

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENG. ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

HARLEY PEREIRA

**Estudo de Caso sobre a viabilidade de Transição do
Ambiente de Contratação Regulado de Energia para o
Ambiente de Contratação Livre**

São Carlos

2018

HARLEY PEREIRA

**ESTUDO DE CASO SOBRE A VIABILIDADE DE
TRANSIÇÃO DO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO
REGULADO DE ENERGIA PARA O AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentada ao curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo para obtenção do título de engenheiro em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes.

São Carlos

2018

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues
Fontes da EESC/USP

P436e Pereira, Harley
 Estudo de caso sobre a viabilidade de transição do
 ambiente de contratação regulado de energia para o ambiente
 de contratação livre / Harley Pereira ; orientador Ricardo
 Augusto Souza Fernandes. -- São Carlos, 2018.

 Monografia (Graduação em Engenharia de Elétrica com
 ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
 Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
 2018.

 1. Mercado livre de energia. 2. Ambiente regulado.
 3. Comercialização de energia. 4. Eficiência energética.
 I. Título.

Elaborado por Elena Luzia Palloni – CRB 4464

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Harley Pereira

Título: "Estudo de caso sobre a viabilidade de transição do ambiente de contratação regulado de energia para o ambiente de contratação livre"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 18/06/2018,

com NOTA 8,5 (oito, cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes - Orientador - DEE/UFSCar

Prof. Dr. Samuel Lourenço Nogueira - DEE/UFSCar

Mestre Thamyres Tânulla Cavalcante Palitó - Doutoranda - SEL/EESC/USP

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Alcino e Cleonice, por todo o sacrifício que fizeram para possibilitar minha formação, por toda a dedicação e amor e por serem a minha base para tudo na vida.

Ao meu irmão, Diego, por sua amizade, companheirismo e apoio em todos os momentos de minha vida, que foram essenciais para meu desenvolvimento.

A minha namorada, Leticia, pelo seu amor, carinho e companheirismo.

Em especial, aos meus irmãos que a vida me trouxe, Bruno Almeida, Bruno Teller e Bruno Venturini, por sempre me apoiar, me ouvir e se fazerem presentes mesmo com a distância.

A minha amiga, Priscilla, pelo seu apoio e conselhos.

A todos os meus amigos da Automação 012, pelo companheirismo, por transformarem esta etapa na melhor de minha vida, memórias e convivência que levarei para sempre comigo.

Ao meu orientador, Professor Dr. Ricardo Fernandes, pela oportunidade deste trabalho e por sua orientação que levaram a conclusão desta dissertação.

RESUMO

PEREIRA, H. **Estudo de caso sobre a viabilidade de transição do ambiente de contratação regulado de energia para o ambiente de contratação livre.** Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

A energia elétrica é um dos principais pilares para o desenvolvimento de um país e está diretamente relacionada a seu crescimento econômico. Ela se tornou uma das principais aliadas do homem moderno, seja para o conforto, trabalho ou mesmo para a segurança. Todo o desenvolvimento científico depende direta ou indiretamente da energia. Mas este *commodity*, apresenta grande volatilidade de preços, devido a fatores climáticos. Conforme o Balanço Energético Nacional (2017, p.31), o Brasil apresenta uma matriz energética que conta com cerca de 68,1% de hidroeletricidade, o que deixa o preço da energia altamente dependente da chuva no país. Na atual conjuntura existe dois ambientes de contratação de energia no Brasil, o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACR representa cerca de 73% do volume de energia consumida no país. O preço pago pelos clientes cativos é o resultado da soma dos preços de contratos de compra de energia de sua distribuidora, do valor dos encargos e tributos estaduais e federais e da tarifa de transporte de energia. No ACL a compra da energia ocorre por meio de acordos bilaterais, nos quais, o comprador consegue negociar o preço e a quantidade de energia que será comprada utilizando-se como preço base o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Esta dissertação tem como objetivo investigar e apresentar uma análise de viabilidade da transição do ACR para o ACL para a Universidade de São Paulo Campus de São Carlos, salientando o processo necessário para tal transição e viabilidade financeira.

Palavras-chave: Mercado livre de energia. Ambiente regulado. Comercialização de energia. Eficiência energética.

ABSTRACT

PEREIRA, H. **Case Study on the Feasibility of Transition from the Regulated Contracting Environment of Energy to the Free Contracting Environment.** Monography (Completion Course Work) – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2018.

Electricity is one of the main pillars for the development of a country and is directly related to its economic growth. It has become one of the leading allies of modern man, whether for comfort, work or even for safety. All scientific development depends directly or indirectly on energy. But this commodity, presents great price volatility, due to climatic factors. According to the National Energy Balance (2017, p.31), Brazil has an energy matrix that accounts for about 68.1% of hydroelectricity, which leaves the price of energy highly dependent on rain in the country. In the current situation there are two energy contracting environments in Brazil, the Regulated Contracting Environment (RCE) and the Free Contracting Environment (FCE). The RCE represents about 73% of the volume of energy consumed in the country. The price paid by the captive customers is the result of the sum of the distributor prices of energy buy agreements, the value of state and federal charges and taxes, and the energy transmission tariff. In FCE the energy buy occurs through bilateral agreements in which the buyer is able to negotiate the price and amount of energy that will be purchased using the Differences Liquidation Price (DLP) as the base price. This dissertation aims to investigate and present a feasibility analysis of the transition from RCE to FCE to the University of São Paulo Campus of São Carlos, highlighting the process required for such transition and financial viability.

Keywords: Energy-free market. Regulated environment. Energy trading. Energy efficiency.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ESTRUTURA DO MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO.	23
FIGURA 2 - MAPEAMENTO ORGANIZACIONAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.	26
FIGURA 3 - INTERAÇÕES ENTRE OS AGENTES ATUANTES NO MERCADO DE ENERGIA.	30
FIGURA 4 - PERDAS NO SETOR ELÉTRICO.	31
FIGURA 5 - ESTRUTURAS DE CUSTOS DE 2015-2016.	32
FIGURA 6 - ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA TRANSIÇÃO DO ACR PARA O ACL.....	43
FIGURA 7 - COMPOSIÇÃO DA FATURA DE ENERGIA NO ACR E ACL.	46
FIGURA 8 - SAZONALIZAÇÃO DO MONTANTE DE ENERGIA CONTRATADA EM MESES.....	47
FIGURA 9 - SAZONALIZAÇÃO REALIZADA PELO SISTEMA.	48
FIGURA 10 - MODULAÇÃO DO MONTANTE DE ENERGIA CONTRATADA EM HORAS.	48
FIGURA 11 - MODULAÇÃO FLAT REALIZADA PELO SISTEMA.	48
FIGURA 12 - BALANÇO ENERGÉTICO.	51
FIGURA 13 - AMBIENTES DE COMERCIALIZAÇÃO REGULADO E LIVRE.	52
FIGURA 14 - FLUXOGRAMA PARA OS MODELOS COMPUTACIONAIS.	54
FIGURA 15 - CUSTO MARGINAL DA OPERAÇÃO.	59
FIGURA 16 - HISTÓRICO DE PREÇOS DO PLD.	59
FIGURA 17 - ENERGIA ARMAZENADA NO SE/CO.....	60
FIGURA 18 - NÍVEIS DOS RESERVATÓRIOS.	60
FIGURA 19 - MELHOR DEMANDA CAMPUS 1 – NORTE.	65
FIGURA 20 - MELHOR DEMANDA CAMPUS 1 – SUL.	66
FIGURA 21 - MELHOR DEMANDA CAMPUS 2.....	67
FIGURA 22 - COMPARAÇÃO DE CUSTO ACR X ACL ACUMULADO.	74

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 – MUDANÇAS QUANTO A ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	20
QUADRO 2 - PATAMARES DE CARGA POR HORÁRIO DE VIGÊNCIA.	55
QUADRO 3 - TARIFAS.	64
QUADRO 4 - FATURAS CAMPUS 1 – NORTE.	64
QUADRO 5 - FATURAS CAMPUS 1 – SUL.	65
QUADRO 6 - FATURAS CAMPUS 2.	66
QUADRO 7 - PROJEÇÃO DE GASTOS NO ACR (DEMANDAS ATUAIS).	68
QUADRO 8 - PROJEÇÃO DE GASTOS NO ACR (MELHORES DEMANDAS).	69
QUADRO 9 - PREÇO ENERGIA CONVENCIONAL E I5.	70
QUADRO 10 - JANEIRO DE 2017, MEDIDOR CAMPUS 2.	70
QUADRO 11 - PROJEÇÃO DE GASTOS NO ACL (MELHOR DEMANDA).	74

LISTA DE SIGLAS

ABRACEEL - Associação Brasileira de Comercialização de Energia
ABRADEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
CCD - Contrato de Conexão com o Sistema de Distribuição
CCEAL - Contrato de Compra e Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT - Contrato de Conexão com o Sistema de Transmissão
CMO - Custo Marginal de Operação
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
CUSD - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EAR – Energia Armazenada
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
HP - Horário Ponta
HFP - Horário Fora Ponta
MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP – Mercado de Curto Prazo
MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME - Ministério de Minas e Energia
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
ONS - Operador Nacional do Sistema
PLD - Preço de Liquidação de Diferenças
PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária
REN - Resolução Normativa
SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação
TE - Tarifa de Energia
TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST - Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
3	O MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL	27
3.1	Ambiente de Contratação Regulado – ACR	27
3.1.1	Aspectos financeiros	28
3.1.2	Composição tarifaria no ACR.	28
3.1.3	Bandeiras tarifarias	39
3.2	Ambiente de Contratação Livre – ACL	40
3.2.1	Processo de migração	41
3.2.2	Diferença entre consumidor livre e especial	43
3.2.3	Benefícios do Consumidor Especial	44
3.2.4	Vantagens do ACL	44
3.2.5	Contratação de energia no ACL	45
3.2.6	Fatura no ACL	45
3.2.7	Contratos de Energia no ACL	46
3.2.8	A Tarifa de Transporte de Energia	49
3.2.9	Liquidação financeira	50
3.2.10	Custo Marginal de Operação & Preço de Liquidação das Diferenças	52
3.2.11	Curva de previsão “FORWARD”	57
4	Análise Histórica entre o PLD, CMO, EAR e Níveis de Reservatórios	59
5	Estudo de Viabilidade de Conversão do ACR para o ACL para a Universidade de São Paulo.	63
5.1	Ambiente de contratação Regulado	63
5.1.1	Cálculo ACR	63
5.2	Ambiente de Contratação Livre	69
5.2.1	Cálculo ACL	70
5.3	Resultado Viabilidade	74
6	Conclusão	77
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

O modelo do setor elétrico brasileiro em grande parte da sua história foi verticalizado e de controle estatal, o que proporcionava um ambiente sem competição, de monopólio, mantendo seus consumidores cativos de tarifas reguladas. Com sua estagnação, carência de investimentos e necessidade de uma gestão mais competitiva, uma reestruturação do setor elétrico brasileiro foi imprescindível.

No período de 1996 e 1998 foi implementado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), este projeto visava a desverticalização das empresas do setor elétrico brasileiro, onde estas eram estatais e detinham a posse de todos os setores relacionados a energia elétrica: geração, transmissão e distribuição de energia. Este processo teve grande relevância, pois trouxe competição na geração e comercialização de energia elétrica, além manter as empresas responsáveis pela transmissão e distribuição, considerados monopólios naturais, sob regulação do Estado.

Os primeiros frutos do Projeto RE-SEB foram a criação de: um agente regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), um operador para o sistema elétrico nacional (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), responsável pela operação das instalações de geração e transmissão nos sistemas interligados brasileiros; e um ambiente responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica (Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE), que buscou melhorar o desempenho, a competitividade e os investimentos no setor elétrico brasileiro (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE, 2017c).

Entretanto, já em 2001, o setor veio a sofrer uma grave crise de abastecimento, o que gerou questionamento sobre a viabilidade do modelo implantado e os rumos que o setor estaria tomando com as recentes privatizações e concessões de serviços públicos.

A partir de 2004 foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), como organização sucessora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), sustentada pelas Leis n 10.847 e 10.848 de 15 de março de 2004 e pelo Decreto n 5.163 de 30 de julho de 2004, constituindo o atual modelo de comercialização de energia. O Quadro 1 resume as mudanças que ocorreram quanto a estrutura do setor elétrico com o passar dos anos. Juntamente foram criados o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com o objetivo de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica do país; e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do Setor Elétrico a longo prazo (CCEE, 2017c).

Quadro 1 - Mudanças quanto a estrutura do setor elétrico.

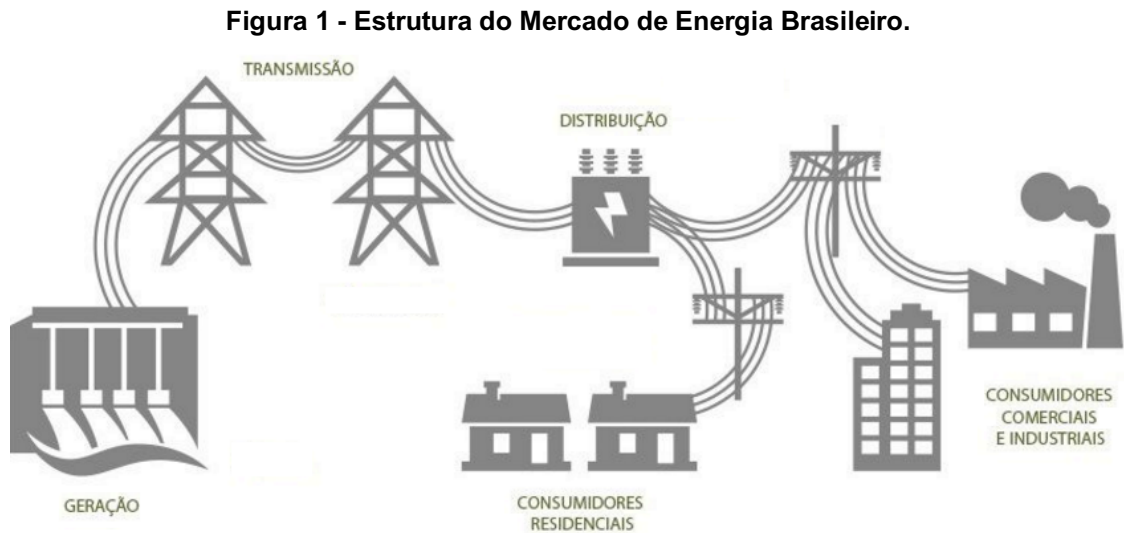
Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ACL: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: CCEE (2017b).

Com a criação da CCEE instituiu-se um segundo ambiente de negociação. O primeiro, trata-se do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com agentes de geração e de distribuição de energia, e o segundo, Ambiente de Contratação Livre (ACL), com geradores, distribuidores, comercializadores, importadores e exportadores, além dos consumidores livres especiais. Existe ainda o mercado de curto prazo, mais conhecido como mercado de diferenças, no qual se promove o ajuste entre os volumes medidos de energia.

A Figura 1 ilustra a estrutura do atual mercado de energia brasileiro.



Fonte: Geração... (2016).

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

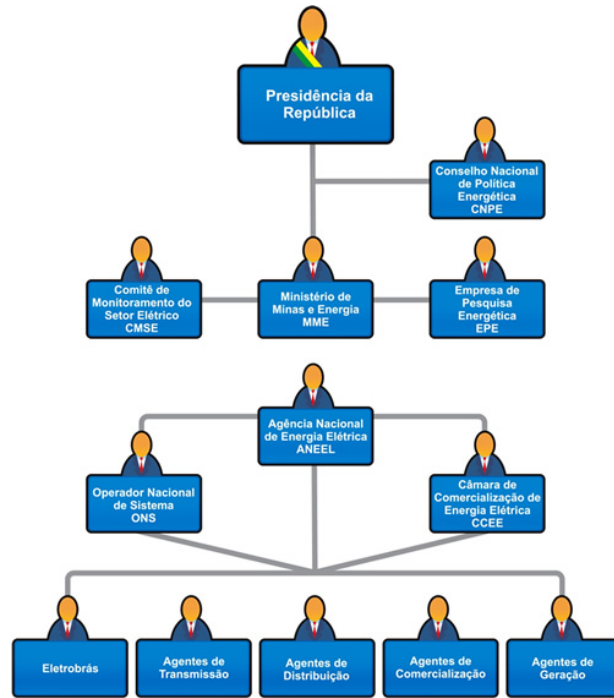
O novo modelo do setor elétrico brasileiro iniciado em 2004, que deu início a estrutura atualmente vigente, carrega três princípios importantes: a segurança energética, modicidade tarifária (tarifa acessível para todos os cidadãos) e a universalização do atendimento. Para garantir o cumprimento a estes, foi estabelecido que a livre concorrência deveria prevalecer. Deste modo, foi feita a separação entre os setores de geração, transmissão e distribuição de energia sendo operados e administrados por agentes distintos, sobre um ideal de equilíbrio institucional entre agentes de governo, agentes públicos e privados, sendo delegado ao Estado o papel de regulação (BRASIL, 2011a).

O governo exerce seu papel como responsável pela política energética do país (regulação, operação centralizada e comércio de energia) através de seus órgãos competentes como: CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), MME (Ministério de Minas e Energia) e CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico), sendo as atividades regulatórias e de fiscalização exercidas pela ANEEL. Atividades de planejamento, operação e contabilização são exercidas por empresas públicas ou de direito privado sem fins lucrativos, como a EPE, ONS e CCEE.

As atividades permitidas e reguladas são exercidas pelos demais agentes do setor: geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores. Assim os segmentos de geração e comercialização são caracterizados como segmentos competitivos, por permitirem existência de muitos agentes. Por outro lado, os setores de transmissão e distribuição são considerados monopólios naturais. Devido à estrutura física existente, torna-se economicamente inviável a ampla concorrência nesse segmento de concessão.

A Figura a seguir apresenta a estrutura básica da atual linha organizacional das instituições que dão corpo ao setor elétrico nacional.

Figura 2 - Mapeamento Organizacional do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE (2017b).

3 O MERCADO DE ENERGIA NO BRASIL

As mudanças no setor elétrico brasileiro abriram caminho para que a energia elétrica passasse a ser tratada como uma mercadoria passível de comercialização e livre concorrência, seguindo uma tendência mundial.

Estruturado para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover a inserção social, por meio de programas de universalização do atendimento, e também a modicidade tarifária e de preços, o atual modelo do setor passou a contar com dois ambientes de negociação de energia:

- O Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde participam os Agentes de Geração, Distribuição e os Consumidores Cativos. O ACR atualmente é responsável por 75% de todo o consumo de energia do país (CCEE, 2017b).
- E o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde participam Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, Consumidores Livres e especiais. Existe também a possibilidade do agente consumidor se tornar um consumidor parcialmente livre, podendo contratar energia tanto no ACR como no ACL. No entanto é necessário que este consumidor possua uma demanda mínima contratada somada nos 2 ambientes de 3MW.

3.1 Ambiente de Contratação Regulado – ACR

O Ambiente de Contratação Regulado, também conhecido como mercado de consumidores cativos, é o tipo de contratação onde são realizadas as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes geradores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

No ACR, a contratação de energia, obrigatoriamente passa por essa sequência de transações, em que o consumidor final possui um único contrato com a distribuidora a qual este se encontra conectado para o fornecimento de energia.

São participantes deste modelo de contratação os Agentes Geradores, Distribuidores e os de Comercialização, sendo que estes últimos podem negociar energia somente por meio de leilões de energia existente. A contratação ocorre por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE sob delegação da ANEEL, sendo que os contratos firmados nesse ambiente têm regulação específica para aspectos como preço da energia, submercado de

registro do contrato e vigência de suprimento e não são passíveis de alterações bilaterais por parte dos agentes.

3.1.1 Aspectos financeiros

O consumidor no ambiente de contratação regulado recebe a conta de energia da distribuidora de sua cidade. Nesta conta, estão contidas todas as despesas relacionadas ao insumo de energia, assim o contratante não tem nenhum poder de negociação quanto ao preço da energia que está utilizando. Portanto, o consumidor pagará esta fatura de energia à distribuidora via tarifa regulada pela ANEEL.

Esta conta de energia é composta por custos de iluminação pública, encargos tributários e custos de fornecimento, conforme será explicado posteriormente. O custo de fornecimento é composto pela TE (Tarifa de Energia) e o TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição). Tanto a TE como a TUSD estão contidas na tarifa regulada.

3.1.2 Composição tarifaria no ACR.

O modo de cobrança tarifaria de energia elétrica no Brasil é dividido em 2 grupos relacionados com sua classe de tensão. Estes grupos são abastecidos em alta tensão e em baixa tensão.

De acordo com a REN-414 (ANEEL, 2010b), se enquadram no grupo de alta tensão as unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: A1, A2, A3, A3a, A4 e AS. Classe dos consumidores de alta tensão:

A1 - consumidores cuja tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV.

A2 - consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 88 kV - 138 kV.

A3 - consumidores cuja tensão de fornecimento igual a 69 kV.

A3a - consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 30 kV - 44 kV.

A4 - consumidores cuja tensão de fornecimento esteja entre 2,3 kV - 25 kV.

AS - consumidores cuja tensão de fornecimento seja inferior a 2,3 kV, alimentados por sistemas subterrâneos de distribuição.

De acordo com a REN-414 (ANEEL, 2010b), se enquadram no grupo de baixa tensão as unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômnia e subdividido nos seguintes subgrupos: B1, B2, B3, B4. Classe dos consumidores de baixa tensão:

B1 - consumidores residenciais.

B2 - consumidores rurais.

B3 - demais classes.

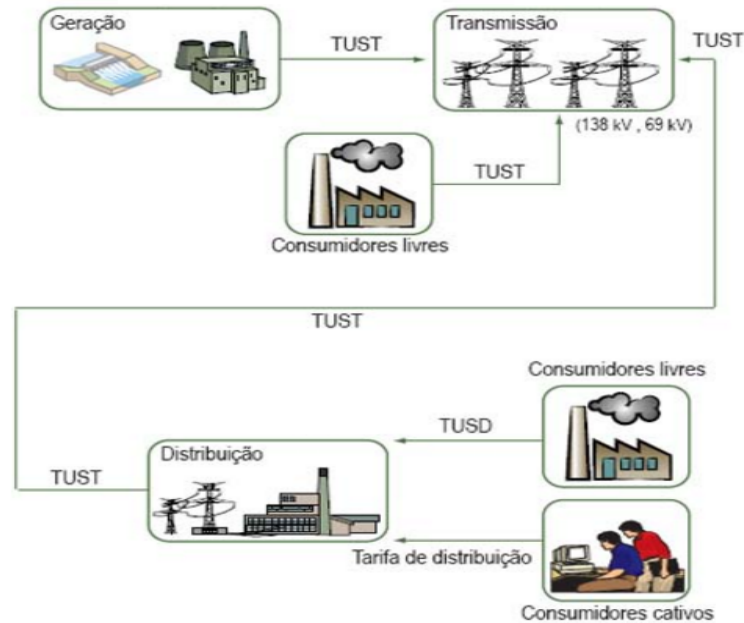
B4 - iluminação pública.

Em suma, a tarifa de energia no ACR, tanto para o cliente classe A como o cliente classe B, é constituída pelos custos de aquisição de energia elétrica, custos relativos ao uso dos sistemas de distribuição e transmissão, perdas técnicas e não técnicas, encargos e impostos.

Assim, os custos decorrentes da aquisição de energia são os valores pagos pelas empresas de distribuição que, em leilões regulados, contratam blocos de energia para atender à demanda de seus clientes. Esse custo, é repassado integralmente na forma de tarifa de energia (TE) sem a adição de lucro.

Já os custos relativos ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição estão inseridos nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST e TUSD), respectivamente, e são responsáveis pela remuneração destes agentes, como podemos observar no esquema da Figura 3, onde pode ser observado os agentes que pagam a TUST e TUSD.

Figura 3 - Interações entre os agentes atuantes no mercado de energia.



Fonte: ABRADDEE (2017a).

Interna aos custos da energia para o consumidor no ACR, está a parcela referente às perdas elétricas. Durante todo o processo de transporte da energia elétrica, é natural a ocorrência de perdas. Entre a energia entregue às linhas de transmissão e distribuição e a energia medida nas unidades consumidoras, sempre será constatada uma diferença. Esta diferença é denominada de perdas de energia. Estas perdas são divididas em 2 grupos, perdas na transmissão e perdas na distribuição.

As perdas na transmissão, são contabilizadas pela diferença da quantidade de energia entregue pela geração, e recebidas pelos agentes de distribuição. Estas estão diretamente relacionadas à transformação da energia elétrica em energia térmica pelo efeito Joule nos condutores. A CCEE afere mensalmente essas perdas e elas são rateadas meio a meio entre geração e consumo.

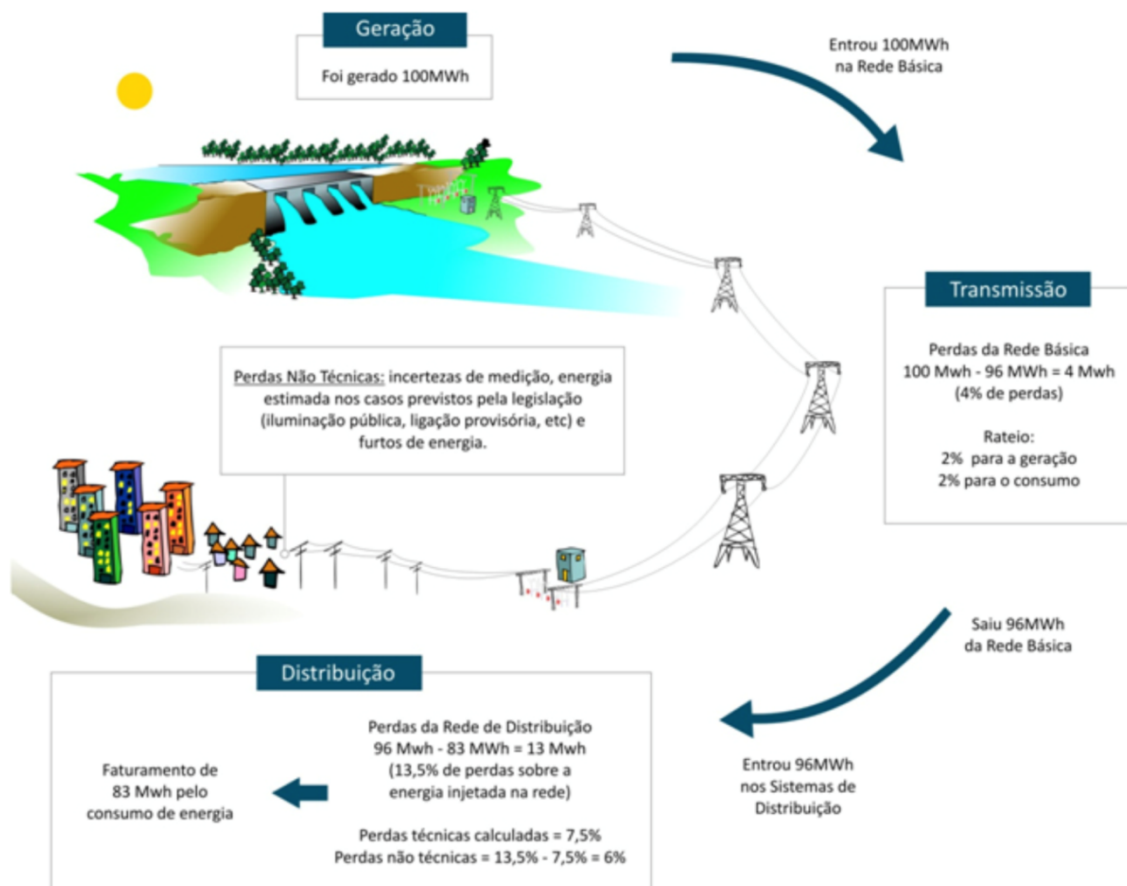
As perdas em decorrência do processo de distribuição são aquelas contabilizadas pela diferença entre a energia fornecida pela distribuidora e a medição feita no consumidor final. As perdas na distribuição são divididas ainda em 2 subgrupos: perdas técnicas e perdas não técnicas.

As perdas técnicas são inerentes ao transporte devido ao efeito Joule nos condutores, perdas nos núcleos dos transformadores e perdas dielétricas. As chamadas perdas não técnicas, são contabilizadas pelas diferenças entre as perdas totais e as perdas técnicas. Estas consideram furtos de energia ocorridos através de ligações clandestinas,

adulteração de medidores, erros de medição e faturamento e consumo de unidades sem equipamento de medição (ANEEL, 2017b).

Segundo a ANEEL (2017b), o cálculo das perdas de cada distribuidora é feito nas revisões tarifárias periódicas conforme as regras definidas no Módulo 7 do PRODIST. Estas perdas levam em conta informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas relativas à energia injetada na rede. A Figura 4 representa de forma simplificada as perdas no setor elétrico.

Figura 4 - Perdas no Setor Elétrico.



Fonte: ANEEL (2017b).

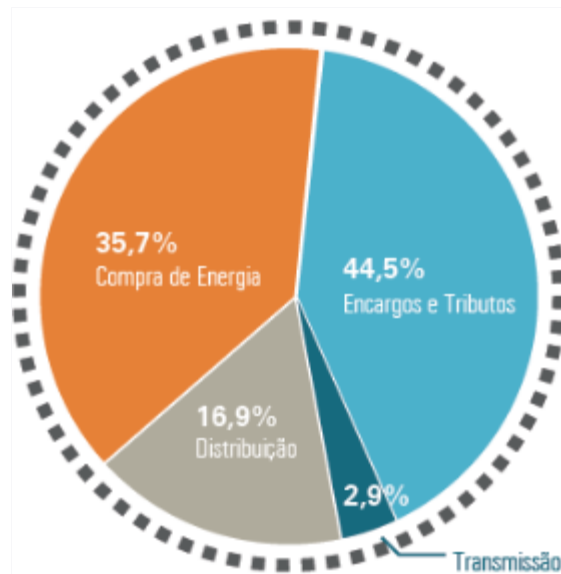
Os percentuais relativos às perdas não técnicas repassados e somados à tarifa de energia paga pelo consumidor são definidas pela ANEEL. Estes relacionam as perdas não técnicas com a região a qual a empresa distribuidora está inserida e leva em conta as práticas da empresa com relação a eficiência energética.

De acordo com a ANEEL, este percentual é determinado por metodologias específicas, cujos parâmetros se baseiam na observação das boas práticas de empresas consideradas eficientes nas atividades de distribuição de energia. Adota-se um referencial de perdas, determinado pela observação das perdas da própria empresa e o nível de perdas de empresas similares mais eficientes. Essa comparação viabiliza a criação do índice de complexidade que reflete um conjunto de dados agrupados por área de concessão e que levam em consideração não somente aspectos econômicos, como também sociais a qual a empresa está inserida. Essas regras de cálculos das perdas não técnicas estão definidas no submódulo 2.6 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), não abordado nesta dissertação.

Indiretamente esta metodologia de cálculo força as empresas de distribuição a buscarem sempre formas mais eficientes e métodos de identificar estas perdas não técnicas o mais breve possível para a minimização das mesmas.

Outra parcela da conta de energia elétrica é dada pelas contribuições tributárias e encargos. Os tributos presentes na conta de energia são: PIS/PASEP, COFINS e ICMS. No entanto, vale ressaltar que o ICMS pode variar de estado para estado, representando até 30% da conta de energia elétrica. A Figura 5 apresenta a alocação dos recursos recolhidos com a conta de energia elétrica:

Figura 5 - Estruturas de Custos de 2015-2016.



Fonte: ABRADDEE (2017a).

Segundo a ABRADÉE (2017a), os encargos são contribuições presentes na tarifa de energia elétrica, os quais se diferem de impostos ou tributos. São contribuições instituídas por Lei, cujos valores são estabelecidos por resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Cada encargo visa obter recursos e financiar necessidades específicas do setor elétrico. Abaixo são apresentados os encargos passíveis de serem cobrados e suas respectivas funções:

- CCC - Conta de Consumo de Combustíveis: subsidiar a geração térmica, principalmente na região norte (sistemas isolados);
- RGR - Reserva Global de Reversão: indenizar ativos vinculados à concessão e fomentar a expansão do setor elétrico;
- TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica: prover recursos para o funcionamento da ANEEL;
- CDE - Conta de Desenvolvimento Energético: propiciar o desenvolvimento energético a partir das fontes alternativas, promover a universalização do serviço de energia e subsidiar as tarifas da subclasse residencial (baixa renda);
- ESS - Encargos de Serviços do Sistema: subsidiar a manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN;
- PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica: subsidiar as fontes alternativas de energia;
- P&D - Pesquisa e Desenvolvimento em eficiência energética: promover pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à eletricidade e ao uso sustentável dos recursos naturais;
- ONS - Operador Nacional do Sistema: promover recursos para o funcionamento do NOS;
- CFURH - Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos: compensar financeiramente o uso da água e terras produtivas para fins de geração de energia elétrica;
- Royalties de Itaipu: Pagar a energia gerada de acordo com o Tratado Brasil/Paraguai.

Todos estes encargos apresentados acima, são comuns às classes A e B. No entanto, as unidades consumidoras classificadas como classe A, além dos itens mencionados, apresentam algumas particularidades. As tarifas desta classe são divididas em três modalidades de fornecimento:

- Convencional;
- Horo-sazonal Verde;
- Horo-sazonal Azul.

Cada modalidade de fornecimento pode ou não levar em consideração o período do dia em que a unidade consumidora utilizou a energia. Os horários do dia podem ser classificados em horário de ponta (HP) ou horário fora de ponta (HFP), assim como o período do ano (seco ou úmido), são fatores que influenciam no preço da energia.

O HP corresponde a um período de 3 (três) horas consecutivas exceto sábados, domingos e feriados nacionais, definido pela concessionária, em função das características de seu sistema elétrico. Em algumas modalidades tarifárias, nesse horário a demanda e o consumo de energia elétrica têm preços mais elevados. O HFP corresponde às demais 21 horas do dia, que não sejam as do horário de ponta.

Período seco, corresponde aos meses de maio a novembro, em que ocorre a baixa incidência de chuvas. Período úmido, aos meses de dezembro a abril contendo maior incidência de chuva (ANEEL, 2010b). Os próximos tópicos explicarão cada uma das modalidades segundo a Resolução Normativa 414 (ANEEL, 2010b).

3.1.2.1 Modalidade Tarifária Convencional

A tarifa convencional é aplicada por meio de um contrato específico com a concessionária. Neste a unidade consumidora contrata um valor de demanda, não importando a hora do dia (HP ou HFP) ou o período do ano (seco ou úmido).

As unidades consumidoras da classe A3a, A4 ou AS, podem ser enquadradas na modalidade tarifária convencional desde que a demanda contratada seja inferior a 300 kW e não tenham ocorrido, nos 11 meses anteriores, três registros consecutivos ou seis registros alternados de demanda superior a 300 kW. A fatura de energia elétrica desta classe de consumidores é dada pela soma de 3 parcelas, sendo: consumo, demanda e demanda de ultrapassagem.

$$P_{consumo} = T_{consumo} \times C_{medido} \quad (1)$$

Sendo:

$P_{consumo}$ = Parcela referente a quantidade de energia consumida em R\$;

$T_{consumo}$ = Tarifa de consumo de energia em R\$/kWh;

C_{medido} = Quantidade de energia consumida em kWh;

$$P_{demanda} = T_{demanda} \times D_{contratada} \quad (2)$$

Sendo:

$P_{demanda}$ = Parcela referente a demanda contratada em R\$;

$T_{demanda}$ = Tarifa de demanda contratada em R\$/kW;

$D_{contratada}$ = Quantidade de demanda contratada em kW;

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem} \times (D_{medida} - D_{contratada}) \quad (3)$$

Sendo:

$P_{ultrapassagem}$ = Parcela referente a demanda ultrapassada em R\$;

$T_{ultrapassagem}$ = Tarifa de ultrapassagem em R\$/kW;

D_{medida} = Quantidade de demanda medida em kW;

$D_{contratada}$ = Quantidade de demanda contratada em kW;

A composição do valor pago pelo contratante é:

$$VF = (P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem}) * \left(\frac{1}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right) \quad (4)$$

Sendo:

VF= Valor Final em R\$;

A parcela de ultrapassagem só será cobrada caso ocorra um consumo de energia extrapolado superior aos 5% de tolerância sobre a demanda contratada. Neste caso a tarifa de ultrapassagem é duas vezes maior que a tarifa de demanda.

Entretanto, a REN 414 da Aneel extinguiu essa modalidade. Assim, todos os clientes nela enquadrados anteriormente migraram para as modalidades tarifária verde ou azul, até a próxima revisão tarifária.

3.1.2.2 Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Verde.

O contrato de tarifária horo-sazonal verde pode ser aderido pelas unidades consumidora classificadas nas classes A3a, A4 e AS. A quantidade de demanda contratada é única, não havendo distinção entre HP e HFP, porém para o consumo aplicam-se as tarifas HP e HFP. Entretanto, pode-se optar por contratar dois valores diferentes de demanda levando em consideração o período do ano um para o período seco e outro para o período úmido.

Sendo assim, o cálculo da fatura será dado pela mesma soma da tarifa convencional, acrescentando-se o valor diferenciado para as tarifas de ponta e fora de ponta (HP e HFP).

$$P_{consumo} = (T_{consumoHP} \times C_{medidoHP}) + (T_{consumoHFP} \times C_{consumoHFP}) \quad (5)$$

Sendo:

$P_{consumo}$ = Parcela referente a quantidade de energia consumida em R\$;

$T_{consumoHP}$ = Tarifa de consumo de energia em R\$/kWh no horário de ponta*;

$T_{consumoHFP}$ = Tarifa de consumo de energia em R\$/kWh no horário fora de ponta*;

$C_{medidoHP}$ = Quantidade de energia consumida em kWh no horário de ponta;

$C_{medidoHFP}$ = Quantidade de energia consumida em kWh no horário fora de ponta.

* Durante o período seco, as tarifas de consumo são mais caras que no período úmido.

$$P_{demanda} = T_{demanda} \times D_{contratada} \quad (6)$$

Sendo:

$P_{demanda}$ = Parcela referente a demanda contratada em R\$;

$T_{demanda}$ = Tarifa de demanda contratada em R\$/kW;

$D_{contratada}$ = Quantidade de demanda contratada em kW;

$$P_{ultrapassagem} = T_{ultrapassagem} \times (D_{medida} - D_{contratada}) \quad (7)$$

Sendo:

$P_{ultrapassagem}$ = Parcela referente a demanda ultrapassada em R\$;

$T_{ultrapassagem}$ = Tarifa de ultrapassagem em R\$/kW e igual a duas vezes a $T_{demanda}$.

D_{medida} = Quantidade de demanda medida em kW;

$D_{contratada}$ = Quantidade de demanda contratada em kW;

Assim como na modalidade tarifária convencional, a parcela de ultrapassagem só será cobrada caso ocorra uma estrapolação de consumo de energia para além dos 5% de tolerância sobre a demanda contratada, e neste caso a tarifa de ultrapassagem também é duas vezes maior que a tarifa de demanda.

O Valor pago pelo contratante é:

$$VF = (P_{consumo} + P_{demanda} + P_{ultrapassagem}) * \left(\frac{1}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right) \quad (8)$$

3.1.2.3 Modalidade Tarifária Horo-Sazonal Azul.

A modalidade tarifária horo-sazonal azul é obrigatória para as unidades consumidoras enquadradas nas classes A1, A2 ou A3. Para as demais classes, A3a, A4 e As, essa modalidade funciona como sendo opcional.

Neste modelo, o consumidor contrata a demanda de ponta e fora de ponta de acordo com suas necessidades. Ao fazer o contrato, pode também considerar valores diferentes para cada uma das duas, diferenciando os períodos seco e úmido. O cálculo da fatura desta classe de consumidores é dada pela soma das parcelas referentes ao consumo e demanda e caso exista ultrapassagem.

$$P_{consumo} = (T_{consumoHP} \times C_{medidoHP}) + (T_{consumoHFP} \times C_{consumoHFP}) \quad (9)$$

Sendo:

$P_{consumo}$ = Parcela referente a quantidade de energia consumida em R\$;

$T_{consumoHP}$ = Tarifa de consumo de energia em R\$/kWh no horário de ponta*;

$T_{consumoHFP}$ = Tarifa de consumo de energia em R\$/kWh no horário fora de ponta*;

$C_{medidoHP}$ = Quantidade de energia consumida em kWh no horário de ponta;

$C_{medidoHFP}$ = Quantidade de energia consumida em kWh no horário fora de ponta;

* Durante o período seco, as tarifas de consumo são mais caras que no período úmido.

$$P_{demanda} = (T_{demandaHP} \times D_{contratadaHP}) + (T_{demandaHFP} \times D_{contratadaHFP}) \quad (10)$$

Sendo:

P_{demanda} = Parcela referente a demanda contratada em R\$;

$T_{\text{demandaHP}}$ = Tarifa de demanda contratada em R\$/kW no horário de ponta;

$T_{\text{demandaHFP}}$ = Tarifa de demanda contratada em R\$/kW no horário fora de ponta;

$D_{\text{contratadaHP}}$ = Quantidade de demanda contratada em kW no horário de ponta;

$D_{\text{contratadaHFP}}$ = Quantidade de demanda contratada em kW no horário fora de ponta.

$$P_{\text{ultrapassagem}} = T_{\text{ultrapassagemHP}} \times (D_{\text{medidaHP}} - D_{\text{contratadaHP}}) + T_{\text{ultrapassagemHFP}} \times (D_{\text{medidaHFP}} - D_{\text{contratadaHFP}}) \quad (11)$$

Sendo:

$P_{\text{ultrapassagem}}$ = Parcela referente a demanda ultrapassada em R\$;

$T_{\text{ultrapassagemHP}}$ = Tarifa de ultrapassagem em R\$/kW no horário de ponta e igual a duas vezes a $T_{\text{demandaHP}}$;

$T_{\text{ultrapassagemHFP}}$ = Tarifa de ultrapassagem em R\$/kW no horário fora de ponta e igual a duas vezes a $T_{\text{demandaHFP}}$;

D_{medidaHP} = Quantidade de demanda medida em kW no horário de ponta;

$D_{\text{medidaHFP}}$ = Quantidade de demanda medida em kW no horário fora de ponta;

$D_{\text{contratadaHP}}$ = Quantidade de demanda contratada em kW no horário de ponta;

$D_{\text{contratadaHFP}}$ = Quantidade de demanda contratada em kW no horário fora de ponta;

Assim como nos modelos anteriores esta parcela só será cobrada quando a demanda medida ultrapassar a demanda contratada acima dos limites de tolerância de 5%. Entretanto, o valor desta parcela nesse caso é obtido multiplicando-se a tarifa de ultrapassagem pela diferença entre o valor da demanda medida e a demanda contratada.

E assim, o valor pago pelo contratante é:

$$VF = (P_{\text{consumo}} + P_{\text{demanda}} + P_{\text{ultrapassagem}}) \left(\frac{1}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right) \quad (12)$$

Os valores para estas tarifas, assim como seus ajustes são homologados anualmente pela ANEEL e podem ser diferentes de concessionária para concessionária. Os reajustes dessas tarifas são previstas dentro dos contratos de concessão na forma de três mecanismos: o reajuste anual, a revisão tarifaria e a revisão tarifaria extraordinária.

O reajuste anual da tarifa visa recompor a receita incorporando a inflação verificada no ano, descontada de um fator que captura para o consumidor os ganhos de produtividade previstos pelo Fator X. Este Fator X é um índice fixado pela ANEEL na época da revisão tarifária, uma vez que os investimentos em novas tecnologias aumentam a produtividade e conseqüentemente o lucro das concessionárias. Este fator tem a função de repassar uma parcela desse ganho para os consumidores. Além da recomposição da inflação para a concessionária, o reajuste anual tem a função de compensar as diferenças positivas ou negativas entre os custos não gerenciáveis, em decorrência de ordens do ONS.

O segundo mecanismo de atualização tarifária é a revisão tarifária que fixa a remuneração da distribuidora e contempla tanto os custos não gerenciáveis, como os custos gerenciáveis decorrentes da própria atividade da distribuidora.

Por fim, a revisão extraordinária tem a finalidade de atender casos em que determinada conjuntura desfavorável possa comprometer a sustentabilidade da concessionária.

3.1.3 Bandeiras tarifárias

Até o início de 2015, a tarifa de energia possuía uma volatilidade que não era tão perceptível ao consumidor devido a matriz energética brasileira ser predominantemente hídrica. Em períodos secos, o ONS, para continuar a atender a demanda de energia, era obrigado a optar por despachar mais energia de usinas térmicas, preservando assim o nível de água das hidrelétricas.

Os custos para gerar energia diferem de acordo com o tipo de geração. As usinas termelétricas, por exemplo, produzem energia a um custo mais elevado do que as hidrelétricas devido a sua complexidade e a necessidade de combustíveis no processo de aquecimento.

O ONS possui uma política de prioridade de despacho de energia, onde há prioridade pela fonte de geração cujo custo seja menor. Nos períodos de pouca ocorrência de chuvas, o custo da energia elétrica acaba se elevando devido ao acionamento de mais usinas térmicas a fim de suprirem a atividade de hidrelétricas, reduzida para impedir que os reservatórios hídricos entrem em níveis críticos. Conseqüentemente este custo é repassado para o consumidor.

A adoção da política de bandeiras tarifárias tem o intuito de sinalizar ao consumidor que em determinado período a energia chegará a ele com um custo maior, conscientizando-

o sobre as condições de geração de energia, buscando que se tenha o uso consciente da energia elétrica.

Esta sinalização é feita através da utilização das cores verde, amarelo e vermelho indicando assim as condições favoráveis ou não para a geração de energia de fontes hídricas.

A ANEEL é responsável por divulgar a bandeira tarifária vigente, que é informada diretamente na fatura do consumidor.

A bandeira verde: sinaliza que as condições estão favoráveis para geração de energia, e o consumidor terá nenhum acréscimo na sua conta de energia.

A bandeira amarela: sinaliza que as condições estão menos favoráveis à geração de energia de fonte hídrica, neste caso o consumidor sofre acréscimo de R\$0,010 para cada 1 kWh consumido.

A bandeira vermelha: sinaliza que as condições não estão favoráveis à geração de energia hidrelétrica, e neste caso o consumidor sofre acréscimo maior que na bandeira amarela para cada kWh consumido. Atualmente a bandeira vermelha foi dividida em dois patamares, onde o patamar 1 representa acréscimo de R\$ 0,030 para cada kWh consumido, caracterizando uma situação um pouco menos desfavorável para a geração de energia do que o patamar 2, onde será acrescido de R\$ 0,050 para cada kWh consumido. (ANEEL, 2017a).

3.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL

A partir do ano de 1995 deu-se início a reestruturação do setor elétrico brasileiro com a implantação do Livre Mercado, quando a Lei 9074/95 estabeleceu diretrizes para que a eficiência do setor fosse sustentada através da ampla concorrência. De lá para cá, o Livre Mercado tem se desenvolvido e recebido a adesão de inúmeros clientes.

Segundo o Relatório de Administração Referente ao ano de 2016, a CCEE (2017h) obteve um número recorde de adesões, chegando a 5655 agentes (denomina-se agente todo cliente devidamente registrado na CCEE, o mesmo está apto, dependendo de seu perfil, a participar de leilões, promovidos pela CCEE por delegação da ANEEL; a formalização de contratos no ACR e ACL e liquidação de curto prazo). Neste ambiente de contratação se encontram as comercializadoras (4%), geradores (24%), consumidores livres (15%) e especiais (57%), os quais podem negociar entre si de forma livre os valores e duração dos contratos. Em um relatório publicado no dia 09/04/2018, a CCEE informa que

ultrapassou a marca dos 7000 mil agentes registrados, com 64% destes sendo consumidores especiais.

3.2.1 Processo de migração

Os consumidores do mercado cativo (ACR) podem optar por mudar para o ambiente de mercado livre (ACL), buscando melhores condições de compra da energia. Para o atual consumidor cativo poder passar a negociar sua energia no mercado livre, primeiramente é necessário avaliar os requisitos do sistema, pois para ingressar no mercado livre de energia, existem dois patamares mínimos de demanda (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA - ABRACEEL, 2017):

- 500 KW independente do nível de tensão para ingressar no perfil especial;
- 3000 KW no perfil livre convencional;

Segundo CCEE (2017g) quando a demanda não atender aos requisitos mínimos, poderá ser feita a união de duas ou mais cargas, por meio da união de Fato (unidades consumidoras situadas em área contínua) e de Direito (unidades consumidoras de mesma raiz de CNPJ e situadas no mesmo submercado). Na comunhão de Direito, os estabelecimentos podem estar em locais diferentes, desde que dentro do mesmo subsistema.

Após verificar o atendimento aos requisitos, o consumidor deverá observar o contrato vigente com a distribuidora, pois esse ponto pode acarretar multa no caso de uma quebra de contrato de fornecimento, uma vez que a migração para o sistema livre representa um rompimento com o sistema regulado.

Os contratos atualmente em vigor são renovados automaticamente no caso de inércia do cliente, por isso rescisão do contrato de demanda deve ser feita com um período de antecedência ao seu vencimento de seis meses, por meio da Carta Denúncia.

Vale ressaltar que o prazo regulamentar para que o participante do mercado livre retorne ao mercado cativo é de 5 anos, ficando facultado à distribuidora a aceitação de um retorno antecipado.

O candidato à migração deverá realizar o processo de adesão junto a CCEE, com o envio das documentações especificadas nos Procedimentos de Comercialização submódulo 1.1, este documento está disponível no site da CCEE na sessão de procedimentos de comercialização, lá estão descritos todos os passos e documentos necessários para a

migração. Por sua vez, a CCEE envia ao usuário um e-mail para este criar seu login e senha para que o agente possa acessar o conteúdo exclusivo, e assim dar início ao processo de adesão no SGP (Sistema de Gestão de Processos), no SGP serão anexados todos os documentos digitais necessários para o processo e fará a comunicação entre agente e CCEE.

Em seguida será solicitada a realização simultânea dos seguintes passos: adequação do Sistema de Medição para Faturamento (SMF); Modelagem dos Ativos do Sistema da CCEE; Cadastro dos Agentes responsáveis; Abertura de conta corrente específica no banco custodiante.

As adequações no Sistema de Medição Física necessárias para atender aos padrões estabelecidos no Módulo dos Procedimentos de Distribuição e nos Procedimentos de Comercialização da CCEE, além da legislação específica em vigor, estão relacionados à instalação dos medidores, transformadores de potencial e de corrente e equipamentos associados que constituem o Sistema de Medição para Faturamento (SMF), além de estabelecimento de um canal de comunicação VPN com a CCEE.

A modelagem dos ativos corresponde à inclusão no sistema da CCEE da planta consumidora e permite que a CCEE contabilize o agente.

As operações de liquidação junto a CCEE são feitas exclusivamente na conta no banco custodiante, que deverá ser aberta com o mesmo CNJP encaminhado no termo de adesão. Atualmente o Bradesco é o banco responsável pela custódia junto a CCEE.

O cadastro de agentes representantes permite a indicação de até duas pessoas para contato para assuntos referentes às operações. Elas são as encarregadas por estabelecer um canal de comunicação entre os agentes e a CCEE, responsáveis por informações importantes referentes a contratos, PLD, liquidações e etc.

Sem nenhuma pendência, o processo será encaminhado ao CAD (Conselho Administrativo), e após autorizado pelo conselho, o candidato passa a ser um consumidor livre ou especial tendo diversos direitos e deveres como agente da CCEE.

A Figura 6 mostra um esquema simplificado dos passos para um consumidor do ambiente regulado migrar para o ambiente livre.

Figura 6 - Esquema Simplificado para transição do ACR para o ACL.



Fonte: ABRACEEL (2017).

3.2.2 Diferença entre consumidor livre e especial

A principal diferença entre o consumidor livre e especial é com quem se pode negociar e contratar energia. É considerado consumidor livre dentro da CCEE todo agente consumidor que atenda a requisitos da legislação vigente. Possibilitando ao agente escolher de quem comprar a energia elétrica. São considerados consumidores especiais dentro da CCEE todos que atendam aos requisitos da legislação vigente, mas só podem comprar energia de fonte de geração especial. Os agentes de geração habilitados a negociar com os consumidores livres e em particular com os consumidores especiais são dados pela lei nº 9.427/96 (BRASIL, 1996):

- Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCH) cuja potência injetada no sistema seja inferior a 30.000 KW (trinta mil quilowatts).
- Agentes de geração com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas seja menor ou igual a 30.000 KW (trinta mil quilowatts).

3.2.3 Benefícios do Consumidor Especial

Para os consumidores especiais o ponto crucial por optar pela compra de energia de fontes limpas tem sido o desconto obtido na tarifa de uso do sistema de transporte (TUSD), visto que sem esse subsídio o preço da energia incentivada dificilmente poderia competir com os valores praticados no ambiente de contratação regulada (ACR) ou mesmo com a energia convencional. Assim, o desconto na TUSD é levado em conta no cálculo da atratividade da migração para o ACL.

Conforme Resolução Normativa da Aneel nº745/16 (ANEEL, 2016), os empreendimentos de geração de energia incentivada farão jus a desconto percentual entre 50% e 100% a ser aplicado às tarifas de transporte relativa ao fio, TUSD/TUST, incidindo tanto na produção quanto no consumo da energia comercializada, cabendo à Aneel emitir ato autorizativo quanto ao percentual de desconto que a usina terá direito.

O cálculo realizado para equacionar o desconto mensal que o consumidor especial tem direito na TUSD/TUST é resultado de um equacionamento matricial e corresponderá à média global dos descontos repassados por seus contratos de compra de energia incentivada especial, ponderada pelo máximo valor entre os montantes mensais de energia associados a seus contratos de compra de energia incentivada especial, e o consumo mensal verificado.

Aos descontos concedidos às tarifas de transportes normalmente possuem as seguintes nomenclaturas:

- I5: Desconto de 50% na TUSD;
- I8: Desconto de 80% na TUSD;
- I1: Desconto de 100% na TUSD;

Outro benefício associado aos consumidores especiais foi o valor de demanda inicial para acesso ao mercado de contratação livre, uma vez que os consumidores livres comuns têm como pré-requisito a demanda inicial de 3.000kW, os especiais têm acesso ao mercado livre a partir de uma demanda de 500kW.

3.2.4 Vantagens do ACL

Segundo a ABRACEEL (2017), os contratantes no ambiente de contratação livre possuem algumas vantagens como:

- Poder de escolha, podendo escolher a fonte de energia desejada e o parceiro comercializador;
- A forte presença da competição no mercado de preços, devido a grande competitividade entre as geradoras e as comercializadoras para atender aos consumidores livre e livres especiais;
- Flexibilidade de condições de contratação, devido a grande liberdade de negociação entre o consumidor e o fornecedor, podendo ser estipulados conforme a necessidade de consumo do comprador o preço, prazo, volume, fonte de geração, forma de reajuste e flexibilidades contratuais;
- Assim que o contrato for firmado, o cliente pode prever o quanto gastará com energia, e não será afetado por flutuações nos preços da energia.

3.2.5 Contratação de energia no ACL

Ao ingressar no ACL o agente deve ter em mente uma estratégia de contratação de energia, pois será com base nela que serão feitas as compras de energia, principalmente avaliar os investimentos para longo prazo.

São justamente os contratos que protegem os compradores da alta volatilidade dos preços da energia elétrica devido, principalmente, à característica da matriz energética nacional ser fortemente hídrica.

As estratégias de contratação devem ser definidas de modo a atender às características de consumo do comprador. Se ele for mais conservador, preferirá ter uma alta previsibilidade para sua empresa estabelecendo contratos mais longo. Se for arrojado, buscará as oportunidades do mercado, com contratos curtos, entretanto com um risco associado muito maior.

Uma boa opção de contratação é flexibilização, onde, tanto consumidor quanto fornecedor se permitem precificar um determinado percentual acima ou abaixo do contratado.

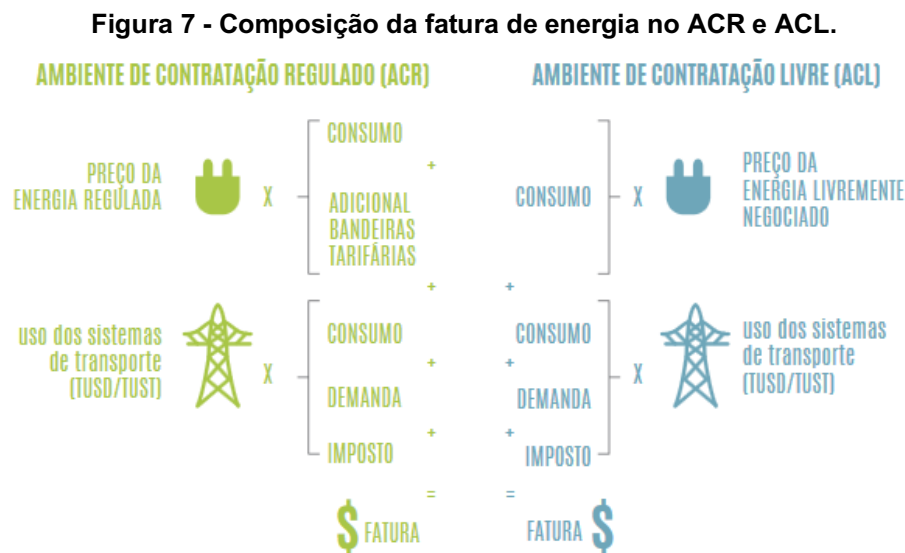
3.2.6 Fatura no ACL

No ambiente de contratação livre o consumidor, ou agora chamada de agente, após o processo de migração, estará apto a negociar sua energia diretamente com geradores e

comercializadores. De acordo com seu perfil, irá contratar a energia com o preço que achar mais atrativo e pode vir a receber diversas faturas de energia, correspondentes aos diversos contratados que pode celebrar.

O contrato referente à energia representa uma parcela da conta que o agente irá receber. A outra parcela é relativa ao uso do sistema de transmissão e distribuição (TUSD/TUST), muito semelhante ao ACR e os encargos.

A Figura 7 apresenta um comparativo da composição da fatura de energia entre o ACR e o ACL.



Fonte: ABRACEEL (2017).

3.2.7 Contratos de Energia no ACL

Enquanto o consumidor cativo necessita apenas do contrato entre sua distribuidora para garantir o acesso a algum dos modelos de consumo já determinados, o consumidor livre estará estabelecendo no mínimo três contratos para garantir o seu fornecimento de energia. São eles:

- Contrato de conexão com o sistema de distribuição - CCD ou de transmissão - CCT;
- Contrato de uso do sistema de distribuição - CUSD ou de transmissão - CUST;
- Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre – CCEAL;

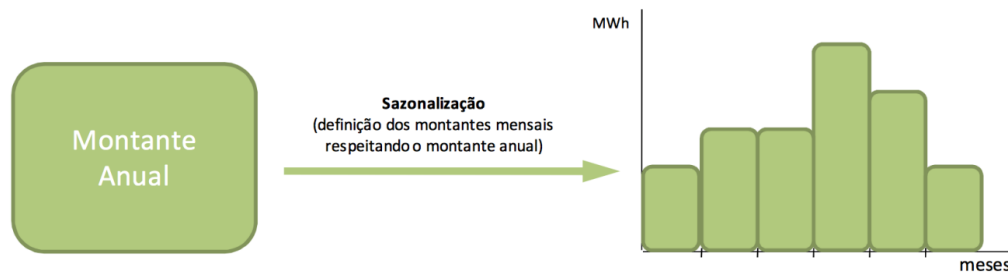
O Preço da energia no ambiente livre é baseada nos Contratos de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre (CCEAL), nos quais os termos e valores são

negociados livremente entre o comprador e o vendedor. Nos contratos, são acordados preço, período de entrega de energia, condições de pagamento, flexibilidade e garantia de entrega de energia. A tributação é feita de acordo com o convênio de cada estado, devendo ser consultada a Secretaria da Fazenda dos mesmos. E cabe ao contrato dizer as condições de Sazonalização ou Modulação.

As partes definem nos CCEAL os volumes de energia em MW médio, para uma determinada vigência, de acordo com o perfil de entrega necessário, sendo os vendedores integralmente responsáveis pelo atendimento do volume ofertado durante todo o período de vigência do contrato, tendo que, para isso, manter lastro para a venda de energia e potência para garantir 100% do suprimento.

Posteriormente os blocos contratados, serão sazonalizados ou modulados conforme deve ser determinado em contrato. Segundo a ANEEL, a sazonalização, conforme mostrado na Figura 8, consiste em um processo de determinação dos volumes mensais de energia com base no volume anual contratado. E a modulação, conforme Figura 10, consiste em um processo de determinação dos valores horários de energia (períodos de comercialização) com base no volume mensal contratado.

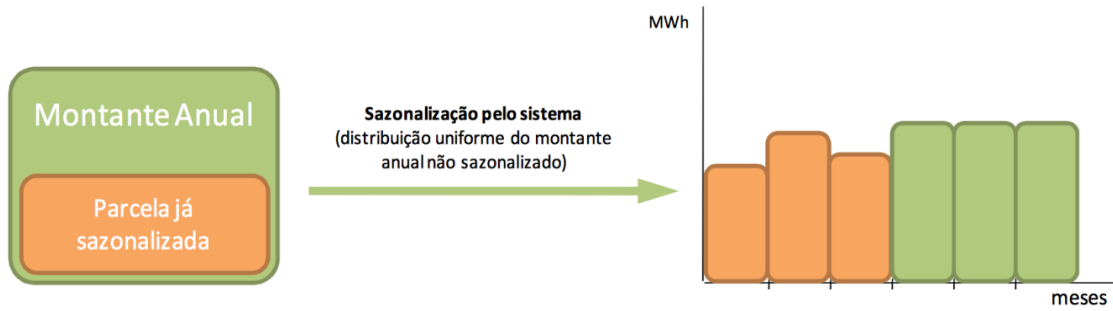
Figura 8 - Sazonalização do Montante de energia contratada em meses.



Fonte: ANEEL (2010a).

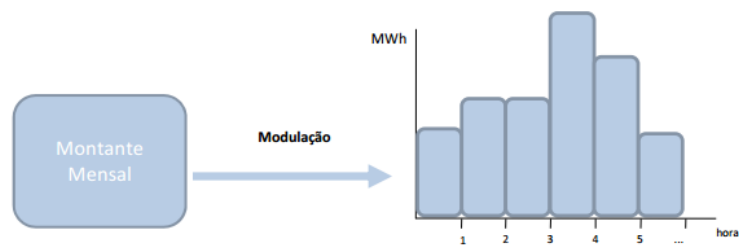
Caso a sazonalização não seja realizada dentro dos prazos estabelecidos no PdC (Procedimento de Comercialização) correspondente, o CCEAL é sazonalizado automaticamente pelo Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE (SCL), distribuindo-se uniformemente a quantidade anual que ainda não foi inserida e validada, conforme a Figura 9.

Figura 9 - Sazonalização realizada pelo sistema.



Fonte: ANEEL (2010a).

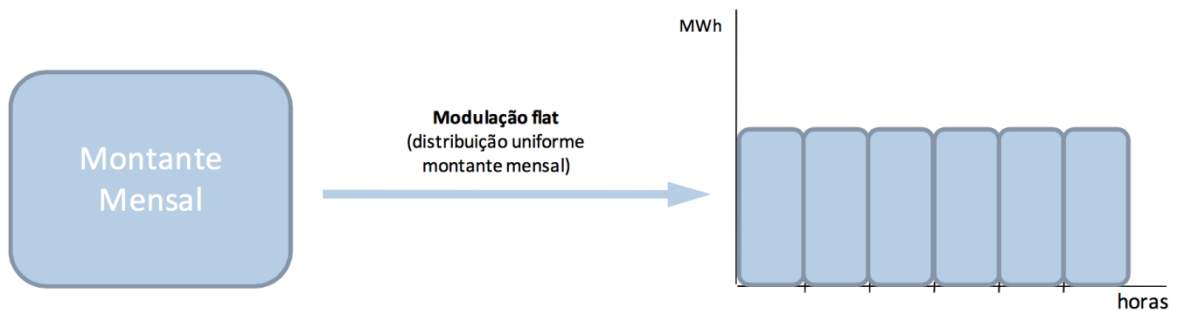
Figura 10 - Modulação do Montante de energia contratada em horas.



Fonte: ANEEL (2010a).

Caso a modulação não seja realizada ou mesmo validada dentro dos prazos estabelecidos no PdC correspondente, o CCEAL é modulado automaticamente pelo SCL, dividindo-se proporcionalmente o total de energia mensal pelo número de horas do mês (modulação flat), como mostra a Figura 11.

Figura 11 - Modulação Flat realizada pelo sistema.



Fonte: ANEEL (2010a).

As modulações também podem ser feitas:

- **Conforme Carga ou conjunto de Cargas:** processa a modulação do CCEAL conforme o perfil da medição apurada para modelos de cargas específicas;
- **Conforme Geração ou conjunto de Usinas:** processa a modulação do CCEAL conforme o perfil da medição apurada para modelos de usinas;
- **Conforme MRE:** A modulação conforme o MRE permite às contrapartes de um CCEAL que o contrato seja modulado de acordo com o perfil realizado pelo conjunto de usinas que integram o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) em todo o SIN.

Como apresentado no item referente ao mercado cativo, a tarifa de energia no ACR é o resultado de diversos impostos, perdas e subsídios ao valor da energia, enquanto no ACL a tarifa correspondente a energia é resultado da compra negociada diretamente com os vendedores de energia.

E por fim, é feita a determinação do saldo vendedor ou comprador do agente em função dos contratos de compra e venda de energia registrados em cada submercado e em cada período de comercialização (ANEEL, 2010a).

A CCEE faz um cálculo denominado média móvel, em que consiste na soma de toda a energia contratada nos últimos doze meses subtraída da soma de toda a energia consumida nos últimos doze meses, isso dividido pela quantidade de horas no mês vigente. Um resultado negativo deste cálculo trará penalidades ao agente, uma vez que este demonstrou mais requisitos do que recursos.

3.2.8 A Tarifa de Transporte de Energia

A TUSD permanece sendo cobrada, porém grandes consumidores que estão no ACL podem estar conectados direto à transmissora, e assim estes pagam a TUST.

A tarifa de uso da rede, reflete os custos da rede de distribuição e a remuneração da distribuidora pela prestação do serviço ao consumidor final. A TUSD está atualmente subdividida em Fio onde é cobrado do consumidor a parcela relativa ao transporte da energia mais a remuneração da distribuidora e a parcela de encargos, componente que tem por objetivo restituir a distribuidora pelos encargos e tributos que são repassados aos órgãos competentes.

Os valores da TUSD são aplicáveis às demandas de potência ativa (R\$/kW), referente à Parcela Fio, e ao consumo de energia elétrica (R\$/MWh), referente à Parcela Encargos e Perdas (ANEEL, 2004):

- TUSD Fio A: Custo com o uso e a conexão às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, e rede de distribuição de outras distribuidoras;
- TUSD Fio B: Remuneração dos ativos, quota de reintegração decorrente da depreciação, custos operacionais;
- TUSD Perdas: Correspondente ao custo das perdas não técnicas de energia em MWh, valorada pelo preço médio de compra; Custo das perdas técnicas da distribuição, em MWh, valorada pelo preço médio de compra; Custo das perdas elétricas na Rede Básica devido às perdas no sistema de distribuição;
- TUSD Encargos: Custos dos Encargos Setoriais (P&D_EE, TFSEE, ONS, CDE e PROINFA).

3.2.9 Liquidação financeira

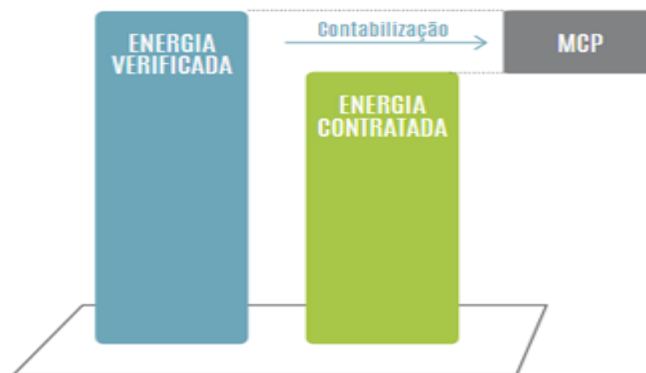
As relações comerciais entre os agentes são regidas por contratos de compra e venda de energia, sendo que a liquidação financeira desses contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes. Entretanto, não existe uma ligação direta entre os contratos de compra e venda de energia, geração e o consumo, pois o despacho físico é feito de forma independente da contratação, de modo a atender o consumo.

Deste modo pode acontecer de uma usina gerar menos ou mais do que estava previsto e o consumidor utilizar uma quantidade diferente da contratada. Essas diferenças são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP) e os valores são devidos aos agentes envolvidos, como crédito ou débito.

A CCEE não é contraparte na liquidação, tendo somente o papel de viabilizar a realização das compensações financeiras, sendo os resultados das operações divulgados por meio de relatórios mensais.

Conforme apresentado na Figura 12, a CCEE faz a contabilização das diferenças entre o consumo e a quantidade contratada. Ao contratar a energia no ACL, é necessário considerar as perdas elétricas referentes ao consumo. Assim, por meio desta verificação, podem haver diferenças positivas ou negativas valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). As diferenças verificadas são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), e valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ou preço da energia no mercado de curto prazo.

Figura 12 - Balanço energético.



Fonte: ABRACEEL (2017).

O PLD é baseado no custo marginal de operação (CMO), ou seja, é o valor do próximo MWh a ser despachado depois de suprida toda a demanda de energia solicitada pelos agentes e pode variar semanalmente entre o limite inferior, ou chamado piso do PLD e o limite máximo, também chamado teto do PLD. Os valores desses limites são ajustados todos os anos pela ANEEL. Para o ano de 2017, o preço mínimo e o máximo foram de R\$ 33,68/MWh e R\$ 533,82/MWh, respectivamente.

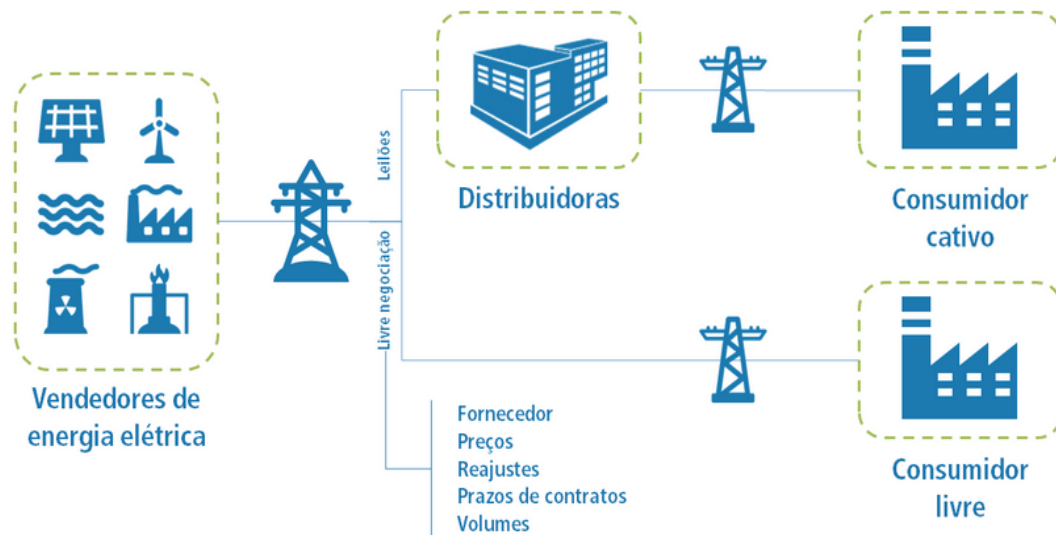
A definição dos submercados é responsabilidade do ONS e contempla a seguinte divisão do sistema elétrico brasileiro: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

No ACL, existem outros aspectos relevantes além do MCP e o PLD para contratação de energia que também estão presentes no ACR, são eles:

- **Garantias financeiras:** O mercado de curto prazo resulta em valores a pagar ou a receber, que correspondem a liquidação financeira. Os Agentes que ficarem devedores devem aportar um montante financeiro, as chamadas garantias financeiras;
- **Encargos:** são valores destinados ao ressarcimento dos agentes de geração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade, estabilidade e segurança do sistema;
- **Penalidades:** para melhorar a segurança do setor, são estipuladas penalidades. Para que o consumidor não sofra nenhum tipo de penalidade, este deve estar 100% dentro do contrato;
- **Contribuição Associativa:** Ao se associar a CCEE é necessário arcar com a contribuição associativa. Por ser uma instituição privada, sem fins lucrativos, esta é mantida pela contribuição mensal dos agentes, que é proporcional ao número de votos.

A Figura 13 apresenta a dinâmica da comercialização de energia do setor elétrico brasileiro, indicando qual o caminho natural de negociação percorrido pelos consumidores finais de cada ambiente de contratação.

Figura 13 - Ambientes de Comercialização Regulado e Livre.



Fonte: EFICENS (2017).

3.2.10 Custo Marginal de Operação & Preço de Liquidação das Diferenças

De acordo com a CCEE, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), é o método de quantificar e valorar as diferenças de energias apuradas no Mercado de curto prazo. Ao se comparar a quantidade de energia contratada com a quantidade de energia medida, surge uma diferença. Esta diferença, a pagar ou a receber, será liquidada no mercado de curto prazo.

O PLD é apurado com base no custo marginal de operação (CMO), ou seja, o custo para se produzir o próximo MWh. Este possui uma relação direta com o planejamento do ONS que determina o despacho de todas as usinas de geração de energia ligadas ao SIN. O principal objetivo do ONS é otimizar os recursos de geração para melhor atender à demanda de energia. O planejamento de despacho leva em consideração modelos computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) cujos dados de entradas são baseados no histórico e previsão de vazões, disponibilidade das usinas térmicas e previsão de cargas.

Assim, a metodologia para determinação do PLD é obtida através dos modelos computacionais NEWAVE, NEWDESP e DECOMP (CCEE, 2017e).

O modelo NEWAVE é utilizado para o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. A partir deste se

determina a estratégia de geração hidráulica/térmica buscando o menor custo de operação para todo o período de planejamento.

Com o modelo são geradas funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. A carga e a função de custo de déficit podem ser representadas em patamares e permite-se a consideração de limites de interligação entre os subsistemas.

Dentro do NEWAVE, existe um componente chamado NEWDESP cuja função é consultar às funções de custo futuro gerada pelo NEWAVE. Este componente pode ser executado de dois modos, consulta e despacho.

No modo consulta, é gerado um relatório com os valores da água para aquele mês a partir das informações de energia armazenada no final do mês e energias afluentes realizadas para os subsistemas no NEWAVE.

No modo despacho, é determinado o despacho ótimo entre geração hídrica versus a térmica para o período em estudo, com base nos valores de energia armazenados no início de um mês e valores realizados e previstos de energias afluentes para os subsistemas dentro do modelo.

Assim o modo despacho fornece diretamente os preços da CCEE por patamar de carga para cada submercado.

DECOMP é um modelo com objetivo de otimizar a relação entre geração hidráulica e térmica para um horizonte de curto prazo (até 12 meses). Sua discretização é feita com base semanal, por meio da análise de uma árvore de possibilidades construídas com base na previsão (para a primeira semana) e aleatoriedade das vazões para o restante do período.

A partir do conjunto de informações disponíveis como: carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas e função de custo futuro do NEWAVE. Com estas ferramentas determina-se o menor CMO, orientando o ONS em seu planejamento.

A Figura 14 apresenta de forma sucinta a obtenção do CMO em que o NEWAVE é carregado com os dados iniciais para um período de até 5 anos, e os relatórios gerados são a base de dados de entrada para o DECOMP que a partir destes, gera relatórios indicando a otimização de despacho da relação entre geração hídrica e térmica.

Figura 14 - Fluxograma para os modelos computacionais.



Fonte: CCEE (2017e).

O custo total de operação é obtido através da soma do custo imediato mais o custo futuro advindo de previsões geradas pelos modelos computacionais.

A determinação do custo imediato é obtida com base em dados conhecidos no momento da decisão do operador. O custo futuro depende das afluições futuras. A quantidade de água que pode ser convertida em energia depende da quantidade de água proveniente do lençol freático, água pluvial e água fluvial. No entanto, na previsão destas afluições existe um alto grau de incertezas. Estas previsões são determinadas através de dados estatísticos de fatos já ocorridos.

A análise do melhor arranjo das usinas disponíveis para que se tenha o menor custo de operação, desde que a demanda de energia elétrica seja totalmente suprida é feito pelo ONS, levando em consideração o Custo Marginal de Operação (CMO) relacionado diretamente com disponibilidade de usinas em cada submercado, sabendo que para cada submercado pode haver um CMO diferente.

Assim, a partir da previsão de carga dentro de um submercado, é feita uma análise das usinas disponíveis, levando em consideração o custo de geração em ordem crescente para atender a carga.

No SIN, as horas do dia são agregadas em 3 patamares de cargas: Leve, Médio e Pesado. A semana operativa para o SIN, se inicia no sábado às 00:00h e termina sexta-feira às 24:00h.

O Quadro 2 apresenta os patamares de carga e seus respectivos horários de vigência durante a semana operativa no SIN.

Quadro 2 - Patamares de carga por horário de vigência.

Patamar de Carga	Sem Horário de Verão		Com Horário de Verão	
	2ª feira à Sábado	Domingos e Feriados	2ª feira à Sábado	Domingos e Feriados
Leve	00:00 às 06:59	00:00 às 16:59 22:00 às 23:59	00:00 às 06:59	00:00 às 17:59 23:00 às 23:59
Médio	07:00 às 17:59 21:00 às 23:59	17:00 às 21:59	07:00 às 18:59 22:00 às 23:59	18:00 às 22:59
Pesado	18:00 às 20:59		19:00 às 21:59	

Fonte: Patamar... (2017).

Os valores desses patamares de carga são dados pela média do MW médio durante o mês em questão a partir da análise da curva de carga obtida dia a dia. Esta análise é feita pelo ONS com base em uma série histórica, e a partir destes dados são geradas previsões de carga para a tomada de decisão sobre os despachos emitidos pelo ONS.

Tomemos por exemplo o submercado nordeste, que para atender a previsão de carga se utilizou de todas as usinas hidráulicas e mesmo assim não foi suficiente para se atender à demanda, analisando-se também a necessidade de manter os reservatórios em níveis seguros. Neste momento é feito o despacho de energia das térmicas para se atender à demanda. Digamos que a utilização de apenas uma térmica já foi suficiente para atender a carga. Assim, o CMO deste submercado terá o incremento do custo de geração desta última fonte geradora (térmica) para suprir a demanda.

O CMO é uma referência para a determinação e obtenção do PLD. Onde este não pode ter qualquer valor, sendo estipulado um PLD mínimo e um PLD máximo. O valor do PLD seguia os seguintes critérios (até adoção da REN Aneel nº 682/2003):

- Caso o CMO seja maior que o PLD máximo, o PLD será igual ao PLD máximo.
- Caso o CMO seja menor que o PLD mínimo, o PLD será igual ao PLD mínimo.
- Caso o CMO seja um valor entre o PLD mínimo e o PLD máximo, o PLD será igual ao CMO.

O PLD mínimo foi criado com a finalidade de não deixar o PLD zerar nos momentos em que houver vertimento de água nas usinas. Criado a partir de 2003 com base no somatório de 3 critérios (Custo de operação e manutenção de Itaipu, compensação financeira de Itaipu e *royalties* da usina de Itaipu) baseados na usina de Itaipu.

O PLD máximo visava estabelecer um limite máximo para o valor do PLD, pois na época do racionamento, entre os anos de 2001 e 2002, o CMO chegou a valores elevados, superiores a 1000 R\$/MWh.

Assim, durante o racionamento, o PLD máximo foi definido em 684 R\$/MWh e após o racionamento, passou a ser 350 R\$/MWh. Valor este (de R\$ 350,00) obtido pelos modelos NEWAVE e DECOMP através dos dados das usinas termoeletricas mais caras no período.

Passado este momento, surgiu a necessidade de se estabelecer um critério para a atualização do PLD máximo. Pela REN Aneel nº 682/2003 o PLD máximo era estabelecido, sendo o menor valor da comparação entre: Preço declarado da termoeletrica mais cara, com capacidade instalada superior a 65MW, na programação mensal da operação (PMO) no mês de janeiro do ano correspondente. E a atualização do PLD máximo do ano anterior pela variação do índice geral de preços – disponibilidade interna (IGP-DI).

A partir da REN Aneel nº633/2014, os critérios para definição do valor mínimo do PLD foram alterados e passou a ser fixado com base no maior valor entre: Valor calculado com base na receita anual de geração das usinas hidrelétricas em regime de cotas e a estimativa dos custos de geração da usina de Itaipu para o ano seguinte. Dados estes fornecidos pela Itaipu Binacional.

Ainda na REN Aneel nº 633/2014, um novo critério para a atualização do PLD máximo foi estipulado, tendo como base o custo variável unitário mais elevado de uma usina termoeletrica em operação comercial a gás natural, contratada por meio de contrato de comercialização de energia no ambiente regulado (CCEAR) definido no programa mensal de operação de dezembro.

Este excesso de preocupação na priorização do despacho de geração hídrica ou térmica, se deve ao impacto desta decisão no futuro.

Os impactos de se ter uma matriz energética altamente dependente da água das chuvas que abastecem os reservatórios nos leva a necessidade de gerir muito bem este recurso. Com base nesta premissa, o ONS busca encontrar o equilíbrio na utilização desta matriz energética, pois a ocorrência de uma seca atrelada a um uso não racional da água e da geração hídrica pode levar a falta de energia. Assim, a utilização de térmicas para tirar a sobrecarga das hidroelétricas e preservar os níveis dos reservatórios se faz indispensável.

Esta medida de gerenciar o acionamento das usinas térmicas influencia diretamente o preço do PLD. Os modelos computacionais são rodados pela CCEE e pelo ONS com finalidades diferentes:

- A CCEE almeja o despacho econômico, garantindo que o PLD seja único por submercado. Esta não considera as restrições elétricas internas aos submercados,

exceto as restrições decorrentes do atraso das linhas de transmissão (Não considerando a geração de teste);

- O ONS almeja o despacho físico, garantindo o planejamento otimizado, almejando representar o mundo físico da melhor maneira possível. Este considera todas as restrições elétricas possíveis além de considerar todo o portfólio de geração.

O tratamento econômico das restrições elétricas identificadas pelo ONS será realizado por meio de encargos de restrição de operação pela CCEE, visando manter a confiabilidade, qualidade e estabilidade do sistema. As mudanças nas condições entre o momento do cálculo e o despacho efetivo, serão tratadas como encargos de restrição de operação.

3.2.11 Curva de previsão "FORWARD"

No ACL, inerente a precificação dos contratos de compra de energia, estão as incertezas referentes às condições futuras para o fornecimento da energia contratada. Uma vez que os prazos dos contratos dependem da necessidade e disposição dos agentes em aceitar estes riscos, além da projeção do PLD, outra ferramenta muito importante para orientar a tomada de decisão sobre a precificação da energia hoje para um momento futuro é a curva Forward.

Esta ferramenta descreve uma expectativa do mercado, representada por uma função $F_{t,h}$ onde "t" é o tempo no qual o preço é medido e "h" é a maturidade até o suprimento da energia (LEME et al., 2013).

A base de dados para a obtenção desta curva pode ser de várias fontes. Uma fonte seria a obtenção da curva pelos dados obtidos no modelo computacional NEWAVE. Outra forma de obter a curva forward, é através da apuração dos índices dos agentes mais comercialmente ativos por meio de seus preços individuais para um horizonte de até 5 anos, e dessa forma condensar os dados em uma única curva para todo o processo.

4 Análise Histórica entre o PLD, CMO, EAR e Níveis de Reservatórios

Para esta etapa da dissertação será analisado o comportamento histórico do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), do Custo Marginal de Operação (CMO), da Energia Armazenada (EAR) e dos Níveis dos Reservatórios dos seguintes sistemas: Cantareira, Alto Tietê, Guarapiranga, Cotia, Rio Grande e Rio Claro. Primeiramente, a fim de verificar as relações entre CMO e PLD expostas anteriormente neste trabalho, serão utilizados os valores históricos de ambos para a composição da análise. Os valores do CMO foram extraídos do website do Operador Nacional do Sistema (ONS, 2018), enquanto os valores do PLD foram extraídos do website da CCEE (CCEE, 2017d).

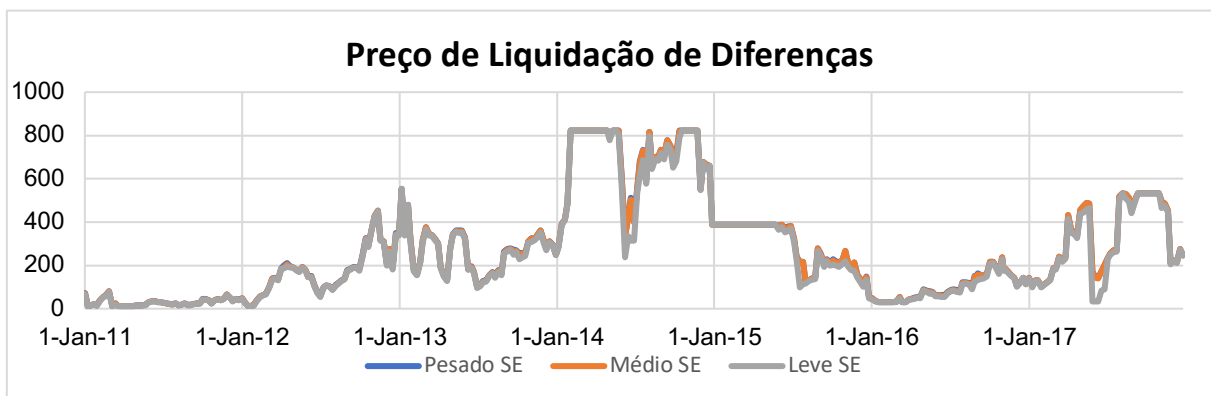
Nas Figuras 15 e 16 podemos observar os comportamentos do CMO em R\$/MWh e do PLD em R\$/MWh no período de 2011 a 2017.

Figura 15 - Custo Marginal da Operação.



Fonte: Autor.

Figura 16 - Histórico de preços do PLD.

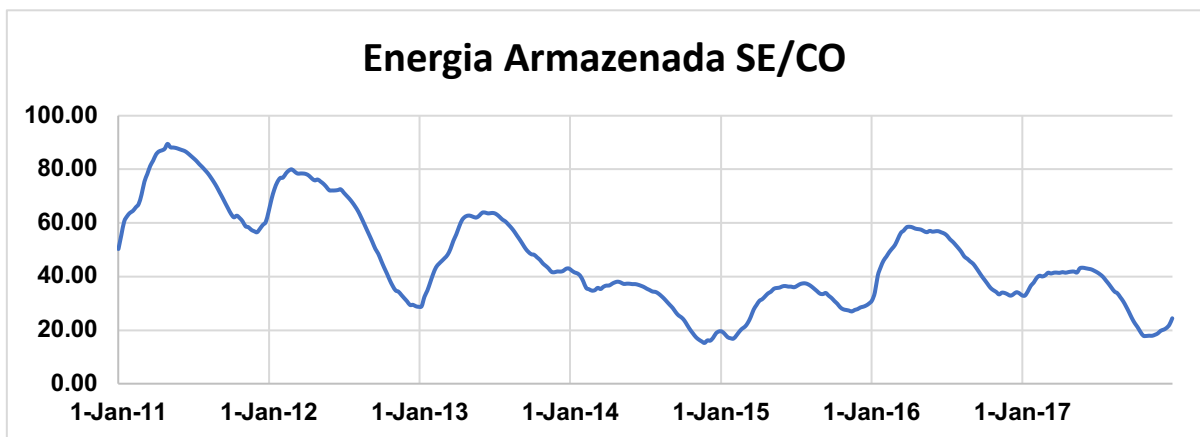


Fonte: Autor.

A partir dos gráficos ilustrados nas Figuras 15 e 16, que ambos seguem basicamente o mesmo perfil de comportamento, quando o preço do CMO aumenta o PLD também sobe, com uma pequena ressalva, o PLD por possuir um limite superior e inferior, mesmo quando o CMO atingiu valores superiores a R\$ 2.000,00 em fevereiro de 2015, o PLD neste mesmo período ficou em seu valor máximo estipulado para o ano de 2015, R\$388,48 por MWh. O valor máximo para o PLD é estipulado e divulgado todo ano pelo ONS.

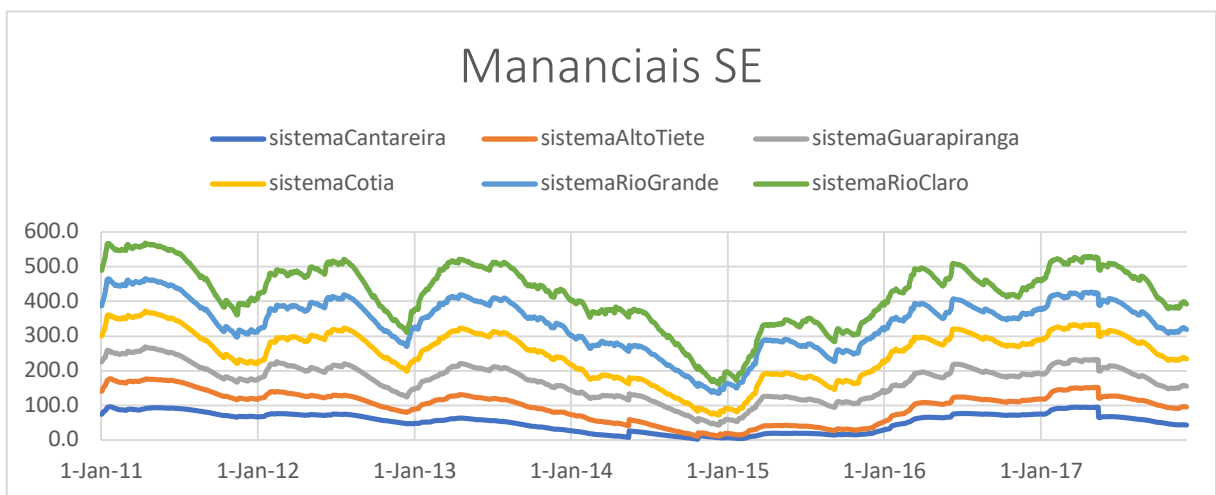
Como foi dito anteriormente neste trabalho, o cálculo do CMO deriva de uma gestão que tem por objetivo otimizar a utilização dos recursos hídricos, essenciais para a vida e para a geração de energia elétrica. Assim, as Figuras 17 e 18 mostrarão a relação que a energia armazenada e os índices dos níveis dos reservatórios têm com o CMO e o PLD.

Figura 17 - Energia Armazenada no SE/CO.



Fonte: Autor.

Figura 18 - Níveis dos Reservatórios.



Fonte: Autor.

Pode-se notar claramente através dos gráficos ilustrados na Figuras 15, 16, 17 e 18 a interdependência entre todos os índices analisados. Por exemplo em Jan/Fev de 2015 quando a EAR esteve muito baixa, podemos ver que os níveis dos reservatórios tiveram uma grande queda e, para o mesmo período o CMO e o PLD tiveram os seus mais altos preços. É possível notar também que em outros períodos onde o EAR esteve baixo, o CMO e o PLD tiveram seus valores elevados. Comprovando assim a relação de interdependência entre todas as variáveis.

5 Estudo de Viabilidade de Conversão do ACR para o ACL para a Universidade de São Paulo.

Este capítulo descreverá a análise de viabilidade de conversão do ACR para o ACL da Universidade de São Paulo campus 1 e 2 da cidade de São Carlos para janeiro de 2019 e verificará a economia ou prejuízo para os três anos seguintes (2019, 2020 e 2021). O estudo utilizou como base de informações as faturas de energia elétrica dos últimos doze meses dos três medidores existentes, sendo dois medidores localizados no campus 1, um para o setor Norte outro para o setor Sul, e um medidor localizado no campus 2.

5.1 Ambiente de contratação Regulado

Primeiramente calcularemos quanto a universidade gastará mantendo-se no ambiente de contratação regulado pelos três anos, utilizando as seguintes premissas:

- Verificar melhor demanda, considerando multa por ultrapassagem de demanda contratada, se cabível;
- Será utilizado a tarifa vigente em abril de 2018, para os três anos, devido a impossibilidade de se prever quais serão as tarifas futuras;
- Replicou-se o perfil de consumo de 2017 para os três anos;
- O cliente continuará na modalidade tarifaria horo-sazonal verde (A4);
- Utilização de bandeira verde para todos meses;

5.1.1 Cálculo ACR

O Quadro 3 apresenta as Tarifas da CPFL Paulista, distribuidora da área de concessão onde a universidade esta localizada.

Quadro 3 - Tarifas.

A4 Verde					
TUSD			TE		Ultrapassagem (R\$/KW)
R\$ KW	Ponta R\$/MWh	Fora Ponta R\$/MWh	Ponta R\$/MWh	Fora Ponta R\$/MWh	
9.79	643.3	57.77	422.39	264.07	19.58

Fonte: Adaptado de CPFL (2018).

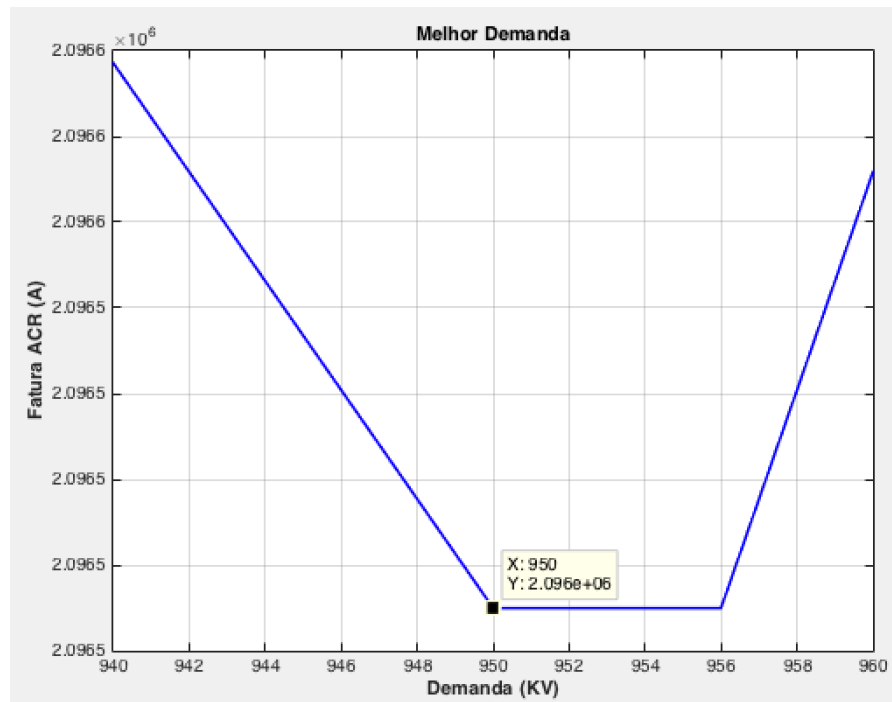
Na sequência será apresentado o perfil de consumo do cliente, expressado pelas faturas de janeiro a dezembro de 2017, assim como o gráfico contendo a melhor demanda calculada para cada medidor no período analisado.

Quadro 4 - Faturas Campus 1 – Norte.

Campus 1 Norte					
Mês	Consumo Ponta (KWh)	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Total (KWh)	Demanda Fora Ponta Reg. (KW)	Demanda Fora Ponta Contratada (KW)
Jan	21180	223200	244380	956	950
Fev	23920	257780	281700	950	950
Mar	28420	300900	329320	1060	950
Abr	33460	323580	357040	1090	950
Mai	29760	281980	311740	912	950
Jun	31360	265920	297280	810	950
Jul	30340	274420	304760	652	950
Ago	27980	236360	264340	724	1150
Set	32060	301580	333640	956	1150
Out	34560	308420	342980	1112	1150
Nov	31860	322500	354360	1122	1150
Dez	32520	347380	379900	1042	1150

Fonte: Autor.

Figura 19 - Melhor Demanda Campus 1 – Norte.



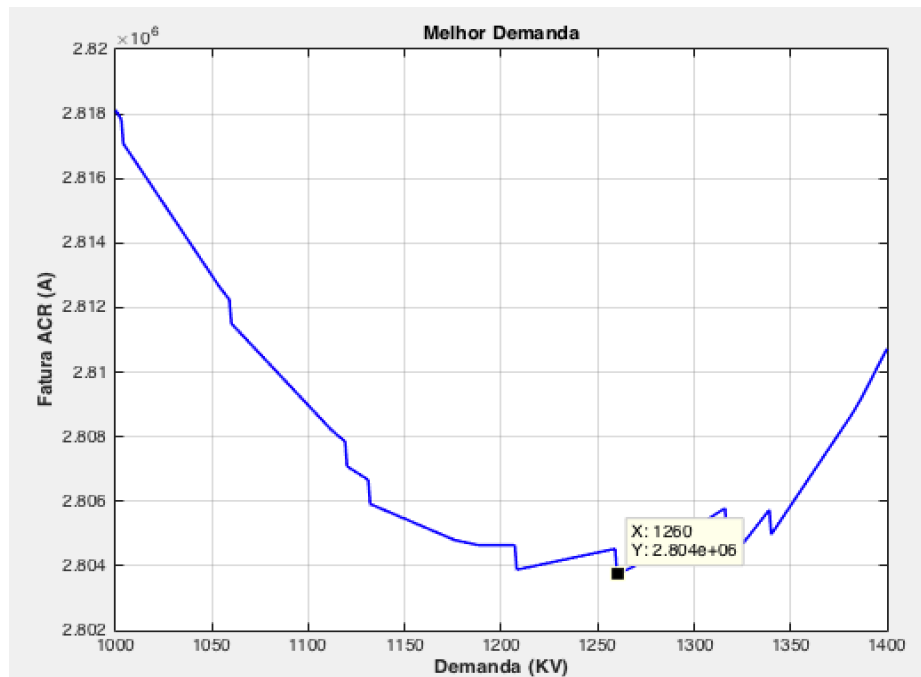
Fonte: Autor.

Quadro 5 - Faturas Campus 1 – Sul.

Campus 1 Sul					
Mês	Consumo Ponta (KWh)	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Total (KWh)	Demanda Fora Ponta Reg. (KW)	Demanda Fora Ponta Contratada (KW)
Jan	29900	333460	363360	1188	1250
Fev	32060	359200	391260	1176	1250
Mar	35940	390740	426680	1322	1250
Abr	47020	430040	477060	1382	1250
Mai	40400	382580	422980	1112	1250
Jun	42520	362880	405400	1054	1250
Jul	40200	370940	411140	880	1250
Ago	34620	313960	348580	948	1250
Set	41420	389260	430680	1268	1250
Out	47440	400080	447520	1406	1250
Nov	43300	411220	454520	1528	1250
Dez	46560	467300	513860	1386	1250

Fonte: Autor.

Figura 20 - Melhor Demanda Campus 1 – Sul.



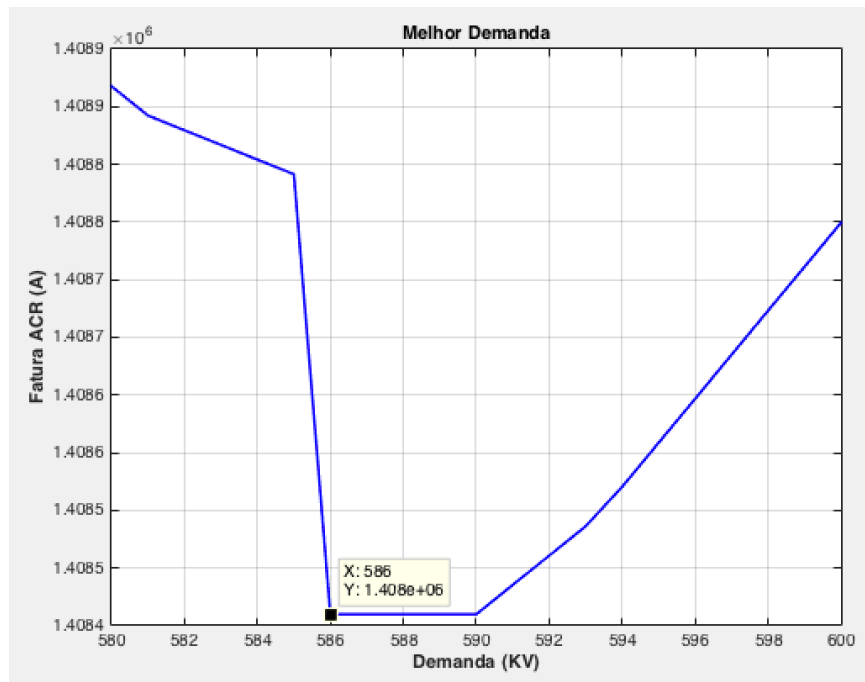
Fonte: Autor.

Quadro 6 - Faturas Campus 2.

Campus 2					
Mês	Consumo Ponta (KWh)	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Total (KWh)	Demanda Fora Ponta Reg. (KW)	Demanda Fora Ponta Contratada (KW)
Jan	17298	169942	187240	590.0	240
Fev	17675	176125	193800	581.0	240
Mar	18884	196817	215701	590.0	240
Abr	20700	223264	243964	680.0	240
Mai	20172	212437	232609	615.0	240
Jun	19870	192428	212298	545.0	240
Jul	20568	206443	227011	593.3	240
Ago	18104	166173	184277	416.8	240
Set	19965	200171	220136	543.2	240
Out	19283	198817	218100	635.2	240
Nov	20040	214315	234356	684.0	240
Dez	18783	213097	231880	645.6	240

Fonte: Autor.

Figura 21 - Melhor Demanda Campus 2.



Fonte: Autor.

Para simplificação na demonstração dos cálculos utilizados, será utilizado como exemplo o mês de janeiro do medidor localizado no Campus 2. Assim, utilizando-se a equação 5 apresentada no item 3.1.2.2, encontraremos a parcela correspondente ao consumo:

$$P_{consumo} = \left((422,39 + 643,30) \times \frac{17298}{1000} \right) + \left((264,07 + 57,77) \times \frac{169942}{1000} \right) \quad (13)$$

$$P_{consumo} = 73.128,44 \quad (14)$$

Para encontrar a parcela referente a demanda, utilizaremos a Equação 6 apresentada no item 3.1.2.2. Considerando melhor demanda contratada sendo 586 KW. E olhando para o Quadro 6 podemos observar, que a demanda registrada é superior a contratada, mas não superior a 1,05 vezes a demanda contratada, então utilizaremos a demanda registrada.

$$P_{demanda} = 9,79 \times 590 \quad (15)$$

$$P_{demanda} = 5776.10 \quad (16)$$

Para este mês em questão não houve multa por ultrapassagem de demanda. Assim:

$$P_{ultrapassagem} = 0 \quad (17)$$

Desta forma encontramos o valor sem impostos, aplicando-se a Equação 8 apresentada no item 3.1.2.2, teremos o valor com os impostos:

$$VF = (73.128,44 + 5.776,10 + 0) * \left(\frac{1}{1 - (0,18 + 0,05)} \right) \quad (18)$$

$$VF = 102.473,43 \quad (19)$$

Considerando-se ICMS de 18% e PIS/COFINS de 5%. Caso a demanda atual de 240 KW fosse mantida, encontraríamos o seguinte valor:

$$VF = 106.923,43 \quad (20)$$

O que representa uma economia de R\$ 4.450,00 apenas para este mês em questão. Expandindo o cálculo para todo o período analisado considerando a demanda atualmente contratada (Quadro 7) e comparando com os valores considerando a demanda ótima (Quadro 8) teremos,

Quadro 7 - Projeção de Gastos no ACR (Demandas Atuais).

	2019	2020	2021	Total
Campus 1 - Norte	R\$ 2.109.641,97	R\$ 2.109.641,97	R\$ 2.109.641,97	R\$ 6.328.925,91
Campus 1 - Sul	R\$ 2.804.415,13	R\$ 2.804.415,13	R\$ 2.804.415,13	R\$ 8.413.245,38
Campus 2	R\$ 1.455.202,30	R\$ 1.455.202,30	R\$ 1.455.202,30	R\$ 4.365.606,89
Total	R\$ 6.369.259,39	R\$ 6.369.259,39	R\$ 6.369.259,39	R\$ 19.107.778,17

Fonte: Autor.

Quadro 8 - Projeção de Gastos no ACR (Melhores Demandas).

	2019	2020	2021	Total
Campus 1 - Norte	R\$ 2.096.469,97	R\$ 2.096.469,97	R\$ 2.096.469,97	R\$ 6.289.409,91
Campus 1 - Sul	R\$ 2.803.753,98	R\$ 2.803.753,98	R\$ 2.803.753,98	R\$ 8.411.261,95
Campus 2	R\$ 1.408.409,91	R\$ 1.408.409,91	R\$ 1.408.409,91	R\$ 4.225.229,73
Total	R\$ 6.308.633,86	R\$ 6.308.633,86	R\$ 6.308.633,86	R\$ 18.925.901,59

Fonte: Autor.

Assim, ao final de três anos, se a universidade permanecer no ACR sua previsão de gastos será de aproximadamente de R\$ 19.107.778,17 com a demanda atual de 240 KW e com a demanda otimizada, R\$ 18.925.901,59. Totalizando uma economia de R\$ 181.876,59. O que ressalta a importância de se ter uma demanda contratada adequada ao perfil de consumo do agente.

5.2 Ambiente de Contratação Livre

Existiram muitas dificuldades para se encontrar informações como preço de energia e a flexibilidade contratual realmente praticadas em mercado, devido ao fato dos contratos de energia serem tratados bilateralmente entre as partes interessadas e tais informações não serem de domínio público. Para os cálculos referente a migração para o ambiente livre serão adotadas as premissas descritas abaixo, a fim de guiar o estudo o mais próximo da realidade possível.

Foi utilizado como preço base da contratação da energia, o preço da energia convencional divulgada pela curva *forward* do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE), visualizado no final de abril, a curva mostra a média ponderada dos preços dos contratos fechados diariamente, e é divulgado diariamente. Esta ferramenta é altamente utilizada pelas comercializadoras, o que aumenta a confiabilidade da simulação. Por se tratar de uma ferramenta paga, a única informação gratuita foi a curva *forward* mencionada.

A demanda individual de cada medidor é inferior a 3 MW, o que implica a universidade entrar no perfil de Agente Livre Especial.

Por se tratar de um Agente Livre Especial, o mesmo pode comprar apenas energia incentivada 50% (I5), 80% (I8) ou 100% (I1). Para este estudo utilizou-se a energia incentivada 50%, o que reflete em um *spread* de R\$ 60,00 (aproximadamente) de aumento no valor da energia convencional, o *spread* utilizado foi obtido através do contato direto com uma comercializadora de energia. O valor pode variar, mas para fins de simulação

apresenta-se bem realista. Para o reajuste de preço da energia nos três anos do contrato, será considerado um percentual de 4,25% ao ano. Sendo que o primeiro reajuste ocorrerá em Jan/2019.

Quadro 9 - Preço Energia Convencional e I5.

	Convencional R\$/MWh	I5 R\$/MWh
2019	200,42	260,42
2020	166,63	226,63
2021	157,71	217,71

Fonte: Autor.

Para a adesão do agente na CCEE, a mesma cobra uma taxa de aproximadamente R\$6000,00, chamada taxa de Emolumento. A adequação dos medidores custa em torno de R\$10.000,00 por medidor, no caso são três medidores, totalizando R\$30.000,00.

E por último foi considerado que o contrato do ACR da universidade se encerrará ao final de dezembro de 2018, possibilitando a migração para janeiro de 2019.

5.2.1 Cálculo ACL

Utilizando o mesmo método do cálculo do ACR para o ACL, adotaremos o mês de janeiro de 2017 do medidor do Campus 2 como referência para os cálculos e posteriormente expandiremos para o todo período de análise. Como dito anteriormente, consideraremos os anos de 2019, 2020 e 2021 como tendo o mesmo perfil de consumo do ano de 2017. Assim temos:

Quadro 10 - Janeiro de 2017, Medidor Campus 2.

Campus 2					
Mês	Consumo Ponta (KWh)	Consumo Fora Ponta (KWh)	Consumo Total (KWh)	Demanda Fora Ponta Reg. (KW)	Demanda Fora Ponta Contratada (KW)
Jan	17298	169942	187240	590.0	240

Fonte: Autor.

Para os cálculos no mercado livre de energia adiciona-se a energia total consumida um percentual de perdas de 2,5%. Desta forma:

$$\text{Adicional de Perdas} = 187240 * 0,025 \quad (21)$$

$$\text{Adicional de Perdas} = 4681,00 \text{ (KWh)} \quad (22)$$

$$\text{Consumo total} + \text{Adicional de Perdas} = 4681 + 187240 = 191921 \text{ (KWh)} \quad (23)$$

Agora para encontrarmos o quanto de energia contrataremos para a universidade devemos achar quanto em MW médio (MWm) ela utiliza em média no ano. Para achar tal valor basta dividir a energia total consumida pela quantidade de horas que o mês vigente possui, por exemplo:

Janeiro possui 31 dias e cada dia possui 24 horas, portanto temos que dividir o consumo total por $31 * 24 = 744$. Assim:

$$\text{Cálculo MWm} = \frac{187240 \text{ (KWh)}}{744 * 1000} = 0.252 \text{ (MWm)} \quad (24)$$

Expandindo e calculando uma média para o ano encontraremos um valor de 0,297 MWm mas ajustaremos este valor para 0,303 MWm e adotando uma flexibilidade de +/- 15% sobre o centro de contrato (0,303 MWm) deixaremos coberto o mês com maior consumo em MWm, o mês de abril onde são necessários 0,339 MWm ($0,303 * 1.15 = 0.34845$ MWm). Após determinar a quantidade de energia a ser contratada em MWm, verificaremos primeiramente quanto em MWh o contrato cobre.

$$0.303 * 744 = 225432 \text{ (KWh)} \quad (25)$$

O Consumo total para janeiro com o adicional de perdas foi de 191921 KWh, o que implica em uma sobra de energia, porém como adotamos uma flexibilidade de +/- 15%, verificaremos o limite inferior:

$$225432 * 0.85 = 191617,2 \text{ (KWh)} \quad (26)$$

Nota-se que a energia a ser fatura esta dentro da flexibilidade contratual, portanto será faturada a energia consumida com o adicional de perdas.

$$266,88 \left(\frac{R\$}{MWh} \right) * \frac{191921 (KWh)}{1000} = R\$51.219,16 \quad (27)$$

O valor 266,88 (R\$/MWh) corresponde ao preço da energia contratada para 2019 (260,00 R\$/MWh) ajustado pela inflação proporcional referente a quantidade de meses até janeiro de 2019.

Caso a energia consumida adicionada do percentual de perdas seja inferior ao limite inferior do contrato o Agente pode optar por revender este excedente para outro Agente (ou até mesmo a comercializado), o que é a chamada liquidação de curto prazo, onde a energia é comercializada a preço de PLD mais ou menos um *spread*, dependendo da oferta e demanda do mercado. Ou ele pode optar por ficar com a energia e deixá-la como crédito na CCEE. Esse crédito de energia na CCEE é valorado a preço de PLD e mantido como crédito em dinheiro para o Agente e será devolvido ao mesmo posteriormente. Caso o Agente no próximo mês venha a ficar descoberto, ou seja, consumiu mais energia do que contratou, caso possua um crédito na CCEE, este pode ser usado para liquidar a posição em descoberto do Agente.

Outro fator importante a ser considerado é a média móvel, que consiste na soma dos recursos (energia consumida) subtraído da soma dos requisitos (energia comprada) ao longo dos últimos doze meses, caso este valor seja negativo o Agente pagará uma multa.

Ao valor encontrado na equação 27 adicionamos o valor do ICMS e encontraremos o valor total a ser pago pelo contrato de energia, assim:

Adotando uma alíquota de 18% para o ICMS.

$$51.219,16 + 0,18 * \frac{51.219,16}{(1 - 0,18)} = R\$ 62.462,39 \quad (28)$$

Agora trataremos dos encargos que o Agente concorda em pagar ao aderir ao ACL. Os gastos com encargos, contribuição associativa e energia de reserva podem ser aproximadamente calculados com uma regra de 7 R\$/MWh consumido (Essa premissa foi retirada de uma consulta a uma comercializadora, que utilizou dados históricos para chegar a tal valor) somado a um valor de aproximadamente R\$200,00 de contribuição Associativa (lembrando que a parcela de contribuição associativa que o agente paga é proporcional ao seu uso do sistema/consumo). Evidenciado pelo calculo abaixo:

$$Encargos = 7 * \frac{187240}{1000} + 200 = 1510,68 \quad (29)$$

Quanto a fatura do fio, ou seja, a fatura que o cliente paga por utilizar a conexão e o fio da distribuidora ou transmissora de energia, calcularemos a mesma aplicando o desconto de 50% de desconto na TUSD consumo ponta e TUSD demanda. Dessa maneira teremos:

$$TUSD \text{ Ponta} \left(\frac{R\$}{MWh} \right) = (TUSD \text{ Ponta} - TUSD \text{ Fora Ponta}) \times (1 - \text{desconto}) + TUSD \text{ Fora Ponta} \quad (30)$$

$$TUSD \text{ Ponta}(R\$/MWh) = (643,3 - 57,77) \times (1 - 0,5) + 57,77 = 350,54 (R\$/MWh) \quad (31)$$

Em sequência aplicaremos as equações 5, 6 e 8 apresentadas no item 3.1.2.2, assim teremos:

$$P_{consumo} = \left((350,54) \times \frac{17298}{1000} \right) + \left((57,77) \times \frac{169942}{1000} \right) \quad (32)$$

$$P_{consumo} = 15.881,10 \quad (33)$$

$$P_{demanda} = 9,79 \times 590 - (9,79 \times 590 \times 0,5) \quad (34)$$

$$P_{demanda} = 2888,05 \quad (35)$$

Cálculo para ICMS:

$$Valor \text{ ICMS} = (15.881,10 + 2888,05) * \left(\frac{1}{1 - (0,18)} \right) * ,1881,10 + 2888 \quad (36)$$

Cálculo para PIS/COFINS:

$$Valor \left(\frac{PIS}{CONFINS} \right) = (15.881,10 + 2888,05) * \left(\frac{1}{1 - (0,05)} \right) * ,0581,10 + 28 \quad (37)$$

Valor final:

$$VF = 15.881,10 + 2.888,05 + 4.120,06 + 987,85 = 23.877,06 \quad (38)$$

Somando-se o contrato de energia, os encargos e a fatura do fio teremos uma despesa no mês de janeiro de aproximadamente R\$87.850,13. Aplicando o mesmo raciocínio e expandindo para todo o período de três anos, teremos os resultados apresentados no Quadro 11 abaixo.

Quadro 11 - Projeção de Gastos no ACL (Melhor Demanda).

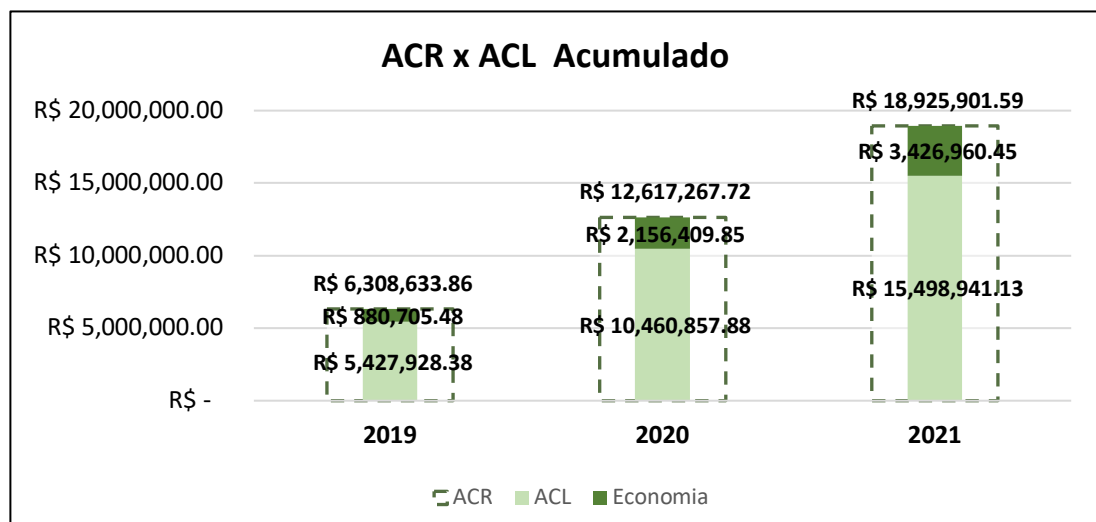
	2019	2020	2021	Total
Campus 1 - Norte	R\$ 1.787.985,48	R\$ 1.668.674,54	R\$ 1.670.387,36	R\$ 5.127.047,39
Campus 1 – Sul	R\$ 2.392.097,84	R\$ 2.232.995,60	R\$ 2.235.279,66	R\$ 6.860.373,10
Campus 2	R\$ 1.211.845,06	R\$ 1.131.259,35	R\$ 1.132.416,23	R\$ 3.475.520,65
Total	R\$ 5.427.928,38	R\$ 5.032.929,49	R\$ 5.038.083,26	R\$ 15.498.941,13

Fonte: Autor.

5.3 Resultado Viabilidade

Com os dados do Quadro 11 referentes ao ACL e comparando com as já obtidas para o ACR no Quadro 8, poderemos analisar a viabilidade de conversão do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre de energia elétrica. A Figura 22 mostra a comparação de gasto nos dois modos, salientando a economia/prejuízo obtido caso a universidade saia do ACR e vá para o ACL. Para os valores do ACL estão incluídos os custos de energia, encargos, tarifa de transporte e custos para adequação dos medidores.

Figura 22 - Comparação de Custo ACR x ACL Acumulado.



Fonte: Autor.

Como podemos observar no gráfico ilustrado na Figura 22, no primeiro ano já temos uma economia de R\$880.705,43, essa economia evolui para R\$2.156.409,85 no segundo ano e no terceiro ano ela atinge R\$3.426.960,45. Em todo o período temos uma economia de 18,11%, o que evidencia a viabilidade do projeto. Números expressivos como estes revelam a necessidade de realizar estudos de eficiência energética para as universidades brasileiras de grande porte. A economia atingida neste projeto pode ser alcançada similarmente e proporcionalmente por outras universidades brasileiras e assim destinar o dinheiro economizado para melhora das mesmas.

6 Conclusão

Nesta dissertação foram descritas toda a estrutura do setor elétrico, sua história e sua formação até chegar ao modelo atual. Onde a implementação do projeto RE-SEB no período de 1996 a 1998 promoveu a desverticalização das empresas do setor elétrico brasileiro, separando assim o sistema em empresas distribuidoras, transmissoras e geradoras. Este projeto trouxe competição ao setor de geração e comercialização de energia elétrica e manteve as transmissoras e distribuidoras sob regulação do Estado.

Em 2004 foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), e instaurou-se o modelo de mercado de comercialização de energia atualmente vigente. A criação de um segundo ambiente de contratação de energia, o ambiente de contratação livre, representou um avanço na gestão dos recursos energéticos, uma vez que este processo permitiu a livre concorrência, estimulando o mercado a baixar os preços e buscar maior eficiência.

O estudo de caso proposto para esta dissertação obteve resultados expressivos. Podemos observar que em uma projeção de três anos (2019, 2020 e 2021) mantendo-se o perfil de consumo do ano de 2017 como base para os cálculos, a universidade gastará no ACR aproximadamente R\$ 19.107.778,17 com a demanda atualmente contratada. Se otimizarmos a demanda para seu ponto ótimo teremos um gasto de R\$18.925.901,59 que representa uma economia de R\$ 181.876,59 para o período. E para o mesmo intervalo de tempo caso a universidade faça a sua adesão ao ACL tem a previsão de gastar R\$15.498.941,13, acumulando uma economia de R\$3.426.960,45 em relação ao ACR. O que mostra um ganho muito grande em eficiência orçamentaria para a universidade.

Ao final deste trabalho obtivemos resultados conclusivos e satisfatórios a respeito da viabilidade de conversão do ACR para o ACL para a Universidade de São Paulo Campus de São Carlos. Olhando para os resultados obtidos neste trabalho notamos que a liberalização do mercado de energia mostra-se promissora. O ganho em economia de dinheiro gasto com energia elétrica pode servir para impulsionar o desenvolvimento do país. As indústrias diminuiriam os custos de produção e se tornariam mais competitivas, os agentes públicos poderiam destinar o dinheiro economizado para melhorias nos serviços prestados a população e impulsionaria uma maior racionalidade do consumo de energia elétrica no país.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Cartilha mercado livre de energia elétrica**: um guia básico para consumidores potencialmente livres e especiais. Brasília: ABRACEEL. Disponível em:<http://www.abraceel.com.br/archives/files/Abraceel_Cartilha_MercadoLivre_V9.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifas de energia**. Brasília: ABRADÉE. Disponível em:<<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 17 abr. 2017a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão geral do setor**. Brasília: ABRADÉE. Disponível em:<<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 5 set. 2017b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Copel distribuição**. 2004. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2004/047/contribuicao/copel-contribuicao.pdf>>. Acesso em: 5 set. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica no Brasil**. 3.ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876463/atlas3ed_2008.pdf/268ddfdb-e65e-4956-ba1f-99de67b85dab>. Acesso em: 4 abr. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de comercialização** – contratos. Brasília: ANEEL, 2010a. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2010/029/documento/contratos_ap.pdf>. Acesso em: 12 out. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Resolução normativa REN 414 de 2010**. Brasília: ANEEL, 2010b. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 28 set. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Resolução normativa Nº 633 de 2014**. Brasília: ANEEL, 2014. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2014633.pdf>>. Acesso em: 5 out. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENGENHARIA ELÉTRICA. **Resolução normativa Nº 745 de 2016**. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016745.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Bandeiras tarifárias**. Brasília: ANEEL, 2017a. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 19 out. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de energia**. Brasília: ANEEL. Disponível em:<<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=801&idPerfil=4>>. Acesso em: 14 abr. 2017b.

BALCÃO BRASILEIRO DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Disponível em:<<http://www.bbce.com.br>>. Acesso em: 10 abr. 2018.

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. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 10 abr. 2017.

BRASIL. Governo do Brasil. **Setor elétrico brasileiro busca garantir suprimento e reduzir tarifas**: bases do novo modelo promove a inserção social pelos programas de universalização de atendimento. 2011a. Disponível em:<<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/setor-eletrico-brasileiro-busca-garantir-suprimento-e-reduzir-tarifas>>. Acesso em: 24 set. 2017.

BRASIL. **Lei nº 9.427 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. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm>. Acesso em: 15 abr. 2018.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. **Manual de tarifação da energia elétrica**. 2011b. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20EI%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 5 abr. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Comercialização**. São Paulo: CCEE, 2017a. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao?_afLoop=535338282994575#!%40%40%3F_afLoop%3D535338282994575%26_adf.ctrl-state%3D13pgu09fn1_17>. Acesso em: 15 abr. 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Entenda o modelo Brasileiro**. São Paulo: CCEE, 2017b. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_afLoop=530367174122904#!%40%40%3F_afLoop%3D530367174122904%26_adf.ctrl-state%3D126lvs8a98_4>. Acesso em: 24 set. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **História**. São Paulo: CCEE, 2017c. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quemsomos/historia?_afLoop=59390570250642#!%40%40%3F_afLoop%3D59390570250642%26_adf.ctrl-state%3D2gsozah9v_73>. Acesso em: 24 set. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Info PLD**. São Paulo: CCEE, 2017d. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio?_afLoop=7879734858162#%40%3F_afLoop%3D7879734858162%26_adf.ctrl-state%3Dd20e41vdz_49>. Acesso em: 15 abr. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Metodologia de preços**. São Paulo: CCEE, 2017e. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/metodologia_de_precos?_afLoop=461798878610464#%40%3F_afLoop%3D461798878610464>. Acesso em: 15 abr. 2017.

40%3F_afrLoop%3D461798878610464%26_adf.ctrl-state%3Dxb7eo4655_4>. Acesso em: 15 abr. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Primeiros passos para o consumidor livre e especial.** São Paulo: CCEE, 2017f. Disponível em:<www.CCEE.com.br>. Acesso em: 15 abr. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Quais os tipos de comunhão e quando devo fazer.** São Paulo: CCEE, 2017g. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/faq/faq_detalhe?contentId=CCEE_386128&_afrLoop=208353901592670#!%40%40%3F_afrLoop%3D208353901592670%26contentId%3DCCEE_386128%26_adf.ctrl-state%3D8scwxze5z_198>. Acesso em: 7 out. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Relatório de administração CCEE referente ao ano de 2016.** São Paulo: CCEE, 2017h. Disponível em:<<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/relatorio-anual-administracao-ccee-2016.pdf>>. Acesso em: 7 out. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Treinamento NEWAVE – DECOMP.** São Paulo: CCEE, 2017i. Disponível em:<http://apps05.ons.org.br/download/agentes/pmo/treinamentoPMO/01-Apostila_Treinamento_modelos_NEWAVE-DECOMP_2016.pdf>. Acesso em: 7 out. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Fluxo do processo de adesão.** São Paulo: CCEE, 2018a. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/faq/faq_detalhe?contentId=CCEE_386124&_afrLoop=8951036247453&_adf.ctrl-state=3n92yvwhn_92#!%40%40%3F_afrLoop%3D8951036247453%26contentId%3DCCEE_386124%26_adf.ctrl-state%3D3n92yvwhn_96>. Acesso em: 15 abr. 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Notícias.** São Paulo: CCEE, 2018b. Disponível em:<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticialeitura?contentId=CCEE_640173&_afrLoop=325614232219450&_adf.ctrl-state=kc0qbyfo_110#!%40%40%3FcontentId%3DCCEE_640173%26_afrLoop%3D325614232219450%26_adf.ctrl-state%3Dkc0qbyfo_114>. Acesso em: 15 abr. 2018.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **As Tarifas de energia elétrica no Brasil e em outros países: o porque das diferenças.** São Paulo: CPFL, 2015. Disponível em:<<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/livro.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2017.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **Características dos sistemas elétricos e do setor elétrico de países e / ou estados selecionados.** São Paulo: CPFL, 2017. Disponível em:<<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/caracteristicas-de-sistemas-eletricos-de-paises-selecionados.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **Tarifas.** São Paulo: CPFL, 2018. Disponível em:<<https://www.cpfempresas.com.br/institucional/tarifas.aspx?emp=CPFL>>. Acesso em: 25 abr. 2018.

EFICENS. **Comercialização de eletricidade no Brasil**. Disponível em: <<http://eficens.com.br/mercado-livre/>>. Acesso em: 17 abr. 2017.

GERAÇÃO distribuída ultrapassa 5 mil conexões no Brasil. 2016. Disponível em: <<http://www.fiepr.org.br/observatorios/energia/FreeComponent21893content327338.shtml>>. Acesso em: 17 abr. 2017.

GRUPO DE ESTUDO DO SETOR ELÉTRICO. **A Formação do preço da energia elétrica: experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf>. Acesso em: 5 abr. 2017.

GRUPO DE ESTUDO DO SETOR ELÉTRICO. **Tendência para a comercialização de energia elétrica, 2014**. Rio de Janeiro: GESEL. Relatório técnico. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_reltec7.pdf. Acesso em: abr.2017.

LEME, H. et al. Curva forward no mercado de energia elétrica brasileiro: construção, modelagem, previsão e estimação da volatilidade. Hydro & Hydro: PCH notícias e SHP News, v.56, n.1, p.10-14, jan./mar. 2013. Disponível em: <<https://cerpch.unifei.edu.br/wp-content/uploads/revistas/revista-56.pdf#page=10>>. Acesso em: 15 out. 2017.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Histórico da operação**. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: 05 abr. 2018.

PATAMAR de carga de energia. Rio de Janeiro: PUC-Rio. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/13211/13211_3.PDF>. Acesso em: 10 abr. 2017.