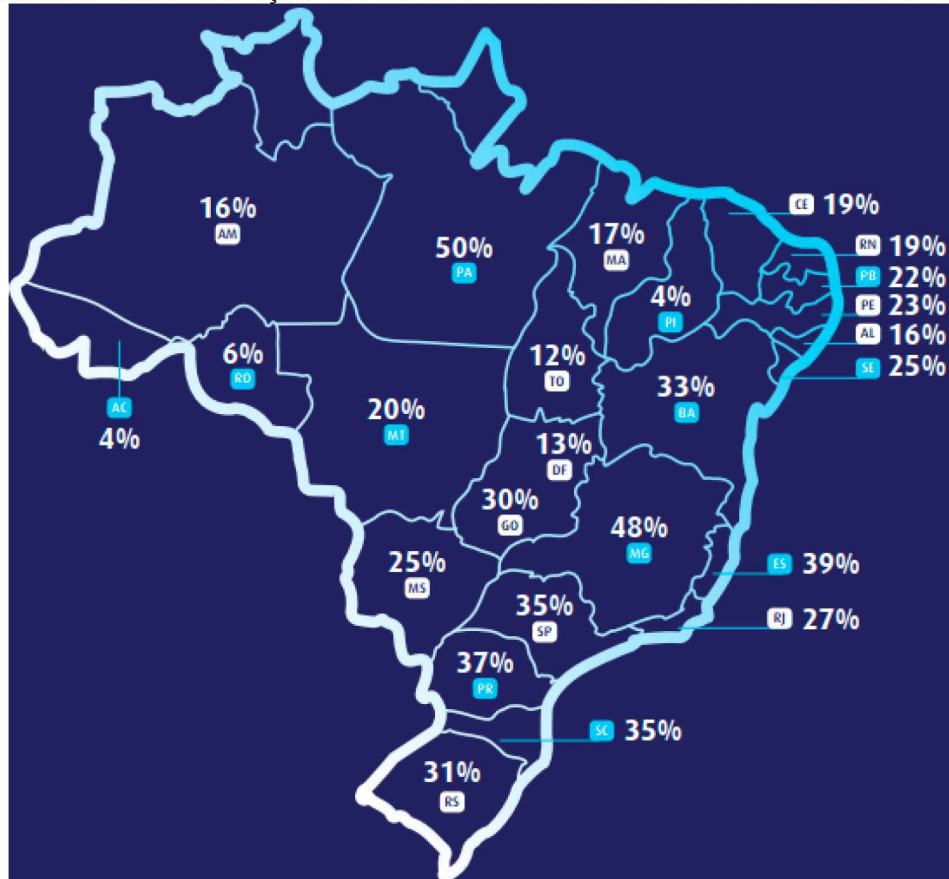
Classe	Participação		Evolução		
	dez/19	(%)	dez/18	(%)	19/18
Gerador a Título de Serviço Público	44	0,5%	45	0,6%	-2%
Gerador Autoprodutor	76	0,8%	70	0,9%	9%
Distribuidor	48	0,5%	46	0,6%	4%
Comercializador	341	3,8%	270	3,5%	26%
Gerador Produtor Independente	1.444	16,0%	1.369	18,0%	5%
Consumidor Especial	6.135	68,1%	4.932	64,7%	24%
Consumidor Livre	922	10,2%	887	11,6%	4%
Total	9.010	100%	7.619	100%	18%

FONTE: CCEE (2019).

A representatividade da energia consumida que é contratada no ACL varia muito de estado para estado. Algumas unidades federativas apresentam uma parcela menor, como é o caso do Acre: apenas 4% do total de energia consumida no estado

contrata energia no ambiente livre. A concentração da carga contratada no ambiente livre em cada estado está representada na Figura 3.

FIGURA 3 - CONTRATAÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO ACL EM CADA ESTADO



FONTE: ABRACEEL (2020)

No estado do Pará, o consumo do mesmo ambiente representa 50%. Nos estados do Sul e do Sudeste onde se localiza 63% do PIB nacional (IBGE, 2020), apenas o estado do Rio de Janeiro tem menos de 30% do total da carga no ACL. Os outros estados dessa região apresentam uma concentração que vai de 31%, no Rio Grande do Sul, a 48% em Minas Gerais, o que mostra a grande expressividade do consumo energético no ambiente livre e sua estreita ligação com a produção da riqueza nacional.

Uma vez explicados os requisitos técnicos para a migração de consumidores ao ACL, o próximo tópico resume as etapas que esses consumidores devem obedecer para que a migração seja efetivada.

2.6 ETAPAS PARA A MIGRAÇÃO AO ACL

Antes de tomar a decisão de migrar para o ACL o consumidor deve antes seguir algumas etapas, conforme Abraceel (2019). As etapas vão desde estudos preliminares de viabilidade e avaliação de tensão e demanda até a adesão à CCEE e modelagem dos contratos de energia. As etapas seguem uma sequência lógica conforme a Figura 4:

FIGURA 4 - ETAPAS DO PROCESSO DE MIGRAÇÃO AO ACL



FONTE: ABRACEEL (2019).

É possível perceber através das etapas acima que a decisão de migrar ao ACL não deve ser encarada como uma decisão trivial, necessitando de certo planejamento por parte das empresas para que a atratividade do ambiente livre seja identificada corretamente. Etapas como avaliação de requisitos, estudo de viabilidade econômica e os preparativos de adequação e adesão não devem ser negligenciados. Outra etapa importante é o envio da carta de denúncia à distribuidora, que consiste na formalização da intenção por parte do consumidor de não querer que o contrato seja renovado automaticamente, e que deve ser feita com no mínimo 180 dias de antecedência do prazo de vigência do contrato entre a empresa e a distribuidora.

2.7 CLASSIFICAÇÃO DOS CONSUMIDORES DE ENERGIA

No Brasil os consumidores de energia são classificados inicialmente pela tensão de recebimento da energia, formando dois grupos principais: grupo A e grupo B. Ao grupo A pertencem os consumidores atendidos em média e alta tensão e são geralmente consumidores de fins industriais e comerciais. Para os consumidores do grupo A a classificação em subgrupos depende da tensão, sendo que todos eles são atendidos em média e alta tensão, mas categorizados em faixas. Os subgrupos do grupo A são divididos de acordo com a Tabela 3:

TABELA 3 - SUBGRUPOS DO GRUPO A

Subgrupo	Tensão
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 a 44kV
A4	2,3 a 25kV
AS	$< 2,3$ kV e $> 1,00$ kV (subterrâneo)

FONTE: ANEEL (2010)

Na Tabela 3 podemos acompanhar a subdivisão que há de acordo com a tensão da energia recebida, sendo os consumidores do subgrupo A1 aqueles com o recebimento de energia em tensões muito altas. Essa subdivisão cai gradualmente até abaixo de 2,3 kV para o caso do subgrupo AS.

No grupo B estão os consumidores atendidos em baixa tensão, usualmente residenciais e rurais e também a iluminação pública, como postes e sinais de trânsito.

Os subgrupos do grupo B de acordo com a finalidade de consumo são divididos como informa a Tabela 4:

TABELA 4 - SUBGRUPOS DO GRUPO B

Subgrupo	Finalidade
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

FONTE: ANEEL (2010).

Nos subgrupos do grupo B a diferenciação se dá pela finalidade do consumo, como se observa na Tabela 4, e não leva em conta a tensão da energia recebida, já que são todos consumidores de baixa tensão.

As faixas de tensão descritas acima foram definidas em convenção da Aneel, no ano de 2010 (ANEEL, 2010) e relaciona, de maneira geral, grandes consumidores de energia nas faixas de tensão mais altas (A1 a A3) e médios e pequenos consumidores de energia, atendidos em alta tensão, nos subgrupos seguintes. A classificação dos consumidores de acordo com o subgrupo pertinente definirá, dentre outras coisas, seu modelo e enquadramento tarifário, assuntos do próximo tópico.

3 MODELOS TARIFÁRIOS

As tarifas de energia são calculadas de forma que possam cumprir com a modicidade tarifária, cobrir os custos das empresas da cadeia elétrica e remunerá-las pelos serviços. A depender do modelo tarifário, as tarifas variam de acordo com essas variáveis e também de acordo com os impostos e os encargos. A seguir serão apresentados os componentes das tarifas dos diferentes modelos tarifários, obtidos através de Resoluções Homologatórias (ANEEL, 2010, 2013) e material explicativo da ANEEL (ANEEL, 2016).

3.1 POR DENTRO DA CONTA DE ENERGIA

Antes de entender as diferenças entre os modelos tarifários devemos compreender a metodologia de composição das tarifas de energia elétrica. Ou seja, entender o que pagamos e o que há por dentro da nossa conta de energia.

Os modelos tarifários são um conjunto de tarifas aplicáveis ao consumo de energia elétrica e demanda, definidas de acordo com o subgrupo do consumidor. Esses modelos variam conforme a classificação de baixa, média ou alta tensão, resultando em tarifas diferentes para os produtos de energia.

Até o ano de 1993, as tarifas de energia eram as mesmas em todos os estados do Brasil devido ao que se denominava regime de equalização das tarifas de energia elétrica. Com o advento da Lei Geral de Concessões de 1995 (BRASIL, 1995a) essa sistemática foi alterada e a partir dali as tarifas foram fixadas por concessionária, de acordo com a área de concessão de cada uma delas. O valor da tarifa passou a considerar, então, as características de cada área de concessão, como o número de consumidores, a densidade do mercado, o tamanho da rede de distribuição e o custo da energia comprada pelas distribuidoras. Além das tarifas passarem a ser diferentes para cada concessionária, os impostos e a taxa de iluminação pública também são diferentes, variando na esfera estadual e municipal, respectivamente (PORTAL TRIBUTÁRIO, 2020).

Para o entendimento das nuances presentes na cobrança e elucidar o que há por dentro das contas de energia elétrica, apresentaremos os conceitos de seus componentes nos tópicos a seguir, iniciando pelos custos da tríade GTD - geração,

transmissão e distribuição - passando pelos diversos encargos e tributos e resumindo o dispositivo de acionamento de bandeiras tarifárias.

3.1.1 OS CUSTOS DE GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Para entender a composição da tarifa podemos fazer uma analogia com a fabricação de um produto industrial. Um parafuso, por exemplo, tem um custo de fabricação. Após sua fabricação, ele deve ser levado da fábrica até um centro de distribuição da empresa e então até o consumidor final. Esses três custos (produção, transporte e comercialização) também podem ser observados com a energia. O custo de se gerar uma unidade de energia, ou seu custo de geração, é um dos componentes da tarifa. Para as concessionárias que não têm unidades geradoras de energia, o custo da geração é substituído pelo custo da energia, comprada de um gerador. Sendo a energia um fluxo e não um produto físico, existe o custo de fazer com que esse fluxo vá do ponto de geração até uma rede de distribuição. Esse é o custo de transmissão (TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), outro componente da tarifa. Da rede de distribuição até o seu ponto de consumo temos o seu custo de distribuição (TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), terceiro componente da tarifa.

3.1.2 ENCARGOS SETORIAIS E IMPOSTOS

Não são apenas parcelas de custos e remuneração das empresas que compõem a tarifa final de energia. Parte importante é respondida pelos encargos setoriais e pelos impostos.

Os encargos setoriais são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico. Os impostos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades. A diferença básica entre os encargos setoriais e os impostos que incidem na tarifa é a destinação de cada um deles. Os recursos obtidos através da cobrança de encargos devem ser utilizados, apenas, dentro do próprio setor. Já os recursos dos impostos são utilizados de maneira diferente pelos estados ou municípios que os coletam, dentro das limitações do ordenamento jurídico (MME, 2020). Os encargos

setoriais e os impostos constituintes da tarifa de energia são mostrados, respectivamente, no Quadro 2 e no Quadro 3:

QUADRO 2 - ENCARGOS SETORIAIS DA TARIFA DE ENERGIA	
Encargo	Instituído por
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Lei nº. 10.438/2002
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	Lei nº. 10.438/2002
Reserva Global de Reversão (RGR)	Decreto nº. 41.019/1957
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Decreto nº. 2655/1998
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Constituição Federal de 1988
Operador Nacional do Sistema (ONS)	Lei nº. 9.648/1998
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)	Lei nº. 9.991/2000
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Lei nº. 10.848/2004
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Lei nº. 9.427/1996

FONTE: ANEEL (2016)

Como dito anteriormente, a arrecadação dos encargos é internalizada no setor elétrico. O Quadro 2 apresenta todos os encargos que constituem a tarifa de energia e merecem destaque alguns desses encargos. A CDE é um fundo setorial que tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro. O PROINFA é um programa instituído com o objetivo de aumentar a participação de empreendimentos concebidos com base em fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas no SIN. Os custos decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no SIN são denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seu consumo. Por fim, a arrecadação dos encargos destinada ao ONS mantém o órgão em condições de operar o sistema (CCEE, 2020b).

QUADRO 3 - IMPOSTOS DA TARIFA DE ENERGIA	
Imposto	Esfera
Programa de Integração Social (PIS)	Federal
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)	Federal
Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)	Estadual
Custeio do serviço de Iluminação Pública (COSIP)	Municipal

FONTE: ANEEL (2016).

Os impostos por sua vez são fontes de arrecadação importantes para o governo em suas instâncias municipais, estaduais e federal. No Quadro 3 os impostos federais PIS e COFINS são demonstrados, seguidos do imposto de ICMS da esfera estadual e o imposto para contribuição para iluminação pública, COSIP.

Portanto, quando a conta chega para o consumidor ele paga pelo custo de geração (ou pela compra da energia), pelo custo de transmissão e pelo custo de distribuição, além de encargos setoriais e impostos. Segundo Aneel (2016), considerando os anos de 2012, 2013, 2014 e 2015, o valor final da energia elétrica é, em média, composto como informa a Tabela 5:

TABELA 5 - COMPOSIÇÃO MÉDIA DA TARIFA FINAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Parcela A	Geração, transmissão e encargos setoriais	53,50%
Parcela B	Distribuição de energia	17,00%
Parcela C	Impostos	29,50%
Total		100,00%

Fonte: ANEEL (2016).

A Tabela 5 mostra que mais da metade da tarifa, em média, é composta por custos de geração, transmissão e encargos setoriais. A distribuição de energia representa a menor parcela, de 17,00%, enquanto os impostos correspondem a quase um terço da tarifa de energia, mais exatamente a 29,50%. Observando esses dados é possível inferir onde é possível atuar para tornar o processo mais eficiente e assim reduzir a tarifa de energia. Por exemplo nos custos da Parcela A, que correspondem a mais da metade da tarifa média de energia, seria possível uma atuação para diminuir os custos de geração e transmissão ou diminuir, de alguma forma, a necessidade de alguns encargos setoriais.

Nas resoluções homologatórias tarifárias, documentos publicados pela ANEEL para as diversas concessionárias do país, o valor da tarifa de energia, ou tarifa para consumo, é dividido entre TE e TUSD, sendo a tarifa final a soma das duas tarifas. Isso é simplesmente a separação do produto energia, compreendido pela TE – Tarifa de Energia (Parcela A da Tabela 5) e do produto serviço de transporte, compreendido pela TUSD (Parcela B da Tabela 5). A divulgação é feita dessa maneira pois os impostos (Parcela C da Tabela 5) têm alíquotas que variam com o tempo (PIS/COFINS) e com a região (ICMS), e há diferentes subsídios que ora incidem na TE, ora na TUSD. O Quadro 4 resume o exposto.

QUADRO 4 - TARIFA FINAL DE ENERGIA COM E SEM IMPOSTOS

$$\begin{array}{r}
 \text{Parcela A} \\
 + \\
 \text{Parcela B} \\
 \hline
 \text{Parcela A} \\
 + \\
 \text{Parcela B} \\
 + \\
 \text{Parcela C} \\
 \hline
 \text{FONTE: Adaptado de ANEEL (2016)}
 \end{array}
 = \begin{array}{l}
 \text{Tarifa final de energia} \\
 \text{sem impostos} \\
 \\
 \text{Tarifa final de energia} \\
 \text{com impostos}
 \end{array}$$

Portanto como mostra o Quadro 4, os custos de geração, transmissão e distribuição, juntamente com os encargos setoriais, compõem o valor da tarifa que a ANEEL define. O valor da tarifa a ser cobrado dos consumidores, é calculado considerando-se os impostos (Parcela C) de acordo com a equação abaixo:

$$\text{Valor a ser cobrado do consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (1)$$

A composição tarifária tal como explicada sofre ainda, como veremos adiante, um acréscimo de acordo com a situação de geração das usinas do país. Esse sistema de acréscimo é o que conhecemos por sistema de bandeiras tarifárias e será abordado adiante.

3.1.3 AS BANDEIRAS TARIFÁRIAS

Desde 2015 há uma cobrança extra na conta de energia referente aos custos extras de geração. Com uma matriz energética prioritariamente hídrica, quando há falta de chuvas nos reservatórios das usinas de geração, outras fontes de geração mais custosas, porém com maior capacidade de controle e intermitência, são despachadas (colocadas em funcionamento). Essas fontes que passam a trabalhar compensam a falta de geração hídrica e somam um custo a mais na conta de energia. Todo esse processo é denotado pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias.

O acionamento das bandeiras é determinado pela ANEEL e é válido para todo o SIN. Isso significa dizer que numa situação hipotética de bandeira amarela, um consumidor do estado do Amazonas, mesmo em uma época chuvosa, pagará o mesmo acréscimo que um consumidor no estado do Paraná, onde pode estar

havendo estiagem. Esse valor acrescido é isonômico para os estados, bem como sua vigência, e atinge todas as modalidades tarifárias. Todos os consumidores cativos das distribuidoras serão faturados pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, com exceção daqueles localizados em sistemas isolados e dos consumidores que contratam energia no ambiente livre (ANEEL, 2013). As diferentes bandeiras tarifárias do sistema de bandeiras e seus acréscimos monetários são:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01343 para cada quilowatt-hora consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04169 para cada quilowatt-hora consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06243 para cada quilowatt-hora consumido.

No ano de 2019 o histórico de acionamento foi de acordo com o Quadro 5 abaixo:

QUADRO 5 - HISTÓRICO DE ACIONAMENTO DE BANDEIRAS EM 2019

Janeiro	Bandeira Verde
Fevereiro	Bandeira Verde
Março	Bandeira Verde
Abril	Bandeira Verde
Maio	Bandeira Amarela
Junho	Bandeira Verde
Julho	Bandeira Amarela
Agosto	Bandeira Vermelha - Patamar 1
Setembro	Bandeira Vermelha - Patamar 1
Outubro	Bandeira Amarela
Novembro	Bandeira Vermelha - Patamar 1
Dezembro	Bandeira Amarela

FONTE: EDP (2020)

É possível perceber com o Quadro 5 que o acionamento das bandeiras representou uma tarifa de energia mais cara em 7 dos 12 meses do ano de 2019, quando as afluições diminuíram a tal ponto que o ONS necessitou despachar usinas

térmicas para manter a seguridade do fornecimento de energia e provocou então o acionamento das bandeiras tarifárias.

3.2 BAIXA TENSÃO: A TARIFA MONÔMIA

Para os consumidores de energia elétrica de pequeno porte conectados em baixa tensão, o valor da fatura de energia elétrica depende unicamente da quantidade de energia consumida (ANEEL, 2010). Quanto maior o consumo, mais cara a fatura. É o caso mais claro para o leitor, pois em nossas residências somos cobrados dessa forma. A esse modelo tarifário dá-se o nome de tarifa monômnia volumétrica. Monômnia porque tem um único valor de tarifa e volumétrica porque depende do volume de energia consumida. Por ter uma única tarifa, e o valor da fatura depender apenas da quantidade de energia consumida, esse modelo é de fácil entendimento.

O modo de apresentação das faturas de energia para os consumidores pode variar bastante conforme a distribuidora. Para esclarecer melhor, dois exemplos de faturas residenciais de diferentes distribuidoras, com tarifa volumétrica monômnia, são colocados abaixo (Figuras 5 e 6).

FIGURA 5 - FATURA RESIDENCIAL COM TARIFA MONÔMIA COPEL

COPEL Copel Distribuição S.A. José Jordano Baccotto, 138 s.l.c. - Mossungó - Curitiba PR - CEP 81200-240
CNPJ: 04.368.898/0001-06 - IE 90.233.073-99 - IM 423.992-4

www.copel.com
0800 51 00 116

JOÃO DA SILVA
R. VINTE E CINCO DE MARÇO, 345
ABRANCHES - CURITIBA - PR - CEP: 88888-888
CPF: 123.456.789-10

Mês de referência: **Março/2020**
Unidade Consumidora: **12345678**
Vencimento: **16/04/2020**
VALOR A PAGAR: **R\$ 156,41**

Responsabilidade da Manutenção de Ilumina Pública: Município 156
FAT-01-20208996547617-8

DENUNCIE FURTO DE FIOS! LIGUE 181.

Informações Técnicas
Reside/Residencial: Leitura Anterior 22/02/2020 20640, Leitura Atual 25/03/2020 20824, Medido 32 dias 184 kWh, Constante de Multiplicação 1, Total Faturado 184 kWh, Consumo Médio Diário 5,75 kWh, Data de Emissão 26/03/2020, Próxima Leitura Prevista 24/04/2020

Histórico de Consumo e Pagamento

Mês	kWh	Dt.Pgto.	Valor
02/2020	175	16/03/2020	150,46
01/2020	184	17/02/2020	160,52
12/2019	164	16/01/2020	143,85
11/2019	192	16/12/2019	172,14
10/2019	172	18/11/2019	151,93
09/2019	194	16/10/2019	176,01
08/2019	186	16/09/2019	167,05
07/2019	180	16/08/2019	154,45
06/2019	211	16/07/2019	181,16
05/2019	184	17/06/2019	156,90
04/2019	182	16/05/2019	153,07
03/2019	192	16/04/2019	161,18

Valores Faturados

NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA N° 127.684.334 - SÉRIE B
Emissão em 26/03/2020

Produto Descrição	Un.	Consumo	Valor Unitário	Valor Total	Base Aliq. ICMS	Aliq. ICMS
ENERGIA ELÉTRICA CONSUMO	kWh	184	0,796272	146,33	146,33	20,00%
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				10,08		

Informações Suplementares

Tarifas	Valor
ENERGIA ELET CONSUMO	0,517610

Base de Cálculo do ICMS: 146,33
Valor ICMS: 42,43
Valor Total da Nota Fiscal: 156,41
Reservado ao Fisco

FONTE: COPEL (2020)

3.3 ALTA TENSÃO: A TARIFA BINÔMIA

No caso dos consumidores conectados em alta tensão o valor da fatura depende não só de uma grandeza, mas de duas: consumo e demanda de potência (ANEEL, 2010). Por isso dizemos que os consumidores dessa classe são tarifados de acordo com o modelo de tarifa volumétrica binômia.

Antes de ser conectado à rede o consumidor deve apresentar à distribuidora um projeto que compreenda o levantamento de carga dos seus equipamentos, dando à distribuidora condições de identificar seu nível de tensão e também avaliar a possibilidade de atender à carga informada. Os consumidores residenciais são geralmente atendidos em baixa tensão pelo fato de terem uma estrutura de equipamentos elétricos pequena, sendo suficiente o atendimento por baixa tensão. No caso de empresas e indústrias a quantidade de equipamentos elétricos é maior, o que torna necessário o atendimento em alta tensão. Para que a distribuidora possa fornecer a energia ela deverá dedicar uma parte de sua estrutura somente àquele consumidor. Sendo assim o consumidor tem uma demanda de potência. Caso a distribuidora não dedique parte da rede de energia para o atendimento da carga desse consumidor, a estrutura elétrica pode não suportar as grandes cargas de outros consumidores ao mesmo tempo, culminando na interrupção forçada de energia. É o que chamamos comumente de “queda de luz”.

A parcela da estrutura física dedicada somente a um consumidor é o que chamamos de demanda contratada (NEOENERGIA, 2020). Podemos entender esse conceito como a potência dedicada pela distribuidora, via contrato, para que aquela empresa possa operar todos os seus equipamentos elétricos sem comprometer o uso da rede de distribuição, evitando quedas de energia e prejuízos para a própria empresa e para outros usuários conectados. Eis que temos a segunda grandeza faturada nos consumidores enquadrados na tarifa binômia: a demanda contratada. Há, dessa forma, uma parcela fixa na fatura, a tarifa de demanda contratada e, uma parcela variável, o consumo.

A relação entre demanda e consumo é direta: a demanda é a potência necessária para “ligar” todos os equipamentos e o consumo é o tempo, em horas, que todos aqueles equipamentos estiveram ligados, ou em operação. Por isso a unidade de faturamento de demanda é o quilowatt (kW) e a unidade de faturamento do

consumo é o quilowatt-hora (kWh). A Figura 7 exemplifica a fatura de um consumidor atendido em alta tensão.

FIGURA 7 - FATURA DE ALTA TENSÃO COM TARIFA BINÔMIA

Valores Faturados						
NOTA FISCAL/CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA						
Emitida em 20/07/2020						
Produto	Un.	Grandezas Faturadas	Valor Unitário	Valor Total	Base de Cálculo	Aliq. ICMS
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	kWh	547,00	1,973419	1.079,46	1.079,46	29,00
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	kWh	80171,00	0,493175	39.538,31	39.538,31	29,00
ENERGIA REAT EXC PONTA	kWh	37,00	0,395405	14,63	14,63	29,00
ENERGIA REAT EXC F PONTA	kWh	2944,00	0,395781	1.165,18	1.165,18	29,00
DEMANDA	kW	432,00	22,617593	9.770,80	9.770,80	29,00
DEMANDA ISENTA ICMS	kW	28,00	15,755357	441,15	0,00	0,00
CONT ILUMIN PUBLICA MUNICIPIO				140,89		
Base de Cálculo do ICMS		Valor ICMS		Valor Total da Nota Fiscal		
51.568,38		14.954,82		52.150,42		

FONTE: O autor (2020)

Na fatura acima há linhas de produtos faturáveis além da energia consumida, como o produto de demanda, característico de consumidores atendidos em alta tensão. A cobrança por volumes de consumo (energia – kWh) e demanda (potência – kW) é a característica fundamental da tarifa binômia.

3.3.1 ENQUADRAMENTO TARIFÁRIO

O enquadramento tarifário serve ao propósito de alinhar o perfil de consumo elétrico de uma empresa à tarifa sazonal mais indicada. Além disso, para o ONS, o enquadramento de consumidores em classes e tarifas diferentes permite uma melhor previsibilidade do consumo. Hoje estão disponíveis duas opções de enquadramento

tarifário para consumidores do grupo A (alta tensão), que segundo Aneel (2010), são definidas assim:

- 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;
- 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;
- Horário de 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, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal.
 - ❖ Para a área de concessão da Copel, o Horário de Ponta inicia às 18 h e finaliza às 21 h (COPEL, 2019).

Portanto, os consumidores enquadrados na modalidade da tarifa horo sazonal azul (THS azul) têm duas tarifas para demanda e duas tarifas para consumo. Há uma tarifa de demanda em horário de ponta (DHP), mais cara, e outra tarifa para demanda em horário fora de ponta (DFP), mais barata, sendo que o mesmo acontece com as tarifas de consumo (TE ponta e TE fora ponta). Dessa forma a distribuidora pode prever com mais minúcia o consumo daquela empresa nos diferentes horários do dia e o consumidor se beneficia, já que a tarifa TUSD em horário de ponta (TUSD ponta) é igual à tarifa TUSD em horário fora de ponta (TUSD fora ponta). Em resumo, na THS azul a DHP é mais cara que a DFP, e a TE ponta é mais cara que a TE fora ponta, porém a TUSD ponta é igual à TUSD fora ponta (ANEEL, 2020).

Já os consumidores da THS verde possuem TE ponta e TE fora ponta, porém tarifa de demanda única (DU). As TE ponta e TE fora ponta na THS verde são iguais, em valores monetários, às TE da THS azul e a DU é igual à DFP da THS azul. A maior diferença entre as duas THS está na TUSD, já que a TUSD ponta na THS verde é extremamente mais cara que a TUSD fora ponta (ANEEL, 2020). Um consumidor que tenha alta carga em horário de ponta e esteja enquadrado na THS verde terá um custo muito grande, provavelmente maior do que se estivesse enquadrado na THS azul (Tabela 6).

TABELA 6 - TARIFAS DO SUBGRUPO A4 PARA THS AZUL E THS VERDE

Enquadramento tarifário	Posto tarifário	Demanda (R\$/kW)	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
THS Azul	Ponta	34,29	77,88	406,26
	Fora Ponta	15,26	77,88	248,79
THS Verde	Ponta	15,26	911,80	406,26
	Fora Ponta		77,88	248,79

FONTE: ANEEL (2020).

A Tabela 6 apresenta os valores das tarifas de acordo com o posto tarifário e é possível perceber que, conforme dito anteriormente, a tarifa de TUSD ponta é mais cara do que a TUSD fora ponta para o caso dos consumidores da THS Verde. Também é possível perceber que há dois valores de demanda contratada para os consumidores da THS Azul, a depender novamente do posto tarifário.

Todos os consumidores pertencentes aos subgrupos A1, A2 ou A3 são obrigados a adotar a THS azul, sendo esta opcional para os demais consumidores do Grupo A (A3a, A4 e AS). Os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 são na maioria indústrias de grande porte e consomem muita energia do sistema (MARTINEZ, 2017). O fato de serem obrigados a adotar a THS azul permite maior controle e segurança ao operador do sistema, uma vez que é possível modular o consumo dessas empresas nos horários de ponta e fora de ponta.

Já para os consumidores das outras subclasses, geralmente aqueles que adotam a THS azul são consumidores com necessidade de alta carga em horário de ponta, como *shopping centers* e clubes. Uma vez que o horário de ponta é de grande consumo energético para eles, a THS azul permite que possam pagar menos do que estariam pagando caso estivessem enquadrados na THS verde pelo transporte da energia no horário crítico. De forma oposta os consumidores enquadrados na THS verde geralmente são aqueles que não têm necessidade de operar com grande carga em horário de ponta. É o caso, por exemplo, de indústrias e empresas com turnos de trabalho até as 18:00 h que não consomem, ou consomem pouca, energia na ponta.

As unidades consumidoras da UFPR estudadas aqui estão enquadradas na THS verde e, portanto, a análise que será realizada avaliará as condições do ACL considerando esse enquadramento tarifário.

3.4 CONSUMIDORES LIVRES

Até agora já pudemos perceber as diferenças entre as tarifas de baixa e alta tensão e também a discriminação que há dentro dos subgrupos de alta tensão. Nesta seção vamos identificar onde os consumidores do ambiente livre se enquadram no que se refere ao tipo de tarifa e quais as diferenças das mesmas quando aplicadas a eles.

Uma vez que um dos requisitos técnicos exigidos de um consumidor para participar do ACL é o atendimento em média ou alta tensão, fica claro que o modelo tarifário volumétrico monômio não se aplica ao ambiente livre. Sendo assim todos os consumidores nesse ambiente são tarifados pelo modelo binômio, sendo cobrados pela utilização da potência da rede - demanda - e pelo tempo, em horas, que utilizam essa potência ao longo dos dias - consumo.

O modelo tarifário não sofre distinção no ACL e no ACR, estando o consumidor livre sujeito às mesmas tarifas que estaria na condição de consumidor cativo de acordo com o seu subgrupo. O que difere na essência o consumidor cativo do consumidor do ACL é que esse não pagará à distribuidora a tarifa pela TE, uma vez que contrata o produto energia em outro ambiente que não o regulado. A compra de energia será realizada no ambiente livre através de um contrato bilateral diretamente com um fornecedor (ABRACEEL, 2019), que geralmente estará na figura de um comercializador ou de um gerador.

Como vimos nas seções passadas o consumidor do ambiente livre é discriminado no âmbito da CCEE de acordo com a origem da energia que contrata, que pode ser proveniente de fontes convencionais e fontes incentivadas. Aos consumidores livres é dado o direito de compra de energia convencional ou incentivada, e naturalmente a escolha dependerá do desempenho financeiro de cada uma das opções. Aos consumidores especiais é vetada a compra de energia convencional, tendo como única opção a compra de energia incentivada (BRASIL, 2019).

Na próxima seção analisaremos o impacto tarifário para os agentes consumidores especiais e na seção seguinte para os consumidores livres.

3.4.1 CONSUMIDORES ESPECIAIS E LIVRES E ENERGIAS INCENTIVADA E CONVENCIONAL

Como vimos anteriormente os consumidores do ACL não realizam a compra de energia da distribuidora, ficando cativos apenas no serviço de entrega da energia. Nesse sentido, o primeiro impacto para os consumidores do ACL, tanto para os livres quanto para os especiais, é que a TE deixa de existir em suas contas de energia.

Nesse ponto há uma grande diferença entre os consumidores livres e os consumidores especiais. Com o intuito de promover o desenvolvimento de fontes alternativas renováveis no processo de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular empreendedores e consumidores a investirem nesse segmento do mercado de energia.

Nesse sentido conforme Brasil (1996) há a definição das fontes geradoras que podem comercializar energia com o incentivo de desconto, conforme o § 1o do artigo 26:

[...] para os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5.000 kW (cinco mil quilowatts) e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da Aneel, incluindo proveniente de resíduos sólidos urbanos e rurais, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia (BRASIL, 1996, não p.)

Dessa forma as fontes geradoras que se enquadram no limite de potência instalada definido acima podem produzir a energia incentivada e repassá-las aos consumidores com o desconto na TUSD.

Os consumidores especiais uma vez detentores de contratos de energia incentivada para consumo poderão gozar do desconto da TUSD e então se beneficiar do desconto aplicado à parcela de transporte e de demanda da energia, que varia entre 50% e 100%. A energia incentivada de maior abundância no mercado é a que concede 50% de desconto na TUSD, comercialmente conhecida como I5.

A aplicação do desconto na TUSD em razão das fontes incentivadas ocorre de maneira diferente dependendo do enquadramento tarifário. Para os consumidores da THS azul o desconto é aplicado nas tarifas de DHP e DFP, enquanto que para a THS verde o desconto é aplicado na tarifa de DU e na tarifa TUSD ponta, abatendo a TUSD

fora ponta. A Tabela 7 abaixo destaca, em amarelo, a incidência do desconto concedido pelo consumo da energia incentivada para os consumidores especiais enquadrados no subgrupo A4. Todos os consumidores desse subgrupo que contratem contratos de energia incentivada terão o desconto aplicado nas tarifas de demanda para a THS Azul e na tarifa de demanda e TUSD ponta para a THS Verde.

TABELA 7 - INCIDÊNCIA DO DESCONTO DA ENERGIA INCENTIVADA – A4

Enquadramento tarifário	Posto tarifário	Demanda (R\$/kW)	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)
THS Azul	Ponta	34,29	77,88	406,26
	Fora Ponta	15,26	77,88	248,79
THS Verde	Ponta	15,26	911,80	406,26
	Fora Ponta	15,26	77,88	248,79

FONTE: O autor (2020)

A incidência do benefício tarifário ocorre nas tarifas mais caras que continuam sendo pagas à distribuidora para os diferentes tipos de THS. As TE, como já comentado, serão pagas a um fornecedor de energia de escolha do consumidor, portanto não sofrem qualquer influência do desconto tarifário.

A energia incentivada, portanto, é aquela produzida por geradores que se enquadram na categoria de fontes renováveis, recebendo incentivos para fomento da geração limpa através de descontos na tarifa TUSD. Esses descontos são repassados aos consumidores, que terão desconto na tarifa de acordo com seu enquadramento tarifário. É o tipo de energia comprada obrigatoriamente por todos os consumidores especiais e pelos consumidores livres que assim decidirem.

Aos consumidores livres é conferido o direito de compra da energia incentivada e também da convencional, sendo que a opção será naturalmente aquela que lhe trazer maior benefício econômico.

Como vimos anteriormente, a energia incentivada confere um desconto na tarifa aos consumidores que a utilizam, o que representa uma vantagem econômica relativa ao pagamento da tarifa total. Já a energia convencional, proveniente de fontes não renováveis, ou de fontes renováveis com potência instalada maior do que o limite informado no § 1o do artigo 26 da Lei 9.427/96 (BRASIL, 1996), não confere desconto aos seus geradores, e que, por consequência, não repassa desconto algum aos consumidores.

De acordo com Abraceel (2020) o preço médio para contratos de longo prazo da energia convencional em setembro de 2020 foi de 147 R\$/MWh enquanto que o preço da energia incentivada no mesmo período foi de 184 R\$/MWh, uma diferença de 37 R\$/MWh. Fica claro que a decisão do consumidor livre sobre qual energia consumir será pautada pelo desconto na TUSD proporcionado pela energia incentivada e a diferença de preço da energia convencional, comercialmente mais barata.

4 ESTUDO DE CASO DA UFPR

Os *campi* Agrárias, Centro Politécnico, Sociais Aplicadas, Reitoria e Palotina, doravante identificados apenas por UFPR, se enquadram na categoria de consumidor de energia do grupo A, subgrupo A4, com enquadramento tarifário THS verde³. A migração ao ACL é possível, já que obedecem aos requisitos técnicos de recebimento da energia em tensão adequada e demanda contratada mínima de 500 kW.

Na seção presente, a migração será avaliada com base no consumo médio mensal no ano de 2019⁴, obtido através de leitura nas faturas disponibilizadas. Admitindo início no ACL em janeiro de 2022, a média de consumo mensal calculada será replicada para os próximos 48 meses seguintes, considerando dessa maneira que a UFPR consumirá o valor médio nos próximos quatro anos (2022 a 2025). A média será valorada à tarifa de energia vigente e dessa forma haverá a projeção de despesa mensal com energia no ACR para os próximos quatro anos. Usualmente as tarifas de energia no ACR sofrem reajuste anual, determinado pela ANEEL. Devido à falta de modelos de previsão de reajuste tarifário o valor das tarifas de energia para o ano de 2020 serão replicadas para todos os anos estudados, resultando assim na previsão de custo com energia no ACR.

Analogamente, no ACL será utilizada a mesma média de consumo projetada para o mesmo horizonte temporal, porém valorada ao preço da energia I5 no ACL para o ano de 2020, obtido através de material publicado por empresas do setor. Essa é uma diferença importante na comparação das projeções de custos: no ACR as tarifas de energia vigentes por legislação comporão o custo, enquanto que no ACL serão os preços de energia praticados no mercado.

Com as projeções de custo no ACR e no ACL estimados será realizado um comparativo entre os dois ambientes, julgando viável a migração da UFPR caso as despesas no ACL resultem menores que no ACR.

³ Informação válida apenas para os *campi* estudados nesse trabalho. A universidade é composta por outros *campi* que não entraram nesse estudo por consumirem relativamente pouca energia, já que os cinco *campi* estudados são os maiores consumidores de toda a UFPR.

⁴ O ano de 2020 foi ignorado em razão do decréscimo de consumo causado pela ausência das aulas nas unidades da UFPR por causa da pandemia da covid-19.

4.1 FATURAS AVALIADAS

As faturas avaliadas da UFPR, que foram base para o estudo de caso, estão demonstradas abaixo, de acordo com as Figuras 8,9,10,11 e 12:

FIGURA 8 - FATURA CAMPUS AGRÁRIAS

		Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Curitiba-PR - 81 200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 IM: 423.992-4		página 1 / 2 		www.copel.com																	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANA R JAIME BALAO, 675 - UFPR SETOR DE CIENCIAS AGRARIAS HUGO LANGE - CURITIBA - PR - CEP: 80040-340 80690 01 806 136006 CNPJ 75.095.679/0001-49				Mês de referência Dezembro/2019		Nº de Identificação 1936905																	
				Vencimento 25/01/2020		VALOR R\$ 82.177,19																	
EXTRATO DE FATURAMENTO - TARIFA HORARIA VERDE						FAT-01-20198537256727-74 Emitida em 03/12/2019																	
Informações Técnicas																							
Mês/Año Consumo/Usado do Sistema: 12/2019 Data de Emissão: 03/12/2019 Data Real Leit Atual: 30/11/2019 Data Real Leit Anterior: 31/10/2019 Data Provável Prox Leitura: 01/01/2020				Poder/Ppf-Educacao Superior - Graduacao Perdas de Transformação: 0% Rel. Transform. Corrente: 10/5 Rel. Transform. Potencial: 13800/115																			
EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO																							
<table border="1"> <tr> <td>SAG 1681HC</td> <td>kW</td> <td>kWh</td> <td>kvarh</td> </tr> <tr> <td>Medidor</td> <td>0026600866</td> <td>0026600866</td> <td>0026600866</td> </tr> <tr> <td>Constante</td> <td>0.28800</td> <td>0.07200</td> <td>0.07200</td> </tr> <tr> <td>Constante Excedente Reativo kW/kWh</td> <td></td> <td></td> <td>0.07200</td> </tr> </table>								SAG 1681HC	kW	kWh	kvarh	Medidor	0026600866	0026600866	0026600866	Constante	0.28800	0.07200	0.07200	Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.07200
SAG 1681HC	kW	kWh	kvarh																				
Medidor	0026600866	0026600866	0026600866																				
Constante	0.28800	0.07200	0.07200																				
Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.07200																				
Grandezas e Valores para Faturamento																							
Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total																
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	11221610	11336404	8265,00		8265,00	1,961902	16.215,12																
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	136432528	137845836	101758,00		101758,00	0,517210	52.630,29																
ENERGIA REAT EXC PONTA	306272	311304	362,00		362,00	0,417541	151,15																
ENERGIA REAT EXC F PONTA	1954072	1988436	2474,00		2474,00	0,417542	1.033,00																
DEMANDA	1373	1249	359,71	349,00	359,71	20,960357	7.539,65																
ENERGIA CONS. B.VERMELHA	147654138	149182240	110023,00				6.992,14																
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	62404731	63159009	54308,00																				
ENER. REAT. INDUTIVA																							

FONTE: O autor (2020).

FIGURA 9 - FATURA CAMPUS CENTRO POLITÉCNICO

		Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Biazetto, 158 - Curitiba-PR - 81 200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 IM: 423.992-4		página 1 / 2 		www.copel.com																	
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANA ROD BR 116 - CENTRO POLITECNICO JARDIM DAS AMERICAS - CURITIBA - PR - CEP: 81690-190 81210 01 820 080020 CNPJ 75.095.679/0001-49				Mês de referência Dezembro/2019		Nº de Identificação 19450729																	
				Vencimento 25/01/2020		VALOR R\$ 517.606,25																	
EXTRATO DE FATURAMENTO - TARIFA HORARIA VERDE						FAT-01-20198665017021-32 Emitida em 24/12/2019																	
Informações Técnicas																							
Mês/Año Consumo/Usado do Sistema: 12/2019 Data de Emissão: 24/12/2019 Data Real Leit Atual: 20/12/2019 Data Real Leit Anterior: 20/11/2019 Data Provável Prox Leitura: 20/01/2020				Poder/Ppf-Educacao Superior - Graduacao Perdas de Transformação: 0% Rel. Transform. Corrente: 100/5 Rel. Transform. Potencial: 13800/115																			
EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO																							
<table border="1"> <tr> <td>SAG 1681HD</td> <td>kW</td> <td>kWh</td> <td>kvarh</td> </tr> <tr> <td>Medidor</td> <td>0031602017</td> <td>0031602017</td> <td>0031602017</td> </tr> <tr> <td>Constante</td> <td>2.88000</td> <td>0.72000</td> <td>0.72000</td> </tr> <tr> <td>Constante Excedente Reativo kW/kWh</td> <td></td> <td></td> <td>0.72000</td> </tr> </table>								SAG 1681HD	kW	kWh	kvarh	Medidor	0031602017	0031602017	0031602017	Constante	2.88000	0.72000	0.72000	Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.72000
SAG 1681HD	kW	kWh	kvarh																				
Medidor	0031602017	0031602017	0031602017																				
Constante	2.88000	0.72000	0.72000																				
Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.72000																				
Grandezas e Valores para Faturamento																							
Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total																
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	7841388	7928151	62469,00		62469,00	1,967504	122.908,00																
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	80903443	81710431	581031,00		581031,00	0,518686	301.372,80																
ENERGIA REAT EXC PONTA	4046	4065	13,00		13,00	0,418462	5,44																
ENERGIA REAT EXC F PONTA	112869	113429	403,00		403,00	0,418685	168,73																
DEMANDA	718	658	1895,04	2100,00	1895,04	21,020179	39.834,08																
DEMANDA ISENTA ICMS					204,96	14,563622	2.984,96																
ENERGIA CONS. B. AMARELA							8.184,20																
ENERGIA CONS. B. VERMELHA							15.606,45																
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	88744831	89638582	643500,00																				
ENER. REAT. INDUTIVA	32366433	32681924	227153,00																				

FONTE: O autor (2020).

FIGURA 10 - FATURA CAMPUS SOCIAIS APLICADAS

	Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Biazzetto, 158 - Curitiba-PR - 81 200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 IM: 423.992-4	página 1 / 2 	www.copel.com
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANA AV PREF LOTHARIO MEISSNER, 632 - SUBSEDE DA SAUDE JARDIM BOTANICO - CURITIBA - PR - CEP: 80210-170 81880 04 808 530008 CNPJ 75.095.679/0001-49		Mês de referência Dezembro/2019	N° de Identificação 44895780
		Vencimento 25/01/2020	VALOR R\$ 102.105,87
EXTRATO DE FATURAMENTO - TARIFA HORARIA VERDE			FAT-01-20198573021499-4 Emitida em 11/12/2019

Informações Técnicas

Mês/Ano Consumo/Usado do Sistema: 12/2019 Poder/Ppf-Educacao Superior - Graduação
 Data de Emissão 09/12/2019 Perdas de Transformação: 0%
 Data Real Leit Atual 09/12/2019 Rel. Transform. Corrente: 75/5
 Data Real Leit Anterior 09/11/2019 Rel. Transform. Potencial: 13800/115
 Data Provável Prox Leitura 09/01/2020

EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO			
SAG 1681HC	kW	kWh	kvarh
Medidor	0027600900	0027600900	0027600900
Constante	2.16000	0.54000	0.54000
Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.54000

Grandezas e Valores para Faturamento

Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	1540310	1561448	11414,00		11414,00	1,964419	22.421,88
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	12088203	12273167	99880,00		99880,00	0,517873	51.725,19
ENERGIA REAT EXC PONTA	355589	356103	277,00		277,00	0,418051	115,80
ENERGIA REAT EXC F PONTA	2974715	2985993	6090,00		6090,00	0,418080	2.546,11
DEMANDA	237	201	434,16	220,00	434,16	20,987240	9.111,82
DEMANDA ULTRAPASSAGEM20/11/19 - 11:45			214,16	0,00	214,16	41,974458	8.989,25
ENERGIA CONS. B.AMARELA							566,57
ENERGIA CONS. B.VERMELHA							5.354,07
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	13628513	13834615	111295,00				
ENER. REAT. INDUTIVA	12179811	12300874	65374,00				

FONTE: O autor (2020).

FIGURA 11 - FATURA CAMPUS REITORIA

	Copel Distribuição S.A. Rua José Izidoro Biazzetto, 158 - Curitiba-PR - 81 200-240 CNPJ 04.368.898/0001-06 - IE: 90.233.073-99 IM: 423.992-4	página 1 / 2 	www.copel.com
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANA R GAL CARNEIRO, 460 - CIENCIAS HUMANAS LETRAS E ARTES CENTRO - CURITIBA - PR - CEP: 80060-150 81880 02 822 221022 CNPJ 75.095.679/0001-49		Mês de referência Dezembro/2019	N° de Identificação 69860726
		Vencimento 25/01/2020	VALOR R\$ 36.471,34
EXTRATO DE FATURAMENTO - TARIFA HORARIA VERDE			FAT-01-20198556106040-51 Emitida em 09/12/2019

Informações Técnicas

Mês/Ano Consumo/Usado do Sistema: 12/2019 Poder/Ppf-Educacao Superior - Graduação
 Data de Emissão 05/12/2019 Perdas de Transformação: 0%
 Data Real Leit Atual 05/12/2019 Rel. Transform. Corrente: 15/5
 Data Real Leit Anterior 05/11/2019 Rel. Transform. Potencial: 13800/115
 Data Provável Prox Leitura 05/01/2020

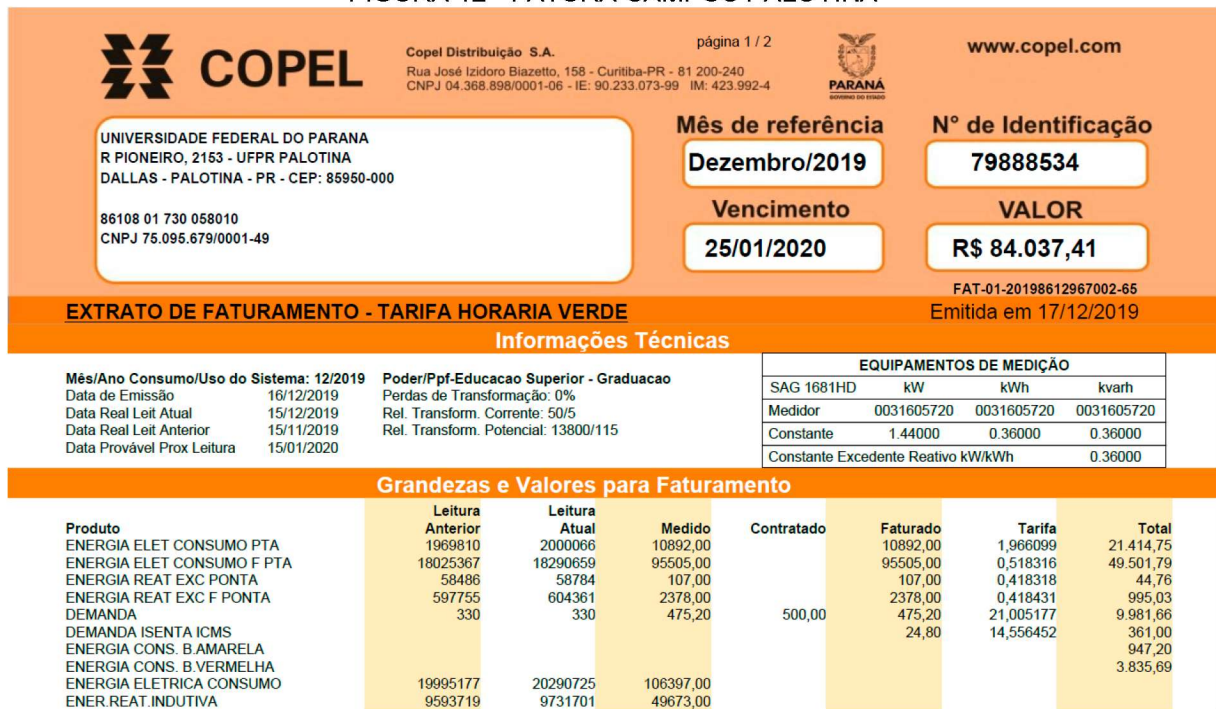
EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO			
SAG 1681HC	kW	kWh	kvarh
Medidor	0027600059	0027600059	0027600059
Constante	0.43200	0.10800	0.10800
Constante Excedente Reativo kW/kWh			0.10800

Grandezas e Valores para Faturamento

Produto	Leitura Anterior	Leitura Atual	Medido	Contratado	Faturado	Tarifa	Total
ENERGIA ELET CONSUMO PTA	7256610	7307185	5462,00		5462,00	1,963299	10.723,54
ENERGIA ELET CONSUMO F PTA	53780236	54119053	36592,00		36592,00	0,517578	18.939,21
ENERGIA REAT EXC F PONTA	571278	585728	1560,00		1560,00	0,417840	651,83
DEMANDA	360	335	144,72	245,00	144,72	20,975263	3.035,54
DEMANDA ISENTA ICMS					100,28	14,542082	1.458,28
ENERGIA CONS. B.AMARELA							109,26
ENERGIA CONS. B.VERMELHA							2.335,13
ENERGIA ELETRICA CONSUMO	61036846	61426238	42054,00				
ENERGIA REAT EXC PONTA	281	281	0,00				
ENER. REAT. INDUTIVA	657920	657930	1,00				

FONTE: O autor (2020).

FIGURA 12 - FATURA CAMPUS PALOTINA



FONTE: O autor (2020).

Observando as linhas de produtos faturáveis é possível tabular o consumo e a demanda dos *campi*, informações que serão utilizadas para a comparação entre os ambientes cativo e livre. Alguns gastos representados nas faturas, como energia e demanda reativa não serão incluídos na análise, pois são cobrados da mesma maneira independentemente do ambiente, sendo necessário trabalho de eficiência energética para corrigi-los.

4.2 CONSUMOS E DEMANDAS

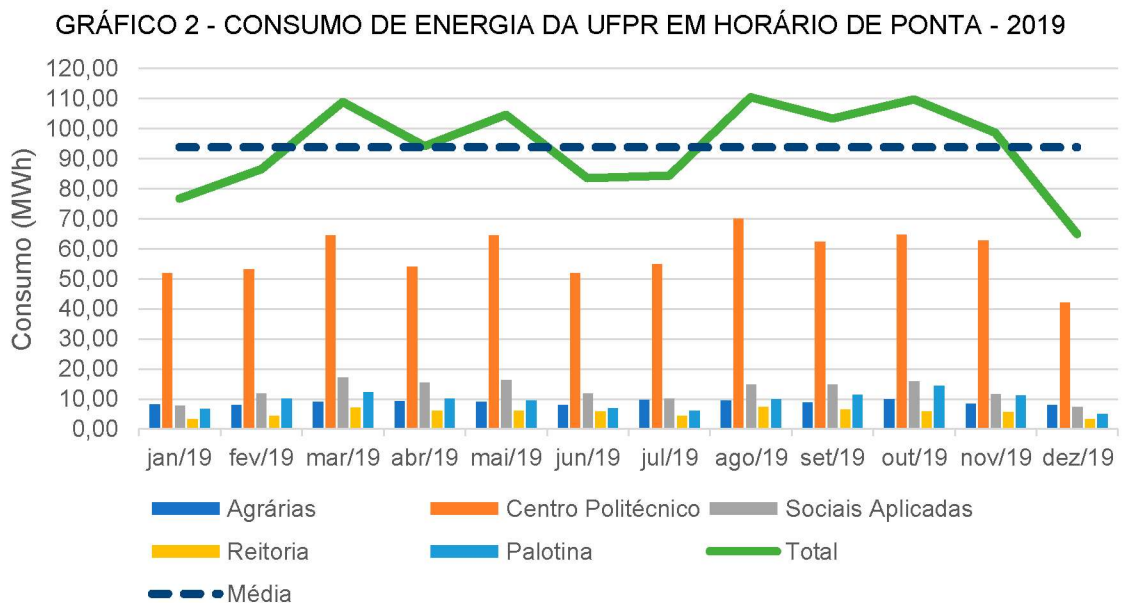
Com a leitura das faturas realizada a reunião das informações de consumo ponta e fora ponta, bem como as demandas contratadas no ano de 2019, por *campi* e total, foram tabulados e são informados nas tabelas 8 e 9 e nos gráficos 2 e 3 a seguir. As informações apresentadas foram observadas nas faturas estudadas, conforme demonstrado anteriormente.

TABELA 8 - CONSUMO DE ENERGIA DA UFPR EM HORÁRIO DE PONTA (MWh) - 2019

	Agrárias	Centro Politécnico	Sociais Aplicadas	Reitoria	Palotina	TOTAL
jan/19	7,92	51,58	7,54	3,00	6,57	76,62
fev/19	7,73	52,98	11,58	4,24	9,88	86,41
mar/19	8,82	64,18	17,01	6,84	11,99	108,83
abr/19	9,08	53,89	15,22	5,90	9,92	94,01
mai/19	8,94	64,35	16,05	5,88	9,31	104,53
jun/19	7,73	51,69	11,71	5,61	6,66	83,41
jul/19	9,43	54,76	10,01	4,16	5,91	84,26
ago/19	9,19	69,80	14,55	7,09	9,72	110,35
set/19	8,70	62,15	14,67	6,33	11,31	103,16
out/19	9,69	64,41	15,76	5,66	14,10	109,61
nov/19	8,27	62,47	11,41	5,46	10,89	98,50
dez/19	7,79	41,93	7,20	3,10	4,81	64,83
					MÉDIA MENSAL	93,71

FONTE: O autor (2020).

De acordo com a Tabela 8, a UFPR consumiu em média 93,71 MWh em horário de ponta no ano de 2019, com pico máximo em ago/2019 e pico mínimo em dez/2019. No horário de ponta a universidade atende os alunos do curso noturno, além de desempenhar outras atividades, o que pode justificar o consumo relativamente alto. No Gráfico 2 a variação anual de consumo na ponta pode ser observada, com destaque para o campus Centro Politécnico, que consumiu acima dos 40 MWh em todos os meses do ano citado. Conforme dito anteriormente a média de consumo na ponta de 93,71 MWh será utilizada na comparação de custos entre o ACR e o ACL.



FONTE: O autor (2020).

Na Tabela 9 encontram-se os dados de consumo no horário fora de ponta da UFPR, sendo que na média os *campi* estudados consumiram 908,55 MWh. O Centro Politécnico continua em destaque pelo seu alto consumo e o mês resultante de maior consumo foi em outubro, próximo de 1,00 GWh consumidos. O mês de dezembro, provavelmente por ser o mês de término das aulas, foi o mês com menor consumo registrado. Porém já em janeiro o consumo retorna para a casa dos 900 MWh, com a retomada de algumas atividades na universidade.

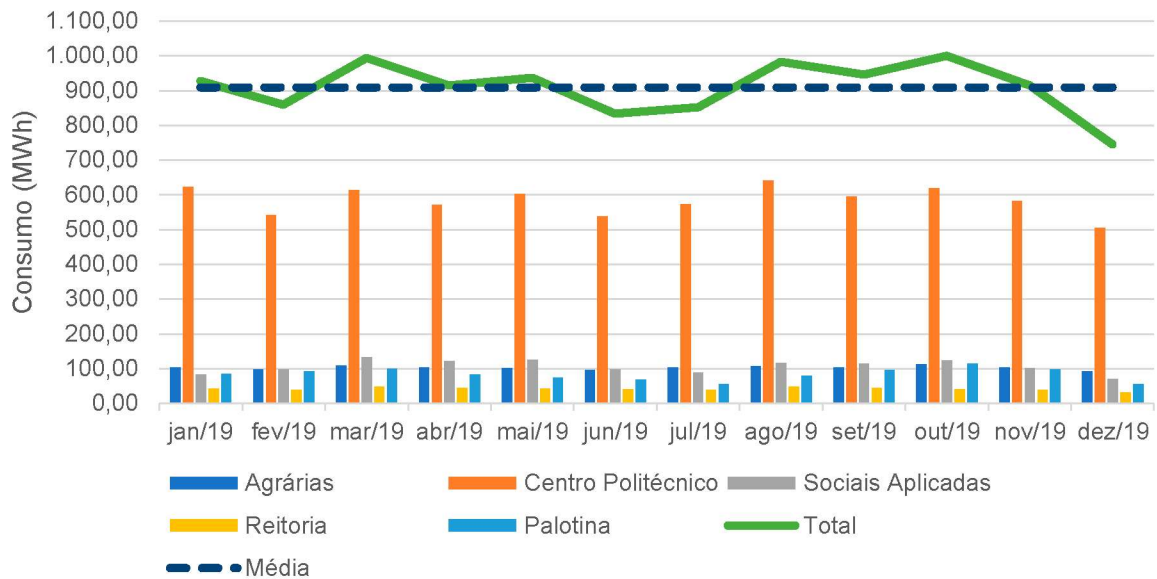
TABELA 9 - CONSUMO DE ENERGIA DA UFPR EM HORÁRIO FORA DE PONTA (MWh) - 2019

	Agrárias	Centro Politécnico	Sociais Aplicadas	Reitoria	Palotina	TOTAL
jan/19	101,61	620,90	81,38	40,55	82,70	927,14
fev/19	95,52	540,54	95,58	36,97	89,60	858,21
mar/19	106,32	611,95	130,71	46,17	97,70	992,85
abr/19	101,59	569,80	120,28	42,12	80,87	914,66
mai/19	99,70	601,75	123,24	40,45	71,62	936,75
jun/19	94,83	535,50	95,99	39,65	66,98	832,94
jul/19	101,10	572,23	87,57	36,92	54,13	851,95
ago/19	105,66	639,10	114,47	46,07	77,80	983,09
set/19	101,92	593,08	112,88	43,44	94,78	946,10
out/19	110,11	617,02	121,54	38,13	112,59	999,38
nov/19	101,76	581,03	99,88	36,59	95,51	914,77
dez/19	91,32	503,06	67,49	28,88	54,01	744,77
					MÉDIA MENSAL	908,55

FONTE: O autor (2020).

O Gráfico 3 mostra a variação anual de consumo fora do horário de ponta, com destaque novamente para o campus Centro Politécnico, que consumiu acima dos 500 MWh em todos os meses do ano estudado. No Centro Politécnico está concentrado grande número de cursos, e de alunos consequentemente, além de laboratórios de grande porte, o que pode justificar o alto consumo desse campus. No caminho contrário o campus da Reitoria exibiu o menor consumo dentre todos os *campi* estudados, sendo aquele com menos atividades que consomem energia, como os laboratórios. A média de consumo em horário fora de ponta de todos os *campi*, que resultou no volume de energia de 908,55 MWh, será utilizada na comparação de custos entre o ACR e o ACL.

GRÁFICO 3 - CONSUMO DE ENERGIA DA UFPR EM HORÁRIO FORA DE PONTA - 2019



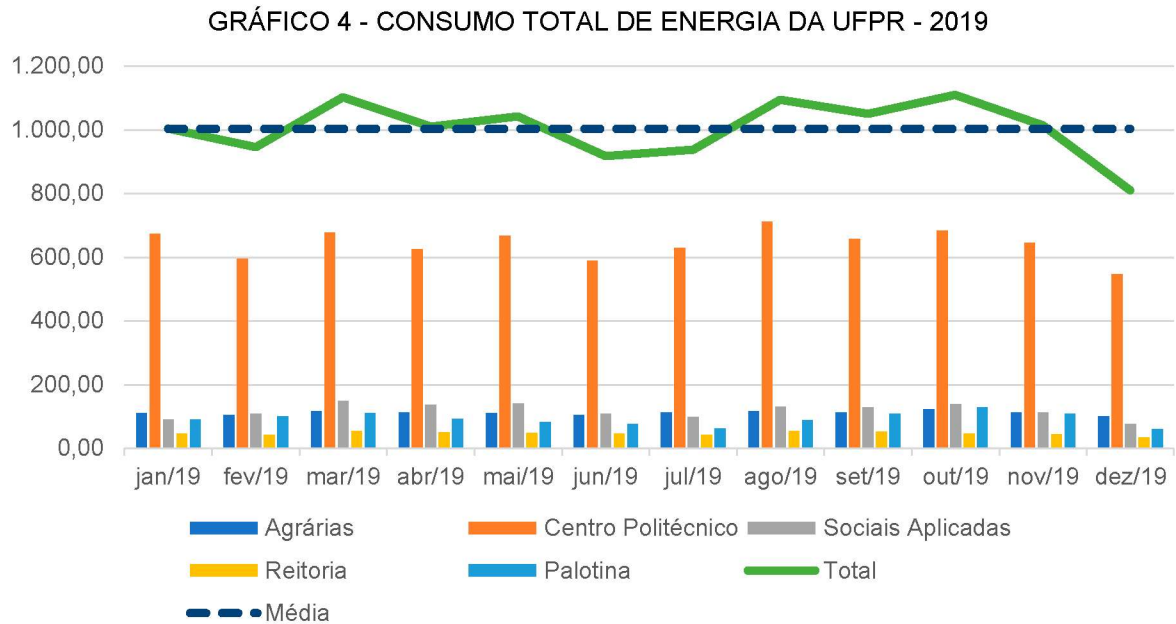
FONTE: O autor (2020).

Encerrando essa parte da análise, o consumo total (horário de ponta mais horário fora de ponta) da UFPR atingiu pico máximo em out/19, acompanhado do grande consumo na ponta e fora de ponta, e pico mínimo em dez/19, mês tipicamente de menor consumo. A média de consumo calculada e que será utilizada na análise resultou em 1.002,26 MWh. Esse volume equivale ao consumo de aproximadamente 6.590 residências (FEDRIGO, GONÇALVES, LUCAS, 2009), como mostram a Tabela 10 e o Gráfico 4:

TABELA 10 - CONSUMO TOTAL DE ENERGIA DA UFPR (MWh) - 2019

	Agrárias	Centro Politécnico	Sociais Aplicadas	Reitoria	Palotina	TOTAL
jan/19	109,53	672,48	88,91	43,56	89,27	1.003,75
fev/19	103,25	593,52	107,16	41,21	99,48	944,62
mar/19	115,14	676,13	147,72	53,00	109,68	1.101,68
abr/19	110,67	623,69	135,50	48,02	90,79	1.008,66
mai/19	108,64	666,10	139,29	46,33	80,92	1.041,28
jun/19	102,56	587,19	107,70	45,25	73,64	916,35
jul/19	110,53	626,99	97,57	41,08	60,04	936,21
ago/19	114,85	708,91	129,01	53,16	87,52	1.093,44
set/19	110,62	655,23	127,55	49,78	106,09	1.049,26
out/19	119,79	681,43	137,30	43,79	126,69	1.108,99
nov/19	110,02	643,50	111,29	42,05	106,40	1.013,27
dez/19	99,11	544,99	74,69	31,98	58,82	809,60
MÉDIA MENSAL						1.002,26

FONTE: O autor (2020).



Fonte: O autor (2020).

Comparando os valores mensais da tabela e visualizando a variação no horizonte temporal podemos perceber quais *campi* consomem mais energia em relação ao total consumido e, também, podemos ver que o consumo é constante durante os meses do ano, sendo um pouco menor no mês de dezembro.

Como visto previamente a UFPR se caracteriza como consumidor do subgrupo A4, THS Verde. Por isso, além do consumo, a demanda contratada é uma variável importante nas despesas com energia. Na Tabela 11 estão demonstrados os valores de potência contratada da UFPR em seus diferentes *campi* analisados:

TABELA 11 - DEMANDAS CONTRATADAS DA UFPR (kW) - 2019

	Agrárias	Centro Politécnico	Sociais Aplicadas	Reitoria	Palotina	TOTAL
Contratada	380	2.100	220	245	500	3.445

Fonte: O autor (2020).

Os valores apresentados na Tabela 11 acima se referem à demanda já contratada de cada um dos *campi* analisados. Não foi realizado qualquer estimativa desses valores, apenas a tabulação dos valores que já estão nos contratos e podem ser observados nas faturas de cada um dos *campi*.

Após a discriminação dos dados, as informações que comporão a projeção das despesas da universidade com energia elétrica foram apuradas de acordo com a Tabela 12, onde há um resumo de cada produto que representa um custo e que será

analisado. Corroborando com a metodologia aplicada o valor de demanda considerado será a soma das demandas contratadas de todos os *campi* (vide tabela 11), ao passo que os valores de consumo serão as médias mensais nos diferentes postos tarifários demonstradas nas tabelas 9 e 10 anteriormente.

TABELA 12 – MÉDIA MENSAL DOS PRODUTOS FATURÁVEIS DA UFPR – 2019

Demanda	3.445 KW
Energia Ponta	93,71 MWh
Energia Fora Ponta	908,55 MWh
TUSD Ponta	93,71 MWh
TUSD Fora Ponta	908,55 MWh

FONTE: O autor (2020).

Na seção seguinte será apresentada a projeção do gasto com energia no ACR considerando os volumes da Tabela 12 e as tarifas de Aneel (2020). Através da soma dos produtos faturáveis e suas respectivas tarifas a despesa da UFPR no ACR poderá ser estimada, e posteriormente comparada com a despesa estimada no ACL.

4.3 ESTIMATIVA DE DESPESAS COM ENERGIA NO ACR

Para estimar as despesas mensais com energia da UFPR no ACR, os produtos faturáveis foram valorados de acordo com as tarifas constantes na Resolução Homologatória Nº 2.704, de 23 de junho de 2020 (ANEEL, 2020), válida de 24 de junho de 2020 a 23 de junho de 2021, aplicáveis ao subgrupo A4 para a THS verde, de acordo com a Tabela 13:

TABELA 13 - TARIFAS SEM IMPOSTOS APLICÁVEIS À UFPR

	TUSD		TE
	R\$/KW	R\$/MWh	R\$/MWh
NA	15,26	-	-
Ponta	-	911,80	406,26
Fora Ponta	-	77,88	248,79

FONTE: ANEEL (2020).

É importante lembrar que as tarifas constantes nas resoluções são divulgadas sem a incidência dos impostos. A Tabela 13 demonstra as tarifas, sem impostos, aplicáveis à UFPR. Como os tributos federais PIS/COFINS variam mensalmente foi utilizada a média dos meses do ano de 2019, correspondente a 5% e obtida a partir

da leitura nas próprias faturas, para incidir sobre as tarifas. O estado do Paraná realiza a cobrança do ICMS na energia com base no artigo 14, inciso V, alínea “a” da Lei Estadual 11.580/96 (PARANÁ, 1996), sendo a alíquota igual a 29%. Aplicando então as alíquotas, as tarifas finais resultam de acordo com a Tabela 14:

TABELA 14 - TARIFAS COM IMPOSTOS APLICÁVEIS À UFPR

	TUSD		TE
	R\$/KW	R\$/MWh	R\$/MWh
NA	23,12	-	-
Ponta	-	1381,52	615,55
Fora Ponta	-	118,00	376,95

FONTE: Adaptado de ANEEL (2020).

Comparando os valores da Tabela 14 com os valores da Tabela 13 pode-se perceber o aumento significativo nas tarifas após a incidência dos impostos. Portanto a projeção de custo estimado total mensal da UFPR no ACR é a soma dos produtos matemáticos entre os volumes apresentados na tabela 12 e as respectivas tarifas da Tabela 14, ou como segue a seguir na Tabela 15:

TABELA 15 - CUSTO ESTIMADO NO ACR – BANDEIRA VERDE

	Volumes	Tarifas	Total
Demanda	3.445	23,12	R\$ 79.652,58
Energia Ponta	93,71	615,55	R\$ 57.681,43
Energia Fora Ponta	908,55	376,95	R\$ 342.482,05
TUSD Ponta	93,71	1381,52	R\$ 129.458,79
TUSD Fora Ponta	908,55	118,00	R\$ 107.208,90
		TOTAL	R\$ 716.483,75

FONTE: O autor (2020).

Na tabela acima estão demonstrados os custos de cada um dos produtos faturáveis. O resultado é obtido multiplicando o volume com a correspondente tarifa com impostos. O total é a soma de cada um dos produtos faturáveis.

Conforme citado em seção anterior o sistema de bandeiras tarifárias encarece o custo da energia no ACR de acordo com as condições de geração de energia do SIN. Nesse sentido a Tabela 16 apresenta a seguir os custos estimados de energia da UFPR no ACR considerando a incidência das bandeiras tarifárias amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. Sendo assim a Tabela 15 anteriormente exposta se refere ao custo no ACR na bandeira verde.

TABELA 16 - CUSTO ESTIMADO NO ACR – BANDEIRAS AMARELA E VERMELHA

	Amarela	Vermelha I	Vermelha II
Demanda	R\$ 79.652,58	R\$ 79.652,58	R\$ 79.652,58
Energia Ponta	R\$ 59.588,39	R\$ 63.600,95	R\$ 66.545,25
Energia Fora Ponta	R\$ 360.971,04	R\$ 399.875,16	R\$ 428.421,80
TUSD Ponta	R\$ 129.458,79	R\$ 129.458,79	R\$ 129.458,79
TUSD Fora Ponta	R\$ 107.208,90	R\$ 107.208,90	R\$ 107.208,90
TOTAL	R\$ 736.879,70	R\$ 779.796,38	R\$ 811.287,32

FONTE: O autor (2020).

Com os valores da Tabela 16 é possível perceber a grande oneração causada pelo sistema de bandeiras tarifárias aos consumidores do ACR. Imaginando um consumidor com consumo equivalente aos cinco *campi* da UFPR, no ano de 2019 considerando a incidência das bandeiras de acordo com o Quadro 5, o acréscimo no custo seria na ordem de 4%.

4.4 INVESTIMENTOS E DESPESAS EXTRAS NO ACL

A adesão ao ACL exige do consumidor novos procedimentos operacionais, sendo que alguns envolvem dispêndio financeiro. Além desses valores, considerados investimentos, a participação no ACL envolve pagamentos mensais de contribuição à CCEE, encargos de serviços, *link* de comunicação entre o SMF (Sistema de Medição e Faturamento) e a CCEE e o pagamento de prestação de serviços para empresa especializada em gerir os contratos e representar o consumidor na CCEE, não sendo obrigatório, mas recomendável. A Tabela 17 indica as despesas mensais extras que a UFPR teria caso migrasse ao ACL e a Tabela 18 indica os valores de investimento necessários para a adesão ao ACL.

TABELA 17 - CUSTOS MENSIS EXTRAS ESTIMADOS NO ACL

Item	Descrição	Preço
Gestão	Gerir os contratos e representar o consumidor na CCEE	R\$ 7.500,00
Link de comunicação	Realizar a comunicação entre o SMF e a CCEE, coletando os dados de consumo e enviando à câmara	R\$ 1.077,75
Contribuição associativa	Pagamento mensal realizado por todos os agentes à CCEE como forma de custeio das atividades da câmara	R\$ 1.200,00
Encargos ESS	Os Encargos de Serviço do Sistema são pagos aos agentes geradores térmicos quando solicitados pelo ONS a operar	R\$ 5.000,00
	TOTAL	R\$ 14.777,75

FONTE: O autor (2020)

Na tabela acima estão os valores mensais inerentes à participação dos consumidores no ACL, obtidos através de pesquisas de mercado. Os valores de gestão e link de comunicação podem variar substancialmente a depender da empresa que preste o serviço de gestão e da distribuidora à qual o consumidor está vinculado. O valor de gestão indicado acima é uma média e considera a gestão das cinco unidades consumidoras estudadas. O valor de link de comunicação foi obtido através de faturas de consumidores livres ligados à Copel, distribuidora à qual está vinculada a UFPR. Por fim, os valores de contribuição associativa e encargos foram estimados com base no consumo dos *campi*, variando mensalmente de acordo com a energia consumida.

Item	Descrição	Preço
Adequação do SMF	Adequação dos Sistemas de Medição para o padrão ACL	R\$ 100.000,00
Pagamento de Adesão	Pagamento de taxa única para tomar-se membro da CCEE	R\$ 6.707,00
TOTAL		R\$ 106.707,00

FONTE: O autor (2020)

Já na tabela 18 são apresentados os valores estimados de investimentos para que a UFPR migre ao ACL. O primeiro deles, referente à adequação de medição, envolve os custos de adequação dos relógios de medição para o padrão do ACL para os cinco *campi*, enquanto que o valor de adesão refere-se a um pagamento único, realizado via boleto diretamente para a CCEE como forma de entrada do consumidor no ambiente livre (CCEE, 2020c). A estimativa de custo para adequação dos sistemas de medição de cada *campi* foi obtida através de consulta a empresas que prestam o serviço. Essa estimativa pode variar de acordo com a empresa prestadora do serviço e também de acordo com a condição atual do sistema de faturamento dos *campi*. Para um orçamento totalmente assertivo nesse sentido seria necessária a visita de prestadores de serviço aos *campi*.

4.5 ESTIMATIVA DE DESPESAS COM ENERGIA NO ACL

Para estimar as despesas mensais com energia da UFPR no ACL, a média do consumo na ponta e fora de ponta foi valorada a preços de mercado para energia

incentivada I5, para os anos de 2022 a 2025. Os preços de mercado indicados na Tabela 19 são frutos de tomada de preços no mercado, extraídos de relatório comercial, sendo então preços firmes e não previsões.

TABELA 19 - PREÇOS DE MERCADO PARA ENERGIA I5 - 2020

	2022	2023	2024	2025
Preço (R\$/MWh)	R\$ 250,00	R\$ 185,00	R\$ 180,00	R\$ 161,00

FONTE: TRADENER (2020).

É praxe no ACL, como demonstra a Tabela 19, os preços de energia serem decrescentes ao longo dos anos. Podemos ver que no ano mais próximo, em 2020, o preço do MWh é consideravelmente mais caro do que no último ano, em 2025.

Conhecendo então o preço da energia I5 a ser contratada, deve-se agora calcular o desconto na TUSD aplicado a esse estudo de caso em razão da compra de energia incentivada. Conforme aponta Aneel (2004) as tarifas de Demanda e de TUSD para o caso da UFPR (A4/Verde) são calculadas de acordo com as Equações 2 e 3 abaixo, considerando-se o benefício tarifário de 50%, descrito anteriormente no item 3.4.1:

$$Demanda \acute{U}nica = [Tarifa * 0,50] + \left[\frac{Tarifa}{1-tributos} - Tarifa \right] \quad (2)$$

$$TUSD \text{ Ponta} = [(TUSD \text{ p.} - TUSD \text{ fp.}) \times 0,50 + TUSD \text{ fp}] + \left[\frac{TUSD \text{ p}}{1-tributos} - TUSD \text{ p} \right] \quad (3)$$

A Tabela 20 mostra as tarifas finais com o desconto aplicado (em amarelo) e também o preço da energia I5 para os anos de contratação propostos, com o tributo ICMS:

TABELA 20 - TARIFAS FINAIS DE APLICAÇÃO E PREÇO DE ENERGIA NO ACL

Posto tarifário	Demanda (R\$/kW)	TUSD (R\$/MWh)	PREÇO ENERGIA 2022 (R\$/MWh)	PREÇO ENERGIA 2023 (R\$/MWh)	PREÇO ENERGIA 2024 (R\$/MWh)	PREÇO ENERGIA 2025 (R\$/MWh)
Ponta		964,56	352,12	260,56	253,52	226,76
Fora Ponta	15,49	118,00				

FONTE: O autor (2020)

Quando comparamos a Tabela 20 com a Tabela 15 podemos perceber de imediato onde haverá redução de gastos, uma vez que as tarifas no ACL referentes à demanda e à TUSD ponta são mais baratas, além do menor preço da energia no ACL comparado à TE no ACR. Dessa forma podemos estimar os custos da energia no ACL para os anos de contratação propostos. Esses valores estão demonstrados na Tabela 21:

TABELA 21 - ESTIMATIVA DE GASTOS MENSAIS COM ENERGIA NO ACL

	2022	2023	2024	2025
Demanda	R\$ 53.367,23	R\$ 53.367,23	R\$ 53.367,23	R\$ 53.367,23
Energia Ponta	R\$ 32.996,40	R\$ 24.416,51	R\$ 23.756,81	R\$ 21.249,19
Energia Fora Ponta	R\$ 319.918,63	R\$ 236.731,79	R\$ 230.335,60	R\$ 206.022,80
TUSD Ponta	R\$ 90.386,37	R\$ 90.386,37	R\$ 90.386,37	R\$ 90.386,37
TUSD Fora Ponta	R\$ 107.208,90	R\$ 107.208,90	R\$ 107.208,90	R\$ 107.208,90
TOTAL ENERGIA	R\$ 603.877,53	R\$ 512.110,80	R\$ 505.054,91	R\$ 478.234,49

FONTE: O autor (2020)

O gasto mensal estimado no ACL diminui com o passar do tempo pois o gasto com energia diminui. É possível perceber isso na tabela acima, onde os valores de demanda, TUSD Ponta e TUSD Fora Ponta são os mesmos para todos os anos.

O total de gastos estimados da UFPR no ACL deverá levar em conta os custos estimados com energia (Tabela 21) mais os custos extras estimados (Tabela 17). Na Tabela 22 estão demonstrados os custos estimados totais no ACL que serão posteriormente comparados na análise de viabilidade:

TABELA 22 - ESTIMATIVA DE GASTOS TOTAIS DA UFPR NO ACL – 2022 A 2025

	2022	2023	2024	2025
Energia	R\$ 603.877,53	R\$ 512.110,80	R\$ 505.054,91	R\$ 478.234,49
Extras	R\$ 14.777,75	R\$ 14.777,75	R\$ 14.777,75	R\$ 14.777,75
TOTAL	R\$ 618.655,28	R\$ 526.888,55	R\$ 519.832,66	R\$ 493.012,24

FONTE: O autor (2020)

Os valores da tabela acima devem ser comparados com as Tabelas 15 e 16, sendo que, de maneira conservadora a comparação deve ser feita com a Tabela 15, e de maneira mais acurada com a Tabela 16, já que durante o ano deverá haver acionamento de alguma bandeira tarifária.

Em situações específicas poderão ocorrer déficits ou sobras de energia, de acordo com a variação do consumo mensal da UFPR. Como os contratos de energia no ACL são elaborados considerando um volume de energia há duas situações possíveis: o consumo ser abaixo do volume contratado e o consumo ser acima do volume contratado. Em ambos os casos cláusulas contratuais negociadas bilateralmente podem evitar quaisquer imprevistos, como por exemplo a inclusão de flexibilidades em relação ao volume contratado. Dessa forma o consumidor estaria coberto pelo contrato mesmo se seu consumo fosse muito baixo, ou muito alto, a depender do nível de variação e a depender do nível flexibilidade acordado em contrato. Tais cláusulas estão presentes na maioria dos contratos de energia entre consumidores livres e comercializadoras no ambiente livre, e os detalhes dessas cláusulas podem variar de acordo com a negociação realizada.

4.6 COMPARATIVO DE CUSTOS NO ACL E NO ACR

Para avançar na comparação propriamente dita é necessário, nesse momento, compararmos os custos dos ambientes e descobriremos qual deles exigirá menor gasto com energia. Para tal, as diferenças mensais entre os custos totais no ACR e no ACL são mostradas na Tabela 23, levando em conta os quatro anos de contratação de energia no ACL e as bandeiras tarifárias do ACR. O entendimento da Tabela 23 envolve o entendimento das Tabelas 15 e 16, onde os custos no ACR foram estimados levando em conta as tarifas de energia e as bandeiras tarifárias, e também a Tabela 22, onde os custos mensais do ACL foram estimados, de acordo com os preços de energia utilizados. No comparativo abaixo estão as diferenças mensais absolutas e percentuais entre os custos descritos dos dois ambientes. Por exemplo, a diferença mostrada para o ano de 2022 na bandeira verde foi encontrada subtraindo-se o custo do ACL, para o ano específico, do custo do ACR, na bandeira verde. Analogamente a diferença mostrada em 2024 envolve a diferença entre o custo mensal do ACL, para aquele ano, e o custo do ACR. Dessa forma tem-se a comparação mensal ano a ano, levando em conta o acionamento das bandeiras no ACR. Todos os valores estão em valores presentes já que a correção por reajuste foi ignorada, tanto no ACR como no ACL.

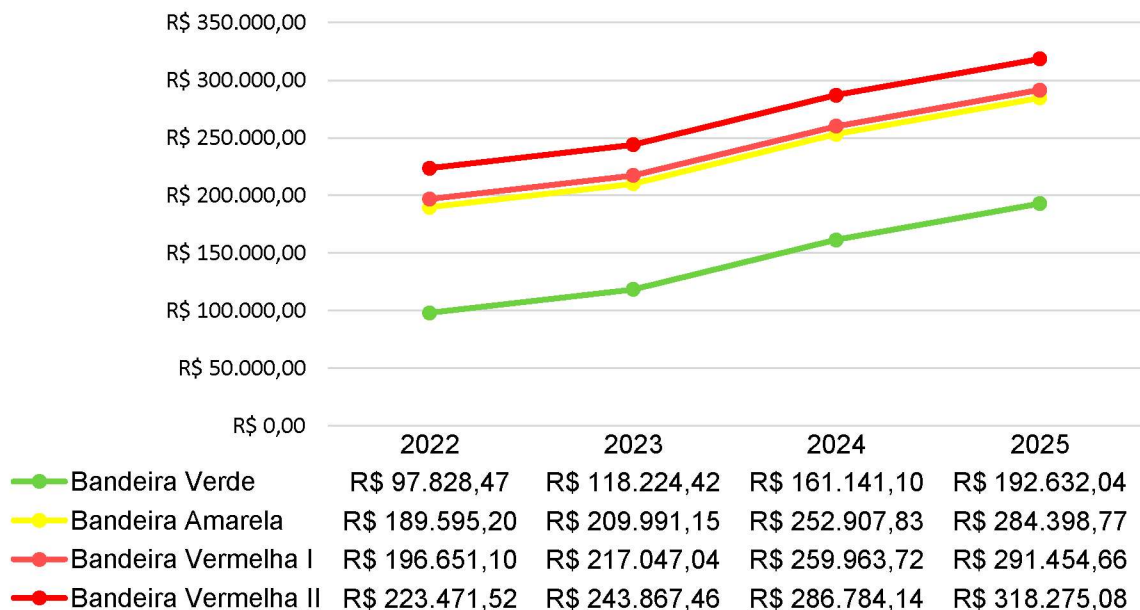
TABELA 23 - COMPARATIVO DE CUSTOS MENSAIS TOTAIS ACR X ACL - 2022 - 2025

Bandeira	Comparativo	2022	2023	2024	2025
Verde	Diferença R\$ (ACR - ACL)	R\$ 97.828,47	R\$ 118.224,42	R\$ 161.141,10	R\$ 192.632,04
	Diferença % (ACR - ACL)	13,65%	16,04%	20,66%	23,74%
Amarela	Diferença R\$ (ACR - ACL)	R\$ 189.595,20	R\$ 209.991,15	R\$ 252.907,83	R\$ 284.398,77
	Diferença % (ACR - ACL)	26,46%	28,50%	32,43%	35,06%
Vermelha I	Diferença R\$ (ACR - ACL)	R\$ 196.651,10	R\$ 217.047,04	R\$ 259.963,72	R\$ 291.454,66
	Diferença % (ACR - ACL)	27,45%	29,45%	33,34%	35,92%
Vermelha II	Diferença R\$ (ACR - ACL)	R\$ 223.471,52	R\$ 243.867,46	R\$ 286.784,14	R\$ 318.275,08
	Diferença % (ACR - ACL)	31,19%	33,09%	36,78%	39,23%

FONTE: O autor (2020)

É possível perceber que a economia mensal da UFPR para o ano de 2022 caso migrasse para o ACL seria de, no mínimo, R\$ 97.828,47. Essa seria a economia com a bandeira verde no ambiente regulado, aumentando para R\$189.595,20 na bandeira amarela e R\$ 223.471,52 na bandeira vermelha patamar II. No Gráfico 5 é apresentada a evolução da redução de custos.

GRÁFICO 5 - REDUÇÃO DE CUSTOS MENSAIS TOTAIS ACR X ACL - 2022 - 2025



FONTE: O autor (2020)

Nos anos seguintes a perspectiva de economia aumenta já que o custo no ACL diminui com o passar dos anos de contrato.

Considerando todos os anos de 2022 a 2025, a economia média mensal apenas na bandeira verde é de 18,53%, ou R\$142.456,51 e a economia média mensal total, considerando todas as bandeiras, é de 28,94%, o que representa um alívio nas contas de R\$221.514,61 por mês. Fazendo uma comparação com o investimento necessário para aderir ao ACL, conforme indicado na Tabela 18, o retorno seria observado em pouco mais de um mês de bandeira verde, já no primeiro ano. Porém, se houvesse a incidência de qualquer bandeira tarifária o investimento seria recuperado em menos de um mês. Portanto, de maneira mais conservadora em relação ao ACR, o *payback* seria de pouco mais de um mês, indicando a viabilidade financeira da migração

Os resultados obtidos, que demonstram a diferença de custos entre o ACR e o ACL, corroboram com os trabalhos de Rizkalla (2018) e Machado e Barussuol (2019) no sentido da atratividade financeira e da viabilidade de migração ao ACL. Rizkalla (2018) avalia a migração de uma unidade consumidora, o Centro de Tecnologia da UFRJ, cujo consumo apresentado é substancialmente maior que o consumo da UFPR apresentado neste trabalho. Em sua metodologia o autor atesta a viabilidade através da contratação de energia convencional, comumente mais barata que a energia incentivada. Dessa forma, em sua análise, não há a incidência do benefício tarifário sobre a demanda contratada, sendo que a redução dos custos se dá apenas pela diferença entre o preço da energia convencional e a tarifa de energia da distribuidora Light, concessionária de energia do estado do Rio de Janeiro. Em termos percentuais a redução de custos encontrada pelo autor após o primeiro ano da unidade consumidora no ACL foi de 23%, valor próximo ao apresentado neste trabalho.

Já Machado e Barussuol (2019) analisam a viabilidade do ACL para o campus da Universidade de Cruz Alta. No trabalho citado não há informações sobre o consumo energético do campus, apenas a informação de custo no mercado cativo, que é próximo de R\$ 65.000,00 mensais, segundo os autores. Em sua metodologia os autores comparam os custos do ACR e do ACL analogamente a Rizkalla (2018), encontrando como resultado da diminuição de custo o valor de R\$ 166.021,08 por ano, ou 21,29%. O valor assemelha-se também ao apresentado nesse trabalho, mas não leva em conta a incidência de bandeiras tarifárias, como feito aqui.

A partir da redução de custos apresentada, e dos trabalhos semelhantes convergentes no resultado, é possível dizer que o ambiente livre apresenta atratividade para os *campi* estudados da UFPR.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Essa monografia teve o objetivo principal de analisar a viabilidade do ambiente de contratação livre para os *campi* da UFPR: Agrárias, Centro Politécnico, Sociais Aplicadas, Palotina e Reitoria, que conforme demonstrado representaram cerca de 70% do gasto de toda a Universidade com energia elétrica no ano de 2019. Para atingir o objetivo principal, algumas informações importantes foram colocadas previamente à seção de análise, com o objetivo de ambientar o leitor com detalhes, conceitos, jargões e praxes do setor elétrico. Além disso o histórico do setor elétrico brasileiro também foi abordado, já que um bom entendimento do panorama atual carece de entendimento do passado e de como os avanços foram acontecendo até o ponto em que estamos.

O ACL nasceu diante da dificuldade do governo em investir, ou manter investimentos, no setor de energia no país na década de 90, com marcos importantes na virada do milênio. Porém, ainda hoje o assunto não é de pleno conhecimento, o que leva a dificuldades naturais para se entender a existência de outro modo de contratação de energia diferente daquele tradicional da distribuidora de energia local. Além disso o excesso de entidades envolvidas no funcionamento do setor elétrico, e todo o aparato regulatório que sofre atualizações constantemente deixam até profissionais em dúvida. Na tentativa de contornar essas dificuldades foram redigidas seções com detalhes do ACL, suas entidades e seus números, na tentativa de guiar o leitor ao entendimento das categorias de consumidor e proporcionar entendimento sobre a qual categoria pertencem os cinco *campi* estudados. É importante citar que qualquer interessado que leia esse trabalho para conhecer o setor elétrico em geral deverá sempre se atentar ao fato de como estará o setor no momento de sua leitura, buscando sempre comparar as informações aqui colocadas com as mais atualizadas.

Com a categorização da UFPR como consumidor do subgrupo A4 de alta tensão buscou-se entender os detalhes da maneira como tais consumidores são faturados, já que os produtos cobrados pela distribuidora não são exatamente os mesmos que os consumidores de baixa tensão. E com isso foi possível adentrar aos detalhes dos consumidores do ACL e dois dos tipos de energia que lhes são outorgados o direito de consumir: energia convencional e energia incentivada. O ACL não se limita a esses dois tipos de energia, e também as explicações sobre elas nesse trabalho não são suficientes para proporcionar ao leitor um entendimento por

completo. O objetivo aqui, conforme citado, era prover ao leitor base suficiente para entender o estudo de caso da UFPR onde se realizou a análise de viabilidade. A complexidade do ACL exige um trabalho muito mais vasto e completo para que o leitor fique plenamente entendido, e o ACR não é diferente.

No estudo de caso da UFPR todas as informações explicadas anteriormente são colocadas em prática através da demonstração dos dados de consumo da universidade. Espera-se que nessa parte da monografia fique claro ao leitor as razões do enquadramento tarifário da UFPR e detalhes como consumo em horário de ponta, fora de ponta e demanda. E é sobre esses dados que a análise se desenvolve, comparando os custos estimados com energia no ACR e no ACL. Com o consumo em mãos é possível estimar o gasto no mercado cativo através da valoração pela tarifa e o gasto no mercado livre é estimado com a valoração do consumo pelo preço da energia no ACL. Com a aplicação dos benefícios tarifários chega-se ao custo estimado no ACL, sendo possível a comparação com o ACR e sua posterior análise de viabilidade. A inserção das bandeiras tarifárias no cálculo da estimativa de custos do ACR avança metodologicamente em relação aos estudos similares disponíveis para o Brasil, fidelizando a análise e proporcionando maior acurácia em uma decisão hipotética de migração ao ACL.

A comparação entre os dois ambientes mostrou que a universidade poderia reduzir o gasto com energia na ordem de 13,65% por mês no primeiro ano de estudo, chegando a 23,74% no último ano, considerando apenas a bandeira verde. Com o acionamento das outras bandeiras tarifárias a economia poderia ser na ordem de 28,00%. Esse é um número muito próximo de outros trabalhos utilizados como referência, que também realizaram esse tipo de análise para *campi* de universidades, mostrando a opção do ACL como viável para o objetivo de redução de custos.

Alguns avanços podem e devem ser realizados nesse trabalho, como as atualizações já citadas anteriormente e a extensão sobre os detalhes dos ambientes livre e regulado. Mais especificamente para a UFPR, trabalhos futuros deverão considerar o consumo atualizado dos *campi*. Além da atualização dos dados de consumo os trabalhos poderão melhorar a análise para a UFPR levando em conta a geração da usina fotovoltaica instalada no campus Centro Politécnico, cuja inauguração se deu em data muito próxima ao final da elaboração desse trabalho. Será possível, futuramente, analisar a geração da usina e, considerando o montante investido no projeto, traçar um paralelo com a solução proposta aqui.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Cartilha Mercado Livre de Energia Elétrica: Um guia básico para quem deseja comprar sua energia elétrica no mercado livre.** Brasília: ABRACEEL, 2019. 28 p. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/2019/05/cartilha-mercado-livre-de-energia-eletrica/>>.

ABRACEEL. **Boletim ABRACEEL da Energia Livre.** 2020. 2 p. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/biblioteca/boletim/2020/06/boletim-abraceel-junho-2020/>>

ANA - Agência Nacional de Águas. **Sistema interligado nacional.** 2020. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar/sin>>.

ANEEL. **Resolução Normativa Nº 109, De 26 De Outubro De 2004.** Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.** Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 17 out. 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013.** Estabelecer os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2013547.pdf>>. Acesso em: 15 jul. 2020.

ANEEL. **Por Dentro da Conta de Luz.** 2016. 44 p.

ANEEL. **Resolução Homologatória Nº2.704, de 26 de junho de 2020.** Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/wp-content/uploads/2020/07/reh20202704ti.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2020.

BRASIL. Lei Nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/leis/L8631compilado.htm>

BRASIL. Lei Nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 1995a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm>.

BRASIL. Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Seção 1, Página 10.125. 1995b. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.

BRASIL. Lei Nº9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Seção 1, Página 28.653. Disponível em: <www.planalto.gov.br>.

BRASIL. Lei Nº 9.648/1998, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Seção 1, Página 1. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/legin/fed/lei/1998/lei-9648-27-maio-1998-366346-publicacaooriginal-1-pl.html>>.

BRASIL. Lei Nº 10.433, de 24 de abril de 2002. Dispõe sobre a autorização para a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Página 23. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10433.htm>.

BRASIL. Lei Nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Página 2, 2004a. Disponível em: <<https://pesquisa.in.gov.br/imprensa/jsp/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=2&data=16/03/2004>>.

BRASIL. Lei Nº 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, Seção 1, Página 1, 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/CCivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm>

BRASIL. Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**,

Brasília, DF, Seção 1, Edição Extra, Página 1, 2004c. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm>

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria Nº 465, de 12 de dezembro de 2019**. Brasília, DF, 12 dez. 2019. Disponível em: <<http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>>.

COPEL. **Copel realiza normalmente leitura de consumo de energia durante o período de isolamento**. 2020a. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/copel-realiza-normalmente-leitura-de-consumo-de-energia-durante-o-periodo-de-isolamento/>>. Acesso em: 26 out 2020.

COPEL. **Horário de Ponta/Fora de Ponta**. 2019. Disponível em: <www.copel.com.br> Acesso em: 26 out. 2020.

CCEE. **20 Anos do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica**. 2018. 234 p. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/assets/ccee-20-anos-livro-versao-digital.pdf>>.

CCEE. **Relatório Anual de Administração**. 2019. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/>>

CCEE. Regras de Comercialização. **Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST**. 2020. 70 p. Disponível em: <www.ccee.org.br>.

CCEE. **Entenda o mercado e a CCEE**. 2020b. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como_participar/participe/entenda_mercado.>

CCEE. **Reajuste dos valores dos emolumentos da CCEE**. 2020c. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado>

EDP. **Bandeira Tarifária**. Disponível em: <<https://www.edp.com.br/distribuicoes/saiba-mais/informativos/bandeira-tarifaria>>. Acesso em: 28 out 2020.

ETGES, L, B. **Análise da região, submercado ou estado mais rentável para indústrias no Brasil em relação ao mercado livre e suas distribuidoras**. 2017. 86 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

FEDRIGO, S, N; GONÇALVES, G; LUCAS, F, P. **Usos Finais de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro**. 2009. 104 p. Relatório de Iniciação Científica – Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

FLOREZI, G. **Consumidores Livre de Energia Elétrica: Uma Visão Prática**. 2009. 158 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

GOMES, A. C. S. et al. **Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social 50 anos: histórias setoriais**. Rio de Janeiro: Dba, 2002. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/2665>>. IBGE. **Produto Interno Bruto - PIB**. 2020. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/pib.php>>. Acesso em: 22 out 2020.

LIMA, J.L. Formação e desenvolvimento do setor de energia elétrica no Brasil republicano até a década de 1930. **A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil**: Ciclo de Palestras. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. Rio de Janeiro, 1995. p. 09-36

MACHADO, V, C; BARASSUOL, R.M. **Viabilidade Econômico-Financeira Da Migração Do Mercado Cativo Para O Mercado Livre De Energia: Um Estudo De Caso Da Universidade De Cruz Alta**. 23 p. Santa Cruz do Sul, Rio Grande do Sul, 2019.

MARTINEZ, C.G. **Verificação de enquadramento tarifário de clientes de média e alta tensão cativos de uma distribuidora via simulação**. 43 p. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2017.

MATSUDO, E. **A Reestruturação Setorial E Os Reflexos Sobre O Planejamento E Os Estudos De Mercado Das Distribuidoras De Energia Elétrica**. 2001. 323 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2001.

MME. Departamento Nacional de Política Energética. **Projeto RESEB Sumário Executivo das Sugestões**. Brasília, 2001.

MME. **Tributos cobrados na conta de energia**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/ouvidoria/perguntas-frequentes/tributos-cobrados-na-conta-de-energia>>. Acesso em: 26 out. 2020.

NEOENERGIA. **Glossário do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://ri.neoenergia.com/wp-content/uploads/sites/32/2017/12/Glossario-do-Setor-Eletrico.pdf>> Acesso em: 30 out. 2020.

ONS. **Plano da operação Elétrica 2019/2020 Pel 2018. Sumário Executivo**. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEL2019-2020_Sumario_Executivo.pdf>.

PAIXÃO, L.E. **Memórias do Projeto RE-SEB**. São Paulo: Lis Gráfica, 2000.

PARANÁ. Lei Nº 11.580 de 14 de novembro de 1996. Dispõe sobre o ICMS. **Diário Oficial do Paraná Nº 4885**. Curitiba, PR. Disponível em: <http://portal.assembleia.pr.leg.br/modules/mod_legislativo_arquivo/mod_legislativo_arquivo.php?leiCod=24189&tipo=L&tplei=0>. Acesso em: 19 nov 2020.

PORTAL TRIBUTÁRIO. **Os Tributos No Brasil**. Disponível em: <<http://www.portaltributario.com.br/tributos.htm>> Acesso em: 26 out. 2020.

PROCEL. **Manual de Tarifação de Energia Elétrica**. 2011. 56 p.

RIZKALLA, F.F. **Migração Para O Mercado Livre De Energia: Estudo De Caso Do Centro De Tecnologia Da Universidade Federal Do Rio De Janeiro**. 2018. 52p. Projeto de Graduação – Curso de Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018.

TRADENER. **Relatório Semanal de Monitoramento de Mercado**. 2020. Disponível em: <<https://sway.office.com/6XtNuezwkAG8mAK2?ref=Link>>.

UFPR. **Plano de Desenvolvimento Institucional 2017–2021**. 2019. 317 p. Disponível em: <www.ufpr.br>.

APÊNDICE 1 – CONCEITOS FREQUENTES DO SETOR ELÉTRICO

- Alta tensão de distribuição (AT): tensão entre fases cujo valor é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.
- Autoprodutor de energia elétrica: pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia.
- Baixa Tensão de Distribuição (BT): Tensão entre fases cujo valor é igual ou inferior a 1 kV.
- Carga instalada: soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
- Concessionária: agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.
- Consumidor cativo: consumidor ao qual só é permitido comprar energia da distribuidora detentora da concessão ou permissão na área onde se localizam as instalações do acessante, e, por isso, não participa do mercado livre.
- Demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora.
- Distribuição: consiste no recebimento da energia pela transmissão e provimento do livre acesso ao sistema para os fornecedores e consumidores, ou outras concessionárias.
- Geração: consiste na transformação em energia elétrica de qualquer outra forma de energia, não importando sua origem.
- Gerador: titular de concessão para geração de energia elétrica.
- Média Tensão de Distribuição (MT): tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.
- Medidor: instrumento registrador de energia elétrica ativa ou reativa e potência.
- Modalidade tarifária: conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas.

- Potência instalada: capacidade bruta (kW) que determina o porte da central geradora para fins de outorga, regulação e fiscalização, definida pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras principais da central.
- Produto faturável: produtos disponibilizados pela concessionária de energia que compõem o valor final da fatura de energia. Os mais comuns são demanda, demanda reativa excedente, demanda ultrapassada, consumo, consumo reativo excedente.
- Tarifa: valor monetário estabelecido pela ANEEL, em reais, pela unidade de energia elétrica ativa ou da demanda de potência ativa, base para a definição do preço a ser pago pelo consumidor e explicitado na fatura de energia elétrica.
- Transmissão: consiste no transporte de energia elétrica do sistema produtor às subestações distribuidoras.