

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CESAR EDUARDO BUTZGE

**ESTUDO SOBRE O MODELO DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO E O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Porto Alegre

2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

ESCOLA DE ENGENHARIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CESAR EDUARDO BUTZGE

**ESTUDO SOBRE O MODELO DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO E O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre

2016

CESAR EDUARDO BUTZGE

ESTUDO SOBRE O MODELO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E O AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi analisado e julgado adequado para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora designada pelo Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Orientador: Prof. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Coordenador: Prof. Dr. Ály Flores Ferreira Filho

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Prof. Tiarajú dos Reis Loureiro – UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin – UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil

Eng. Sílvio Pedro Assmann Junior, Ludfor Energia

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, Pedro Gilberto Butzge e Maria Bernadete Butzge, pela luta por minha formação e pelo apoio incondicional nos momentos mais difíceis que enfrentei.

Ao meu irmão e maior amigo, Samuel Augusto Butzge, pela parceria na vida e pelos momentos de orientação e descontração.

Ao meu orientador, Prof. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, pelo suporte mesmo no pouco tempo que lhe foi concedido.

E à todos que diretamente ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado.

RESUMO

A partir da introdução do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a comercialização de energia no Setor Elétrico Brasileiro tornou-se mais dinâmica, em consequência disto diversas medidas de regulamentação foram tomadas, tanto pelo governo quanto pelos órgãos reguladores. No início do ACL, justamente a falta de uma regulamentação coerente com a realidade impossibilitou o sucesso do mercado livre de energia. Porém, a partir de 2004 foram realizadas diversas alterações através de leis e decretos tornando mais concreta a possibilidade do enquadramento de empresas neste novo ramo de comércio de energia. Devido a esta nova ordem de comercialização de energia vigente no país, este trabalho propôs uma ferramenta de análise de custos entre o mercado cativo e livre para um potencial cliente do ACL. Os resultados obtidos demonstram que nos últimos anos a escolha pelo mercado livre foi mais econômica, com reduções próximas dos 30% no ano de 2016.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Comercialização de Energia, Consumidor Livre, Consumidor Cativo, Setor Elétrico.

ABSTRACT

Since the introduction of the Free Contracting Environment (ACL), the marketing of energy in the Brazilian power sector has become more dynamic, as a result of this, several new regulatory action has been taken by the government and by regulatory agencies. At the beginning of ACL, the lack of consistent regulation prevented the success of the free energy market. However, in 2004 several changes through laws and decrees made more solid the possibility of incorporating companies in this new energy trading business. Because of this new current energy trading order in the country, this paper proposed a cost analysis between the captive and free market for an ACL potential customer. The results show that in recent years the choice by the free market has been more economical, with close to 30% reductions in energy costs in 2016.

Keywords: Free Contracting Environment, Free Consumer, Captivity Consumer, Energy Trading, Power Sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Gráfico do Custo Futuro versus Custo Imediato.....	23
Figura 2 – Detalhamento do consumo de um agente livre	25
Figura 3 - Exemplo de rateio entre consumidor e gerador livre.....	26
Figura 4 – Exemplo de consumo e cobertura de energia por um agente hipotético.....	28
Figura 5 – Número de participantes da CCEE definido por classe	30
Figura 6 – Valor histórico do PLD	32
Figura 7 – Projeção do PIB brasileiro	35
Figura 8 – Encargos TUSD	41
Figura 9 – Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2014.....	52
Figura 10 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2014.....	53
Figura 11 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2014.....	54
Figura 12 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I1 2014.....	55
Figura 13 – ACL x ACR 2014	56
Figura 14 - Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2015	57
Figura 15 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2015.....	58
Figura 16 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2015.....	59
Figura 17 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I1 2015.....	60
Figura 18 – ACL x ACR 2015	61
Figura 19 - Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2016	62
Figura 20 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2016.....	63
Figura 21 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2016.....	64
Figura 22 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I1 2016.....	65
Figura 23 – ACR x ACL 2016	66

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Histórico do consumo anual brasileiro	33
Quadro 2 – Grupo A e B de tensão.....	36
Quadro 3 - Quadro de Consumo.....	43
Quadro 4 – Consumo e Demanda Anual de Energia.....	51

ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASMAE	Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAA	Custo anual dos ativos
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
DECOMP	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo
ESS	Encargo do Serviço do Sistema
FCF	Função Custo Futuro
FCI	Função de Custo Imediato
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits
MME	Ministério de Minas e Energia
NEWAVE	Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas

PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB	Reestruturação Setor Elétrico Brasileiro
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
THS	Tarifa Horo-Sazonal
UTE	Usina Termelétrica de Energia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	13
1.2	OBJETIVO	13
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2	HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO	15
2.1	HISTÓRICO	15
2.2	HISTÓRICO DO CONSUMIDOR LIVRE E ESPECIAL	17
3	CCEE	21
3.1	HISTÓRICO DA CCEE	21
3.2	ATUAÇÃO DA CCEE	22
3.2.1	<i>Preço de Liquidação de diferenças</i>	23
3.2.2	<i>Contratos de Comercialização Livre</i>	24
3.2.2.1	Medição	25
3.2.2.2	Liquidação Financeira	26
3.2.2.3	Penalidades de Energia	27
4	ATUAÇÃO DO AGENTE LIVRE E ESPECIAL NO MERCADO.....	30
4.1	PROINFA	31
4.2	CRISE ENERGÉTICA	31
4.3	CONSULTA PÚBLICA Nº 009/2014	33
4.4	CRISE ECONÔMICA E FUTURO DO MERCADO	34
5	ESTRUTURA TARIFÁRIA	36
5.1	ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL	37
5.2	ESTRUTURA HORO-SAZONAL	37
5.3	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	38
5.4	TARIFAS APLICADAS AO MERCADO	39
5.4.1	<i>Fatura do Fornecedor</i>	39
5.4.2	<i>Tarifa TUSD</i>	39
5.4.3	<i>Encargos setoriais</i>	41
5.4.4	<i>Contribuição Associativa CCEE</i>	41
6	SIMULAÇÃO DE COMPRA NO MERCADO LIVRE	43
6.1	METODOLOGIA DE CÁLCULO	43
6.2	MERCADO CATIVO	44
6.2.1	<i>Mercado Cativo THS Verde</i>	44
6.2.2	<i>Mercado Cativo THS Azul</i>	45
6.3	MERCADO LIVRE E ESPECIAL	46
6.3.1	<i>Contratos de Energia</i>	48
6.3.2	<i>Encargo TUSD Livre e Especial</i>	48

6.4	ESTUDO DE CASO	50
6.4.1	SIMULAÇÃO 2014	51
6.4.2	SIMULAÇÃO 2015	56
6.4.3	SIMULAÇÃO 2016	61
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	67
7.1	CONCLUSÃO	67
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	67
	REFERÊNCIAS	68
	ANEXOS	70

1 INTRODUÇÃO

1.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Entre 2003 e 2004 o governo federal lançou as bases de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O modelo criou uma entidade responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); uma instituição com a função de avaliar a segurança energética do país, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); e uma instituição responsável pela comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) contratam energia compulsoriamente da distribuidora, porém, os clientes enquadrados no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem flexibilidade nos contratos de energia (valores e tempo de contrato), neste meio é praticado contratos bilaterais entre geradores e consumidores, onde os agentes livres apenas saldam com as distribuidoras os valores referentes ao serviço de distribuição e transmissão.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma ferramenta de apoio para potenciais clientes do ACL na tomada de decisão de uma possível migração, analisando vantagens, desvantagens e riscos associados ao ACL.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por 7 capítulos, incluindo este introdutório. O capítulo 2 aborda de maneira resumida a evolução do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), onde visa demonstrar principalmente o desenvolvimento regulatório até a criação dos consumidores livres.

O capítulo 3 tem como objetivo explicar as principais funções e obrigações relacionadas a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), após sua criação a partir do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, e conseqüentemente sua grande importância no mercado do consumidor livre.

O capítulo 4 demonstra a atuação dos agentes do Ambiente de Contratação Livre dentro do setor elétrico brasileiro e seus conseqüentes reflexos no mercado de energia.

O capítulo 5 tem como objetivo explicar a estrutura tarifária dentro do mercado cativo e livre de energia, demonstrando os diferentes tipos de tarifas possíveis para cada cliente.

O capítulo 6 apresenta uma simulação de custo, comparando os valores entre o ambiente regulado e o ambiente livre para um determinado cliente, verificando as vantagens e desvantagens em cada tipo de mercado no últimos três anos.

Finalizando, o capítulo 7 apresenta as conclusões do estudo realizado ao longo deste trabalho e sugestões de melhorias para futuros trabalhos.

2 HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO

Este capítulo apresenta de maneira resumida a evolução do sistema elétrico brasileiro, enfatizando principalmente o desenvolvimento regulatório dos consumidores livres e especiais. Deste modo será possível o entendimento das constantes mudanças associadas ao ambiente de contratação livre que rege estes tipos de clientes.

2.1 HISTÓRICO

A ideia de regulamentação do sistema elétrico do Brasil tem origem no final do século XIX, neste momento iniciou a geração de energia elétrica no país, as empresas geradoras pertenciam ao setor privado nacional e a algumas cidades que se destacavam no país. A partir do século XX, houve o ingresso de capital estrangeiro no setor elétrico, empresas como a Light and Power Co. Ltd e a Brazilian Traction entraram no mercado nacional proporcionando um aumento de produção energética que possibilitou o consumo urbano e industrial no país. Pela grande necessidade de viabilizar o setor elétrico, a regulação da época veio ao encontro dos interesses privados e estrangeiros [1].

Devido ao amplo poder dentro do setor elétrico em posse de empresas estrangeiras, em 1934 ocorreu a publicação do Código das águas, nesta lei todo o potencial elétrico gerado principalmente pelas quedas d'água foram retirados do poder privado. O estado passou a deter competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica. Assim o serviço público passou a fazer concessões de exploração de energia elétrica. Todos os serviços de geração, transmissão e distribuição a partir deste momento estavam sobre supervisão no governo [2]

Com as empresas estando sobre os efeitos regulatórios e de concessões, estabeleceu-se um desânimo por parte das empresas estrangeiras. Como forma de continuar suprindo o mercado brasileiro houve um maior investimento de capital estatal no setor de energia. Em 1945 foi criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) para atender a região Nordeste e em 1957 foi criada a empresa federal Central Elétrica de Furnas para suprir a demanda da Região Sudeste, principalmente o estado de São Paulo [2].

Com um crescimento econômico extremamente elevado nas décadas de 60 e 70, para os padrões nacionais, foi concebido pelo II Plano Nacional de Desenvolvimento o projeto de Itaipu. Deste modo foi possível realizar o tratado Binacional entre Brasil e Paraguai em 1973

que permitiu a construção da usina de Itaipu com operações iniciadas em 1984, contribuindo fortemente para o suprimento da expansão da demanda brasileira.

No primeiro e segundo choque do petróleo em 1973 e 1979, respectivamente, e o aumento na taxa de juros a partir da década de 80, foi gerado uma grave crise na dívida brasileira, forçando a interrupção dos financiamentos governamentais e ocasionando uma recessão econômica. Em resposta a crise política e econômica estabelecida na década de 80 houve a criação da Constituição de 1988. Por meio da nova constituição brasileira foram propiciadas possíveis mudanças no sistema regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) [3].

Durante a década de 1990 houve um agravamento da crise no SEB devido ao esgotamento da capacidade de geração das usinas hidrelétricas e escassez dos recursos federais, por isso houve uma necessidade de atrair investimentos para o setor. Diante deste obstáculo, foram criadas as leis 8631/93 e 9074/95, dando fim a equalização tarifária vigente desde 1974 e criando a figura do consumidor livre [2].

Em 1996 foi implantado o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), extinguindo o monopólio natural de geração de energia no país. A ideia era desverticalizar o setor, separando a geração, transmissão e distribuição. Apenas continuaria como monopólio natural a transmissão e distribuição, mantendo assim estes serviços regulados. Assim, as empresas geradoras poderiam competir entre si, resultando em benefícios para os consumidores finais [2].

Para proporcionar as mudanças almejadas pelo governo brasileiro, a Secretaria de Nacional de Energia do Ministério de Minas e Energia criou os seguintes agentes:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – órgão regulador
- Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS) – operador para o Sistema Interligado Nacional (SIN)
- Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) – operadora das transações de compra e venda de energia

O projeto RE-SEB foi concluído em 1998, com a finalização do projeto as diretrizes do setor foram definidas.

Em 2001 uma grave crise de abastecimento energético atingiu o país resultando em um racionamento em certas regiões. Por este motivo, foi criado por parte do governo a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, esta câmara tinha como objetivo evitar o corte não controlável de energia no país através medidas emergenciais para conformizar o consumo e geração de energia. Em 2001 através da Resolução nº 18, de 22 de junho, foi criado o Comitê

de Revitalização do Modelo do setor elétrico coordenado pelo BNDES, o objetivo deste comitê era criar medidas para sanar os problemas energéticos enfrentados pela matriz brasileira [3].

Com a instalação do Comitê em 27 de junho, ficou decidido que o objetivo do comitê era resolver os problemas de suprimento de energia sem prejudicar o modelo do setor elétrico brasileiro que tinha como base a competição no setor de geração de energia e comercialização [3].

A partir da mudança de governo em 2003, novas medidas começaram a ser discutidas dentro do setor, com a intenção de promover a modicidade tarifária e a universalização da energia, foram criadas as leis 10.847 e 10848 que implicaram a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Este órgão é responsável pelo planejamento a longo prazo para o setor elétrico.

O ano de 2004 foi marcado por decretos que proporcionaram a criação dos seguintes instituições:

- CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) – Instituição responsável em avaliar e subsidiar o planejamento do setor elétrico.
- CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) – Instituição responsável pela comercialização de energia elétrica, substituindo o antigo MAE.

Com a criação da CCEE, foi elaborada bases para uma nova ideia de comercialização de energia. O mercado de energia poderia a partir deste momento assistir dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo representado pelo ACL os agentes de comercialização, geração e consumidores livres [3].

2.2 HISTÓRICO DO CONSUMIDOR LIVRE E ESPECIAL

Seguindo tendências internacionais que estimulavam a competição na comercialização de energia, o projeto RE-SEB teve como objetivo propiciar formas de pôr em prática condições no cenário energético para atrair estes tipos de interesses [3]. Assim em 07 de julho de 1995 foi publicada a lei nº 9.074, indicando a quebra de monopólio natural de geração de energia:

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de

energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Portanto, a partir da publicação da lei nº 9.074 foi criado a figura do consumidor livre, assim empresas não eram mais obrigadas a adquirir energia de um monopólio de geração, apenas continuaria como monopólio natural a transmissão e distribuição de eletricidade. Primeiramente apenas indústrias com capacidade superior a 10.000 kW e tensão igual ou superior a 69 kV poderiam participar deste mercado, mas após oito anos da publicação da lei conforme o Art 16, empresas de qualquer tensão e com capacidade acima de 3.000kW também poderiam participar.

Incluído no ambiente de contratação livre, foi criado o consumidor especial pelo artigo 4º da Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, modificando o artigo 26º da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Art. 26

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

§ 1º Para cada aproveitamento de que trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

§ 5º Os aproveitamentos referidos no inciso I poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995.

Neste contexto foi fornecido um benefício para aqueles que comprassem energia de empreendimentos referidos no inciso I. As tarifas atreladas a transmissão e distribuição sofreriam reduções de até 50%. O objetivo era incentivar a venda deste tipo de geração fornecendo subsídios em razão destas fontes serem mais onerosas para os geradores do que energias de fontes convencionais. Empresas consumidoras com potência maior que 500 kW e menor que 3000 kW só poderiam entrar no mercado livre de energia sendo consumidores especiais.

O Art 26 da Lei 9.427 recebeu diversas modificações por constantes leis criadas nas últimas décadas, por fim a última mudança foi dada pela Lei nº 13.097, de 2015.

Art 26 [...]

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica

VI - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e igual ou inferior a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts), destinado à produção independente ou autoprodução, independentemente de ter ou não característica de pequena central hidrelétrica.

§ 1º Para o aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo [...] e para aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW (trinta mil quilowatts), a Aneel estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento) a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada pelos aproveitamentos.

§ 5º O aproveitamento referido nos incisos I e VI do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 3.000 kW (três mil quilowatts) e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW (cinquenta mil quilowatts) poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts) [...]

Ao longo da evolução das leis que regiam o mercado de energia, várias mudanças foram efetuadas nas últimas décadas. Comparando a última atualização da Lei nº 13.097, de 2015 com a Lei Nº 9.648, de 27 de maio de 1988, que iniciou este mercado é perceptível várias modificações tanto para os consumidores livres quanto aos geradores incentivados.

Os geradores das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) que recebiam incentivos fiscais se possuísssem potência entre 1000 kW a 30000 kW passaram a precisar ter uma potência mínima de 3000 kW. Porém, o principal objetivo dos ajustes eram promover as fontes de energias alternativas, assim foi incorporado a redação final ao § 1º do art. 26, benefícios as fontes de energia solar, eólica, biomassa e outras cogerações qualificadas e regulamentadas pela ANEEL. Todos os fornecedores destas fontes com potência menor que 30000 kW poderiam ter reduções de até 50% nas taxas de distribuição e transmissão, lembrando que estas ainda pertencem a um monopólio natural.

Outro importante ajuste adotado na regulação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), foi a alteração na redação final do § 5º do art. 26, garantindo que se consumidores reunidos por comunhão de interesse e fato ou de direito que tenham uma carga maior de 500 kW, poderiam ingressar no ambiente de contratação livre. Deste modo, muitas empresas que não possuíam a carga mínima, agora podem ser atendidos neste meio.

O ramo da comercialização de energia elétrica no ambiente da contratação livre teve importantes alterações através do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004:

Art. 47. A contratação no ACL dar-se-á mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Art. 48. Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei nº9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL

Art. 50. Os consumidores livres e aqueles referidos no art. 48 deverão ser agentes da CCEE, podendo ser representados, para efeito de contabilização e liquidação, por outros agentes dessa Câmara.

Deste modo pelo Art 50, todos os consumidores livres e especiais passaram a ser agentes da CCEE, então criada pelo mesmo decreto. Mesmo que a contabilização e liquidação pudessem ser efetuadas por outros agentes da CCEE, a adesão dos consumidores livres se fazia necessária.

3 CCEE

Este capítulo tem como objetivo explicar as principais funções e obrigações relacionadas a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), após sua criação a partir do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, e conseqüentemente sua grande importância no mercado do consumidor livre.

3.1 HISTÓRICO DA CCEE

A primeira entidade que antecedeu a CCEE foi a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica(ASMAE), criada em 2000 com o objetivo de realizar a contabilização e liquidação das operações no mercado de curto prazo. Porém, por falta de regras claras sobre os procedimentos realizados e pelos seus resultados não serem satisfatório, em 2002 a ASMAE deu lugar ao Mercado Atacadista de Energia (MAE) que tinha as mesmas funções da ASMAE, mas estava sob regulação da ANEEL que acabou viabilizando os procedimentos [3].

Em 2004 seguindo o novo modelo elétrico o MAE, a partir de leis e decretos daquele ano, se transformou na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)[5].

Sequência cronológica de acontecimentos relevantes na CCEE[5]:

2004

- Foi criado pelo governo federal novas bases no modelo regulatório. O mercado de energia passa a ter o ambientes regulado e o ambientes livre.
- Pelo Decreto 5.177 foi estabelecido que os agentes da CCEE sejam agrupados nas seguintes categorias: geração, distribuição e comercialização.
- Em Junho foi feita a primeira adesão de um Consumidor livre à CCEE.

2005

- No segundo ano, a CCEE teve o seu número de consumidores livre multiplicado por 14
- Implantado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD).

2007

- A CCEE passou a ter a responsabilidade de apurar e liquidar mensalmente os termos de cessão decorrentes do MCSD.

2009

- Passam de 1000 o número de agentes associados à CCEE.
- Foi realizado o primeiro leilão exclusivamente dedicado a energia eólica, fato que incentivou o a evolução deste tipo de energia no setor elétrico.

2012

- CCEE ultrapassou marca de 2 mil agentes associados e contabiliza fluxo médio de 60 adesões ao mês entre abril e julho de 2012.
- Passou de 2 mil o número de agentes associados à CCEE, com uma média de 60 associações por mês.
- Devido ao grande crescimento de consumidores livres, foi publicado a Resolução Normativa nº 570, que criou o comercializador varejista. Assim, agentes menores podem ser totalmente representados por empresas varejistas na interação operacional com a CCEE.

3.2 ATUAÇÃO DA CCEE

A CCEE tem a responsabilidade de contabilização e a liquidação financeira no mercado de curto prazo, tendo a obrigação de divulgar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) semanalmente para cada submercado de energia. Entre as suas principais atribuições estão [6]:

- Estabelecer e divulgar os procedimentos de comercialização
- Armazenar registros da energia produzida e consumida no país
- Praticar leilões de compra e venda no Ambiente de Contratação Regulada
- Praticar leilões das reservas de energia efetuando a liquidação financeira dos contratos de leilão
- Fiscalizar e penalizar infrações de agentes do mercado

- Servir de fórum para o desenvolvimento de novas ideias e políticas para o desenvolvimento do mercado energético brasileiro

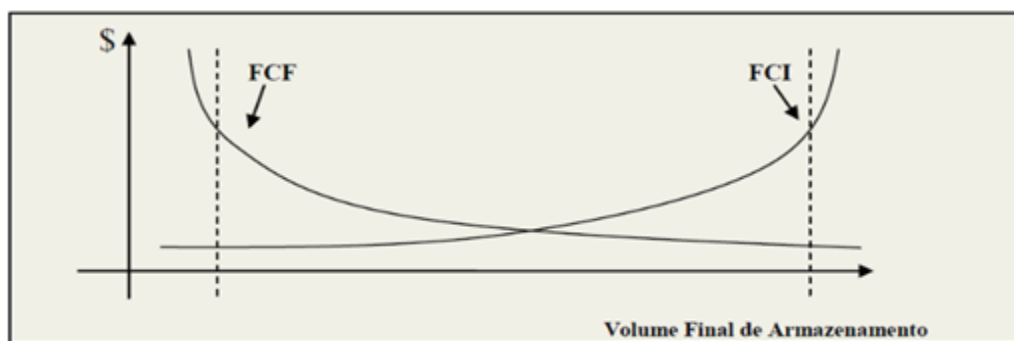
3.2.1 Preço de Liquidação de diferenças

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é determinado semanalmente com base de cálculo nos Custos Marginais de Operação (CMO), que representa o custo para produzir um MWh a mais no país, e tem seu preço limitado por um valor máximo e um valor mínimo para cada submercado brasileiro [7].

A maior parte da produção de energia tem origem nas centrais hidrelétricas, por isso o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) utiliza cálculos proporcionados pelo CMO no objetivo de obter o melhor custo benefício nas operações de despacho de usinas hidrelétricas e usinas térmicas. A máxima utilização de usinas hidrelétricas é a premissa de maior economia, pelo fato de não precisar utilizar combustíveis que encarecem a produção energia, porém isto pode criar no futuro um déficit energético. Por outro lado, para se obter a maior confiabilidade do sistema é necessário poupar os reservatórios nas barragens [4].

A figura 1 representa a Função de Custo Imediato (FCI) e a Função Custo Futuro (FCF), estas funções representam o custo do despacho de energia térmica pelo armazenamento de água nas barragens das hidrelétricas. Caso haja um aumento do FCI, significa que existe um aumento no despacho das térmicas e conseqüentemente um alívio no uso dos recursos hídricos, proporcionando um maior volume de armazenamento. Porém no caso do FCF, na medida que existe uma economia do uso de água o custo futuro do despacho das térmicas diminui.

Figura 1 – Gráfico do Custo Futuro versus Custo Imediato



Fonte: E.L.Silva[4]

Com o objetivo de obter a solução ótima na operação de despachos das hidrelétricas e termoeletricas, para realizar os cálculos dos CMO são utilizados os modelos computacionais proporcionados pelo NEWAVE e DECOMP. O NEWAVE é responsável pelo planejamento de operações a médio prazo (cinco anos), enquanto o DECOMP tem como o objetivo o planejamento a curto prazo (até 1 ano) [4].

Na realização dos cálculos do PLD, as restrições de transmissão interna de cada submercado não são consideradas, assim a disponibilidade da comercialização de energia é vista como igualmente em todos os pontos de consumo, de modo que exista somente um único preço na região. Apenas as restrições de transmissão entre submercado são submetidas ao PLD [7].

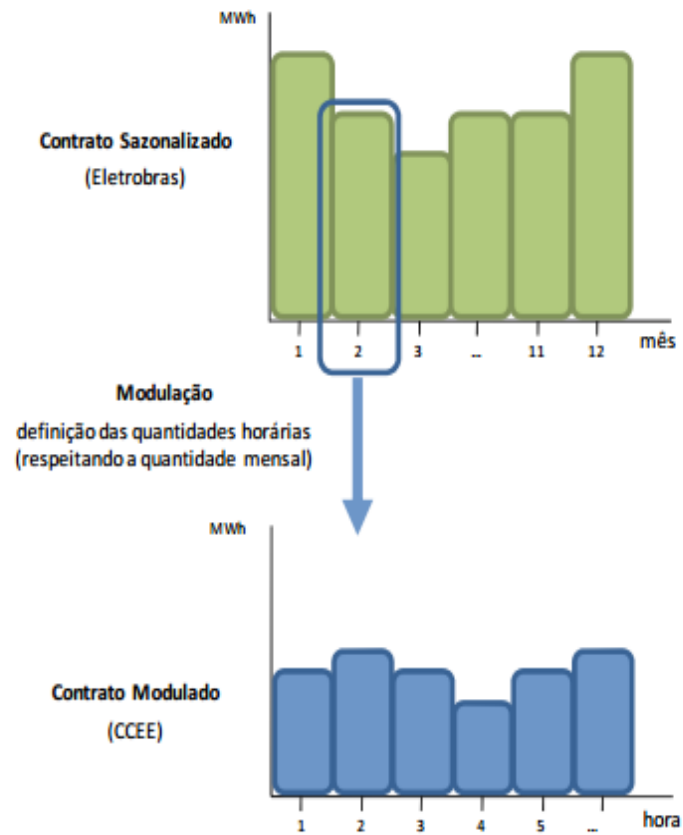
3.2.2 Contratos de Comercialização Livre

A comercialização de energia no Ambiente de Comercialização Livre (ACL) é realizada mediante operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes comercializadores, geradores e consumidores livres que aderiram a CCEE. Todos contratos negociados no ACL têm condições de serviços e preços livremente negociados entre as partes. Este contratos são chamados de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) [8].

Os CCEALs precisam ser registrado na CCEE pelo Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). Sendo que estes contratos precisam fornecer o lastro do agente comprador e os requisitos de lastro do agente fornecedor. Para isto, o volume de energia contratada precisa ser detalhada por período de comercialização, por meio de duas maneiras [8]:

- Sazonalidade – Distribuição do volume anual de energia entre os meses
- Modulação – Distribuição do volume mensal de energia por hora, ao longo do mês

Figura 2 – Detalhamento do consumo de um agente livre



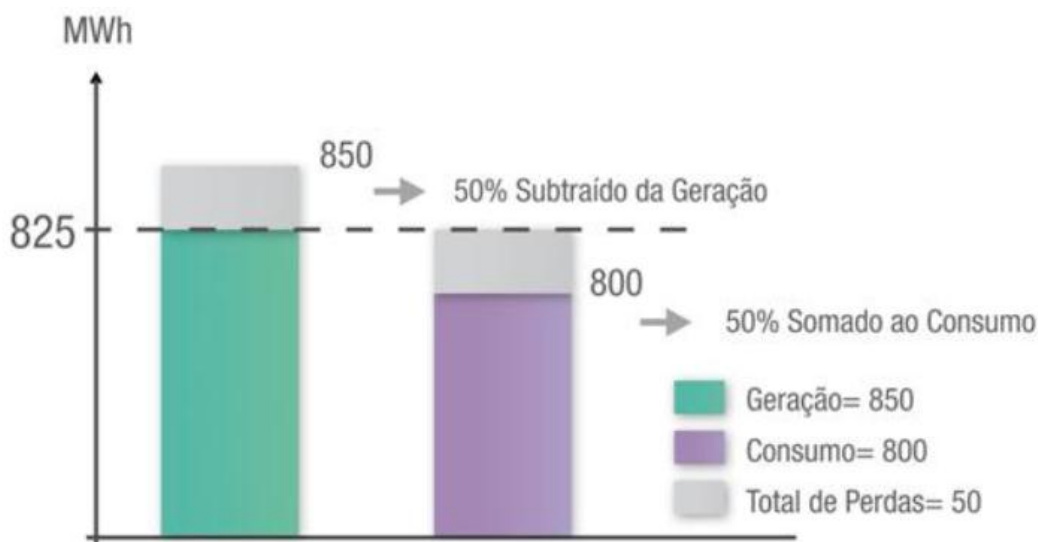
Fonte: CCEE, 2016 [8]

3.2.2.1 Medição

Para adquirir os dados de coleta de energia elétrica, é instalado em cada ponto de consumo e geração de energia o Sistema de Medição para Faturamento (SMF). Este sistema é formado a partir de equipamentos como medidores, transformadores e sistemas de comunicação. Todos os dados são registrados no Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) e utilizados pela CCEE para promover o processo de contabilização pelo ONS para a apuração de encargos no uso do sistema de transmissão [9].

No entanto, para a realização dos procedimentos de comercialização entre os agentes consumidores e geradores, é considerado a medição contábil [9]. Esta medição considera perdas nos sistemas de transmissão do SIN, este ajuste gera um rateio de perdas entre os consumidores e produtores de energia. Como forma de calcular esta perda, é considerado um Centro de Gravidade virtual onde a geração e o consumo sejam os mesmo como no caso representado figura 3. As perdas de energia pelo SIN giram em torno dos 3%.

Figura 3 - Exemplo de rateio entre consumidor e gerador livre



Fonte: CCEE – Visão Geral das Operações/2010

3.2.2.2 Liquidação Financeira

A liquidação financeira é feita pela CCEE de forma que o valor recebido pelos credores é igual ao valor pago pelos devedores. Porém, este processo de liquidação é feito de forma multilateral, os credores não recebem o valor de um agente devedor específico, e sim de todos. Assim, se algum devedor não executar o pagamento, todos os credores não receberam o valor integral pelos serviços.

A liquidação financeira é feita mensalmente pela CCEE e marca o momento de pagamento e recebimento dos agentes no processo de contabilização. A operação das compensações é realizada por uma instituição financeira autorizada pelo Banco Central, que recebe valores devidos num dia e credita os valores aos credores no outro dia [8].

Para garantir maior segurança no Mercado de Curto Prazo(MCP), devido a possíveis inadimplências, foram estabelecidas garantias financeiras através a Resolução Normativa nº 109/2004. Assim, a CCEE deveria informar aos agentes o valor das garantias financeiras necessárias. No caso de descumprimento, haveria ajustes nos montantes registrados na Câmara, além de uma multa de 2% [8].

Em 2014 a ANEEL implantou a resolução nº 622/2014, intensificando as exigências de garantias financeiras, impondo garantias financeiras por meio de contratação de operação de

crédito com até duas agências de créditos, além de garantias avulsas. Em 2015 no entanto, a exigência de operação de crédito foi suspensa até a nova deliberação da Agência.

3.2.2.3 Penalidades de Energia

Foram criadas penalidades técnicas com o objetivo de atender o cumprimento da legislação do setor elétrico, de modo creditando mais segurança nas operações de comercialização de energia. Assim, tanto os agentes de compra quanto os de venda de energia deverão ser lastreados com garantia física de geração própria ou de terceiros. O atual embasamento da apuração das penalidades está na base regulatória do Decreto nº 5.163/04, que exige que todos os agentes de CCEE apresentem cem por cento de suas operações [10].

Em caso de descumprimento das regras de comercialização de lastro, os agentes livres correm o risco de se expor a volatilidade do PLD com contratos convencionais, ou então ainda precisar se submeter a liquidação no mercado “spot”.

Vale ressaltar que no caso de insuficiência de lastro de energia, a apuração é segmentada por agentes especiais e não especiais, de modo que, déficits de energia especiais não podem ser liquidados com sobras de energia não especial, porém sobras de energia especiais podem liquidar déficits de energia não especial. No caso dos agentes possuírem mais que um perfil de agente na CCEE, a sobra de energia de um perfil pode atender o déficit de energia do outro, sempre respeitando os critérios de agente especial e não especial [10].

A partir de 2006, os agentes consumidores começaram a ser notificados mensalmente sobre as penalidades por falta de lastro, através do termo de notificação, a dívida deveria ser quitada ou ser requisitado uma possível contestação. As penalidades teriam como apuração a média de consumo dos últimos doze meses, assim os agentes teriam uma maior flexibilidade para cobrir possíveis desfalques energéticos [10].

Para os agentes, a penalidade por falta de lastro pode ser expressada conforme a expressão:

$$PILE_{\alpha,m} = \frac{ILE_{\alpha,m}}{12} * PREF_PNL_m \quad (1)$$

Onde:

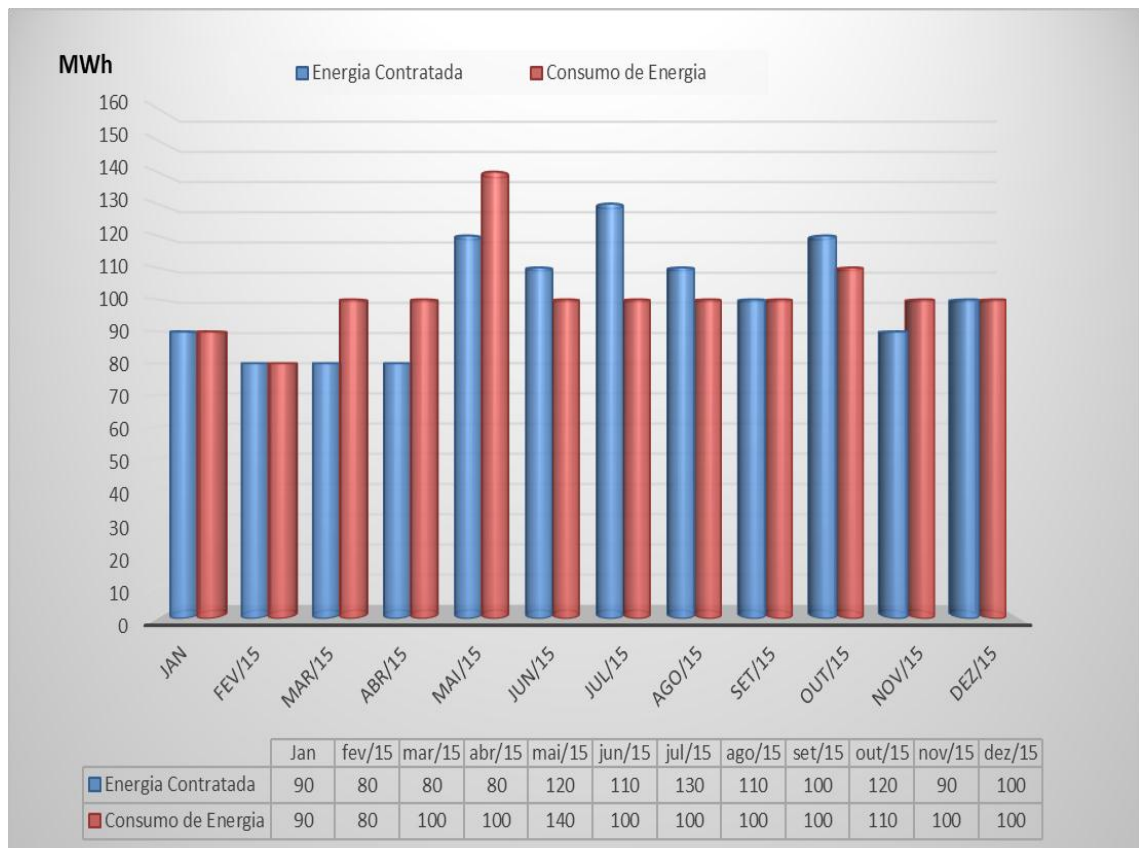
$PILE_{\alpha,m}$ é a penalidade Insuficiência de Lastro de Energia do agente “ α ”, no mês de apuração “m”

$ILE_{\alpha,m}$ é a Insuficiência de Lastro de Energia do agente “ α ”, no mês de apuração “ m ”

$PREF_PNL_m$ é o Preço de Referência para a Penalização no mês de apuração “ m ”

A figura 4 possibilita a análise de um consumidor que teve seus valores de medições registrados na CCEE. Este gráfico estabelece uma comparação entre os volumes de energia devidamente adquiridos no ACL em relação ao consumo que esta empresa teve nos últimos doze meses. Em alguns meses pode haver exposição negativa, onde o volume contratado é menor que o consumido e em outros pode existir exposição positiva, onde o volume contratado é maior que o consumido.

Figura 4 – Exemplo de consumo e cobertura de energia por um agente hipotético



No caso do consumidor da figura 4, caso fossem apuradas possíveis penalizações por falta de lastro no mês de Janeiro de 2016, seria necessário uma análise do somatório médio de energia consumida e contratada de cada mês de 2015. Portanto, a insuficiência de lastro (*ILE*) para este caso seria dado conforme a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 ILE &= \sum_{12 \text{ meses anteriores}} \text{Consumo Médio de Energia} & (2) \\
 &- \sum_{12 \text{ meses anteriores}} \text{Contrato de Cobertura de Energia} \\
 &= 1220 - 1210 = 10 \text{ MWh}
 \end{aligned}$$

Assim, neste exemplo existiria uma exposição negativa anualizada, de modo a existir uma Penalidade Insuficiência de Lastro de Energia ($PILE_{\alpha,m}$) constatada. Conforme a expressão 1, obtém-se:

$$PILE_{\alpha,m} = \frac{10}{12} * PREF_{PNL_m} = 0,833 \text{ MWh} * PREF_{PNL_m} \quad (3)$$

A empresa consumidora teria que pagar uma penalidade de 0,833 MWh com base no Preço de Referência para a Penalização no mês de apuração “*m*” ($PREF_{PNL_m}$). No caso do agente especial ainda podem haver penalidades incididas sobre os descontos proporcionados nas taxas de distribuição e transmissão.

Com este modo apuração, um agente consumidor poderia ter exposição positiva de energia para um mês e mesmo assim precisar arcar com penalidades, e também poderia ter exposição negativa e não sofrer nenhuma punição. No caso de ser um consumidor livre que recém aderiu ao novo sistema no ACL, apenas o mês anterior a apuração de penalidade seria levado em conta. Este método beneficia o início do novo consumidor, pelo fato do termo de divisão por doze ainda estar contido ao cálculo.

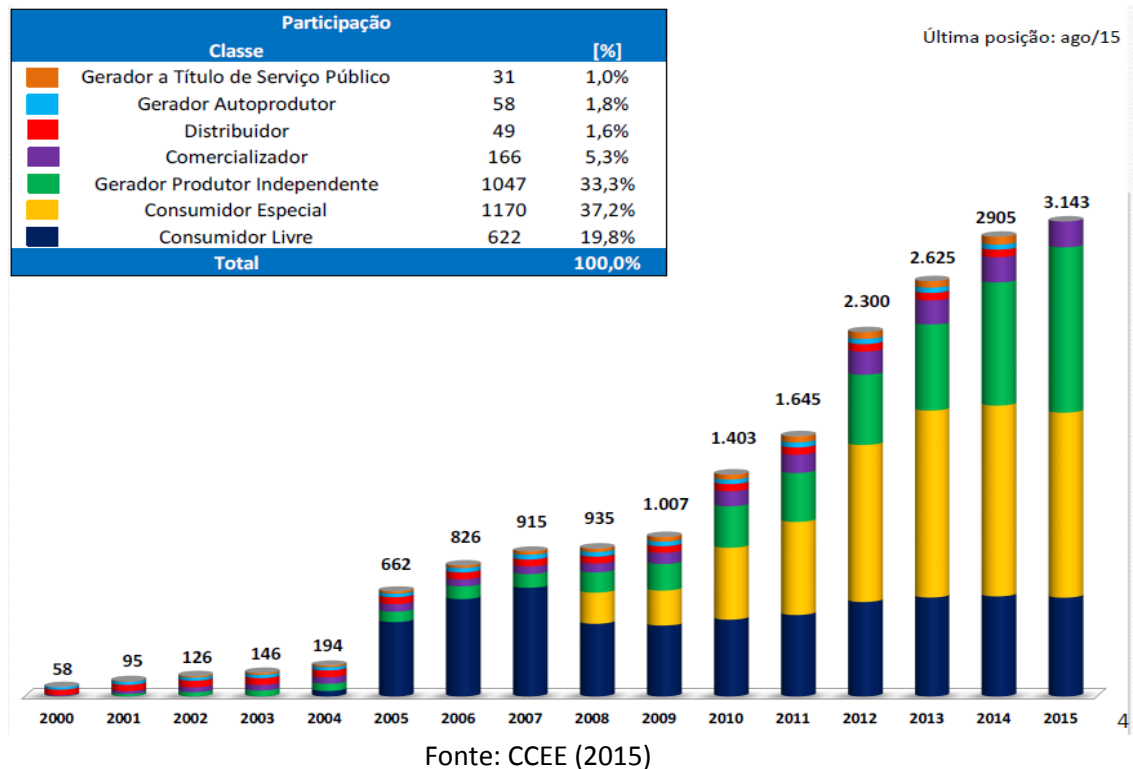
4 ATUAÇÃO DO AGENTE LIVRE E ESPECIAL NO MERCADO

Com a criação da figura do consumidor livre pela a lei nº 9.074, de 1995, empresas poderiam deixar o sistema de ambiente regulado de energia, mas devido à falta de regulamentação nos processos comerciais e incertezas quanto ao futuro deste novo mercado, o ambiente de contratação livre permaneceu estagnado até a criação da CCEE em 2004.

A partir da obrigatoriedade de adesão à CCEE por parte desta classe e da consolidação das regulamentações para os procedimentos comerciais, o número de consumidores livres começou a crescer. Porém a representação por parte dos consumidores especiais ainda continuava nula. Devido ao fato de não existir no mercado uma grande produção de energia incentivada, este fator de escassez de energia poderia expor o consumidor a flutuação do PLD.

Com o intuito diversificar a matriz energética do país, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. Através deste investimento por parte do governo, pela primeira vez foi possível tornar viável a ideia de consumidor livre especial no país. Na figura 5 é possível notar o crescimento dos agentes livres a partir de 2005 e dos agentes especiais em 2008 [11].

Figura 5 – Número de participantes da CCEE definido por classe



4.1 PROINFA

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), conforme descrito no Decreto nº 5.025, de 2004, teve como objetivo aumentar a participação do mercado de fontes de energia eólica, biomassa e pequenas centrais elétricas (PCH) no SIN. Com prazo de início de operação para 30 de dezembro de 2010. As diretrizes do programa foram regidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), enquanto a Eletrobrás ficou a cargo de executar os contratos de compra e venda de energia. (MME, 2016) [11].

Maior programa do mundo de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, o Proinfa (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), implantou até 31 de dezembro de 2011, um total de 119 empreendimentos, constituído por 41 eólicas, 59 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e 19 térmicas a biomassa. Além disso, estima-se que o programa possibilita a redução de emissões de gases de efeito estufa equivalentes a aproximadamente 2,5 milhões de toneladas de CO_2 /ano. (ELETROBRÁS, 2016) [11].

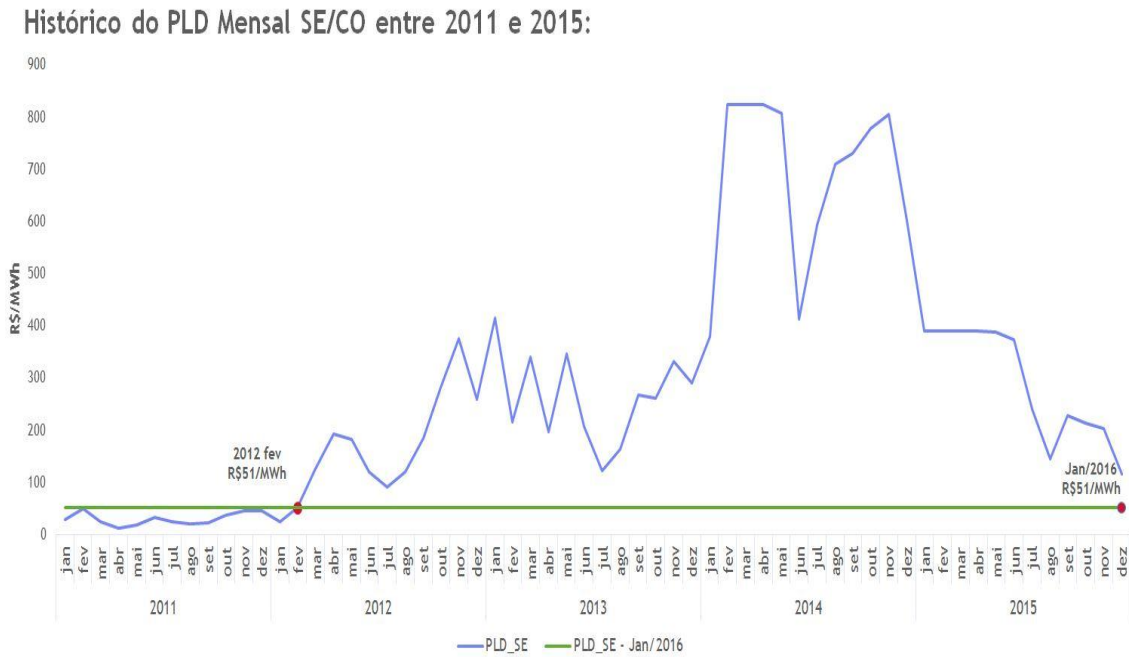
Os produtores contemplados pelo projeto têm representação na CCEE pela ELETROBRÁS e vendem a energia produzida por valores fixos, diferenciados apenas pelo tipo de fonte de energia que utilizam. Esta produção de energia é comercializada nas Carteiras de Contratos de Energia Incentivada, com o objetivo de atender o mercado a curto prazo na liquidação de energia na CCEE.

4.2 CRISE ENERGÉTICA

Outro momento de grande relevância para os agentes livre foi a crise energética do setor elétrico, a partir de 2012 o país enfrentou sérios problemas devido ao baixo nível dos reservatórios hídricos, o fato de os índices pluviométricos até 2014 serem considerados não severos apontou um desequilíbrio estrutural do sistema elétrico brasileiro.

Em consequência disto, todos os agentes que não estavam cobertos por contratos de energia acabaram se expondo ao valor do PLD, que entre meados de 2012 até meados de 2015 teve seu valor abruptamente elevado (inclusive atingindo o teto previsto por lei), como visto na figura 6 que representa o histórico do valor do PLD no região Sudeste e Centro-Oeste.

Figura 6 – Valor histórico do PLD



Com o objetivo de aquecer o mercado dos consumidores cativos, em 2012 o governo federal estabeleceu através da medida provisória 591/2012, uma redução média de 20% para os consumidores. Porém, esta redução nas tarifas prejudicou muito as distribuidoras forçando o corte de investimentos em expansão da matriz energética, esta tentativa do governo foi apontada como um dos fatores de contribuição para o desequilíbrio do setor [12].

Assim gerou-se um cenário onde o consumidor cativo começou a consumir mais energia pagando um valor baixo pelo MWh, embora as distribuidoras (sem cobertura) que tinham seus custos relacionados a um PLD astronômico estivessem pagando um alto valor pelo MWh. Pelo quadro 1 é possível de notar que entre 2012 e 2015 houve um aumento no consumo residencial e comercial. No caso da indústria houve um retrocesso do consumo (beneficiando as distribuidoras) em 2014 e 2015 devido à crise econômica que ainda se estabelece no país até hoje.

Quadro 1 – Histórico do consumo anual brasileiro

CONSUMO (GWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BRASIL	415.683	433.034	448.105	463.142	474.823	464.682
RESIDENCIAL	107.215	111.971	117.646	124.908	132.302	131.315
INDUSTRIAL	179.478	183.576	183.425	184.685	179.106	169.574
COMERCIAL	69.170	73.482	79.226	83.704	89.840	90.383
OUTROS	59.820	64.006	67.808	69.846	73.575	73.411
CRESCIMENTO (%)	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BRASIL	8,2	4,2	3,5	3,4	2,5	-2,1
RESIDENCIAL	6,4	4,4	5,1	6,2	5,9	-0,7
INDUSTRIAL	10,9	2,3	-0,1	0,7	-3,0	-5,3
COMERCIAL	6,0	6,2	7,8	5,7	7,3	0,6
OUTROS	5,9	7,0	5,9	3,0	5,3	-0,2

Fonte: ANEEL 2016 (Adaptado pelo autor)

Para os agentes livres que possuíam contratos no ACL mas estavam descobertos de lastro, este choque de oferta causado pela falta de liquidez no mercado causou graves prejuízos econômicos, porém os agentes com excedente de energia foram privilegiados com vendas a um PLD valorizado [14].

Em 2014 Dorel Ramos, sócio da consultoria MRTS, comentou, em um Workshop promovido pela Comerc Energia, que diante da situação que vigorava no país algumas empresas de grande porte diminuíram a produção para poder vender energia no mercado a curto prazo, outras ainda ativaram o sistema de *backup* para reduzir o consumo de energia das redes de transmissão. Ainda segundo ele, com o PLD em torno dos 600 R\$/MWh a ativação de geradores de *backup* a diesel poderia se tornar viável [14].

4.3 CONSULTA PÚBLICA Nº 009/2014

Devido a conjuntura criada com o choque de oferta, elevando o PLD a valores nunca antes imaginados pelas entidades e o próprio mercado, foi feito realizado a Consulta Pública Nº 009/2014. Esta consulta tinha como objetivo a diminuição do preço-teto do PLD, e assim amenizar os prejuízos econômicos sofridos pelos agentes expostos.

Através da ANEEL o governo aceitou a redução proposta logo após a reeleição em 2014. Deste modo, foi estabelecido uma redução de 53% no valor do preço-teto que era de R\$ 822.83/MWh, assim o novo valor passou a ser de 388,48/MWh, sendo o preço de referência o custo de operação da UTE Mário Lago. Pelo gráfico da Figura 6 é possível observar o período que o novo valor entra em vigência [12].

Pelo fato das distribuidoras na época serem os principais agentes expostos, devido a insucessos nos leilões do governo desde 2013, elas foram as principais beneficiadas com a então nova regulamentação. Para viabilizar a proposta, foi definido que os custos extras devido aos despachos térmicos com valor acima do teto seriam rateados entre todos os consumidores via Encargo do Serviço do Sistema (ESS).

Em consequência desta nova ordem, muitas críticas foram direcionadas a ANEEL, pois além de um custo extra para os consumidores, foi dito que esta redução estimularia os agentes a não buscar estar totalmente cobertos, e assim isto não contribuiria para o reequilíbrio do Sistema Elétrico Brasileiro.

4.4 CRISE ECONÔMICA E FUTURO DO MERCADO

Existe uma relação entre economia e o consumo de energia, assim o crescimento da demanda de energia está estritamente ligado ao crescimento do PIB. Como mencionado na seção 4.2, no ano de 2015 a demanda de energia foi menor que no ano anterior, como é visto pela Figura 7, o Brasil teve um crescimento negativo do PIB de 3,8% em 2015. Com a expectativa de crescimento novamente negativo para 2016 e talvez uma pequena melhora apenas a partir de 2017, o mercado de energia espera um superávit de energia para estes anos.

Figura 7 – Projeção do PIB brasileiro



Fonte: ANACE [15]

Por questões de demanda e oferta, o excedente de energia fez os preços do MWh apresentarem uma queda significativa no mercado livre de energia no final de 2015, formando uma grande migração de consumidores do mercado cativo para o mercado livre. Este baixo preço aplicado no ACL trouxe benefícios para os consumidores livres.

Devido aos baixos preços aplicados, muitos produtores estão tendo rendimentos muito menores que os almejados antes do investimento de geração, esta situação é de grande importância para todo o setor, tanto cativo quanto livre, pois o baixo rendimento poderá inviabilizar futuros investimentos em geração, e este fato poderá provocar novamente um desequilíbrio energético para o país. Caso isto ocorra, o PLD poderá ter novamente elevada flutuação, trazendo insegurança para os consumidores.

Ao longo de 2016 o preço praticado no ACL vem subindo de acordo com a maior procura de energia devido às migrações, este fato pode não prejudicar os consumidores com contrato já assegurados diretamente, porém como visto anteriormente, as faturas pagas por todos os consumidores livres são somadas e a partir deste valor é feito o rateio de forma proporcional entre os credores. Assim, caso algum consumidor não efetue o pagamento, todos os credores perdem. Por esta razão existe um receio no mercado sobre o comportamento destes novos clientes, que podem trazer instabilidade ao mercado.

5 ESTRUTURA TARIFÁRIA

No Brasil os consumidores de energia elétrica são divididos por tensão e potência em duas classes tarifárias diferentes, o grupo A, que possui tarifa binômia, e o grupo B, que possui tarifa monômia. A tarifa monômia tem valores referentes apenas ao consumo adquirido, enquanto a tarifa binômia tem valores referidos tanto ao consumo quanto a demanda. No caso da grupo A, existe três tipos diferentes de modalidades (convencional, Horó-Sazonal Azul e Horó-Sazonal Verde) [16]. Os grupos e subgrupos podem ser visto no Quadro 2.

Quadro 2 – Grupo A e B de tensão

Grupo	Subgrupo	Modalidades
A	A1($\geq 230\text{kV}$)	Azul
	A2(88kV a 230kV)	Azul
		Geração
		Distribuidora
	A3(69kV)	Azul
		Geração
		Distribuidora
	A3a(30kV a 44kV)	Azul
		Geração
		Distribuidora
		Verde
		Convencional
	A4(2,3kV a 25kV)	Azul
		Geração
Verde		
Convencional		
AS($\leq 2,3\text{kV}$)	Azul	
	Verde	
	Convencional	
B	B1($\leq 2,3\text{kV}$)	Convencional
		Branca
	B2($\leq 2,3\text{kV}$)	Convencional
		Branca
	B3($\leq 2,3\text{kV}$)	Convencional
		Branca
B1($\leq 2,3\text{kV}$)	Convencional	
Geração (2,3kV)		

Fonte: Aneel (2016)

5.1 ESTRUTURA TARIFÁRIA CONVENCIONAL

Para operar na estrutura Convencional o consumidor precisa estar enquadrado no subgrupo A3A, A4 ou AS e ter a demanda contratada inferior a 150 kW. Porém de acordo com o art. 57 da Resolução nº 1.897 da ANEEL, a partir do dia 24/06/2016 será extinto esta modalidade tarifária e os consumidores da estrutura Convencional terão que escolher entre a modalidade Horária Azul ou Horária Verde.

5.2 ESTRUTURA HORO-SAZONAL

No caso da Estrutura Horo-Sazonal é realizado uma distinção nas horas do dia entre período de ponta e período de fora de ponta. Esta distinção é composta por 3 horas consecutivas definidas pelo concessionário de acordo com as características do seu sistema elétrico. Dentro da estrutura Horo-Sazonal existe a diferenciação entre Tarifa Horo-Sazonal Azul (THS Azul) e a Tarifa Horo-Sazonal Verde (THS Verde) [16].

A THS Verde é destinada aos consumidores com baixo fator de carga no horário de ponta, com capacidade limitada de modulação neste mesmo horário. A THS Verde é composta por tarifas diferenciadas de consumo e por uma única tarifa de demanda de potência em qualquer horário de utilização[16].

Composição da THS Verde:

- Demanda única, independente de posto horário
- Consumo na ponta
- Consumo fora de ponta

A THS Azul é destinada a consumidores que têm alto fator de carga no horário de ponta, com capacidade de modulação de carga neste horário. Neste método de tarifa além de ser registrado diferenças de valores para consumo na ponta e fora de ponta, a demanda de potência é segmentada em demanda na ponta e demanda fora da ponta.

Composição da THS Azul:

- Demanda na ponta
- Demanda fora de ponta

- Consumo na ponta
- Consumo fora de ponta

5.3 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

As bandeiras tarifárias indicam uma diferença de custo para o consumidor diante cada MWh utilizado junto a distribuidora. A partir de 2013 esta regra de cobrança começou a funcionar apenas de forma educativa, com a ANEEL informando mês a mês os valores que seriam cobrados caso este sistema estivesse vigorando. As bandeiras tarifárias funcionam de três formas[17]:

- I. Bandeira Tarifária Verde: é acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário da última usina despachada por mérito for inferior a R\$ 211,28/MWh; – sem variação da tarifa de energia.
- II. Bandeira Tarifária Amarela: é acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário da última usina despachada por mérito for igual ou superior a R\$ 211,28/MWh e inferior a R\$ 422,56/MWh; – variação de 15,00 R\$/MWh na tarifa de energia.
- III. Bandeira Tarifária Vermelha: é acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário da última usina despachada por mérito for igual ou superior a R\$ 422,56/MWh, de acordo com os patamares 1 e 2:
 - Patamar 1: é acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário da última usina despachada por mérito for igual ou superior a R\$ 422,56/MWh e inferior a R\$ 610,00/MWh, resultando em um acréscimo na tarifa de consumo de R\$30,00/MWh.
 - Patamar 2: é acionada nos meses em que o valor do Custo Variável Unitário da última usina despachada por mérito for igual ou superior ao limite a R\$ 610/MWh, resultando em um acréscimo na tarifa de consumo de R\$45,00/MWh.

A partir de 1º de janeiro de 2015, as tarifas entraram em vigor no país. De janeiro à dezembro de 2015 a bandeira vermelha foi acionada e a partir de abril de 2016, pela primeira vez desde o início desta cobrança extra, a bandeira verde foi ativada. Para a análise de custos

de energia os valores das bandeiras são de grande importância, visto que os consumidores livres e especiais adquirirão energia diretamente com o gerador, eles não estão sujeitos a esta cobrança.

5.4 TARIFAS APLICADAS AO MERCADO

Para os consumidores cativos apenas é cobrada uma fatura ao final do mês pela distribuidora, porém para consumidores do mercado livre podem existir diferentes tipos de aplicação de cobrança.

5.4.1 *Fatura do Fornecedor*

O consumidor recebe todo mês uma fatura emitida do seu fornecedor de energia, gerador ou comercializador, o valor desta fatura consiste na multiplicação do preço do contrato firmado entre as partes, com o volume a ser faturado naquele mês. Geralmente o contrato de energia elétrica exige uma apresentação de uma garantia financeira (apólice ou carta fiança) como garantia do fiel cumprimento de suas obrigações. Nos contratos de curto prazo, usualmente é feito via registro contra pagamento, ou seja, o gerador registra o volume de energia na CCEE após o consumidor registrar o pagamento da energia.

5.4.2 *Tarifa TUSD*

As tarifas direcionadas para o serviço de distribuição são estabelecidas pela ANEEL, estes encargos são definidos através da Resolução Normativa nº 657/2015, de 15º de abril de 2015. A composição da tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD é separada em [17]:

I) TUSD transporte - dividida em:

a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

- Uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
- Uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das Demais Instalações de Transmissão (DIT) compartilhadas;
- Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e

- Conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por:

- Custo anual dos ativos (CAA);
- Custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

II. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera os custos de:

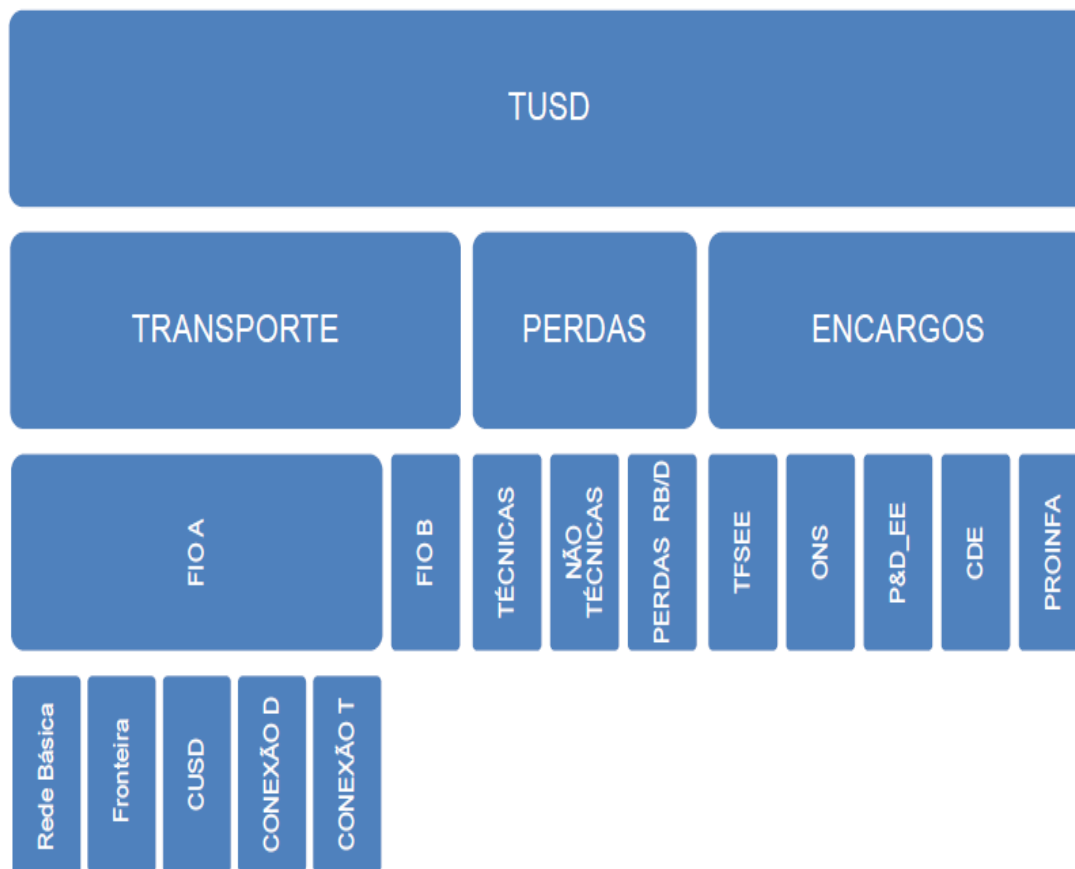
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
- Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico
- Quota da Conta de Desenvolvimento Energético
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

III. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:

- Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- Perdas não técnicas;
- Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora.

A Figura 8 apresenta a TUSD e as funções de custos de cada componente

Figura 8 – Encargos TUSD



Fonte: Aneel(2016)

5.4.3 Encargos setoriais

Encargos Setoriais são custos não gerenciáveis instituídos por Lei, cujo é cobrado aos consumidores e decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro contratual. Entre os principais encargos estão[18]:

- Encargo de Serviço de Sistema (ESS), que tem como objetivo subsidiar a manutenção da confiabilidade do Sistema Elétrico Interligado.
- Encargo de Energia de Reserva (EER) – destinada a elevar a segurança no fornecimento no Sistema Interligado Nacional (SIN).

5.4.4 Contribuição Associativa CCEE

Como forma de ratear os custos da CCEE foi realizado uma divisão de valores através do número de votos que cada agente possui na câmara. Conforme estabelecido na Convenção

de Comercialização, cada Assembleia Geral conta com cem mil votos, destes votos, cinco mil são divididos de maneira equânime entre os agentes e para os noventa e cinco mil restantes esta divisão é feita proporcionalmente a energia comercializada na CCEE.

O percentual de cada agente é feito seguindo a equação 4 [19]:

$$CONTRIB_{\alpha,m} = \frac{TOT_VOT_{\alpha,\delta}}{TOT_VOT_RP_{\varphi} + TOT_VOT_RU_{\varphi}} \quad (4)$$

Onde:

$CONTRIB_{\alpha,m}$ é o percentual de Contribuição do agente “ α ” no mês de apuração “ m ”.

$TOT_VOT_{\alpha,\varphi}$ é o Total de Votos do agente “ α ” na data da assembleia geral “ φ ”.

$TOT_VOT_RP_{\varphi}$ é o Total de Votos para Rateio Proporcional para assembleia geral “ φ ”.

$TOT_VOT_RU_{\varphi}$ é o Total de Votos para Rateio Uniforme para assembleia geral “ φ ”.

6 SIMULAÇÃO DE COMPRA NO MERCADO LIVRE

Com o objetivo de comparar o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulado (ACR), este capítulo tem como objetivo apresentar algumas simulações de compras entre consumidores cativos e consumidores especiais. Devido à grande variação histórica do PLD, períodos diferentes são analisados com o intuito de verificar possíveis benefícios e prejuízos para os agentes livres.

Como mencionado no capítulo anterior, a Estrutura Convencional Tarifária será extinta no mês de junho de 2016, assim a metodologia adotada neste trabalho apenas utilizou a Estrutura Horo-Sazonal Azul e Horo-Sazonal Verde, tanto para o mercado cativo quanto para o mercado livre e especial.

6.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO

Para a metodologia de cálculo são necessárias algumas informações sobre um potencial consumidor livre, tais como; Distribuidora Local, Fator de Carga, Classe do Consumidor, Consumo, Demanda Contratada, Modalidade Tarifária e ICMS.

Neste estudo são utilizados valores do consumo de uma empresa no período de um ano, deste modo a partir do Quadro 3, são coletados os dados de consumo e demanda de ponta e fora de ponta deste consumidor.

Quadro 3 - Quadro de Consumo

Mês	Consumo de P(MWh)	Consumo de FP(MWh)	Demanda P(MW)	Demanda FP(MW)	Bandeira Tarifária
Jan					
Fev					
Mar					
Abr					
Mai					
Jun					
Jul					
Ago					
Set					
Out					
Nov					
Dez					

6.2 Mercado Cativo

Os consumidores do mercado cativo são enquadrados necessariamente no THS Azul ou THS Verde.

6.2.1 Mercado Cativo THS Verde

Com já visto, o modelo tarifário verde é diferenciado por faixa de consumo e tem apenas uma tarifa para a demanda. Para a formação de custo deste modelo tarifário no ambiente cativo de comercialização a metodologia proposta neste trabalho tem como base a equação 5.

$$Custo_{V_CATIVO} = CCP_{Vcativo} + CCFP_{Vcativo} + CD_{Vcativo} + C_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (5)$$

Onde:

$CCP_{Vcativo}$ - Custo de consumo anual de ponta anual no mercado cativo THS Verde;

$CCFP_{Vcativo}$ - Custo de consumo anual fora de ponta anual no mercado cativo THS Verde;

$CD_{Vcativo}$ - Custo de demanda anual no mercado cativo THS Verde;

$C_{PIS_COFINS_ICMS}$ - Custo relacionado aos impostos PIS/COFINS/ICMS

Cálculo dos fatores da equação 5

$$CCP_{Vcativo} = \sum_{m=0}^{12} CP_m * TCP_{m_Vcativo}$$

$$CCFP_{Vcativo} = \sum_{m=0}^{12} CFP_m * TCP_{m_Vcativo}$$

$$CD_{Vcativo} = DU * TDCU_{Vcativo}$$

$$C_{PIS_COFINS_ICMS} = \frac{CCP_{Vcativo} + CCFP_{Vcativo} + CD_{Vcativo}}{1 - T_{PIS_COFINS_ICMS}} * T_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (6)$$

Onde:

CP_m – Consumo de ponta mês “ m ” de apuração [MWh];

$TCP_{m_Vcativo}$ - Tarifa Verde de consumo de ponta no mês ‘ m ’ de apuração [R\$/MWh]

CFP_m - Consumo fora de ponta mês “ m ” de apuração [MWh];

$TCFP_{m_Vcativo}$ – Tarifa Verde consumo fora de ponta no mês “ m ” de apuração [R\$/MWh];

DU – Somatória mensal da demanda única no ano [MW];

$TDCU_{Vcativo}$ – Tarifa Verde de demanda única [R\$/MW];

$T_{PIS_COFINS_ICMS}$ - Tarifa em % de PIS/COFINS/ICMS

6.2.2 Mercado Cativo THS Azul

Para o modelo tarifário azul o cálculo é diferenciado por faixa de consumo e também para a demanda. Para a formação de custo deste modelo tarifário no ambiente cativo de comercialização a metodologia proposta neste trabalho tem como base a equação 7.

$$Custo_{A_CATIVO} = CCP_{Acativo} + CCFP_{Acativo} + CDP_{Acativo} + CDFP_{Azcativo} + C_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (7)$$

Onde:

$CCP_{Acativo}$ - Custo do consumo anual de ponta anual no mercado cativo THS Azul;

$CCFP_{Acativo}$ - Custo de consumo anual fora de ponta anual no mercado cativo THS Azul;

$CDP_{Acativo}$ - Custo de demanda anual no mercado cativo THS Azul;

$CDFP_{Azcativo}$ – Custo da demanda anual fora de ponta para o mercado cativo THS Azul;

$C_{PIS_COFINS_ICMS}$ – Custo relacionado aos impostos PIS/COFINS/ICMS

Cálculo dos fatores da equação 7:

$$CCP_{Acativo} = \sum_{m=0}^{12} CP_m * TCP_{m_Acativo}$$

$$CCFP_{Acativo} = \sum_{m=0}^{12} CFP_m * TCP_{m_Acativo}$$

$$CDP_{Acativo} = DP * TDP_{Acativo}$$

$$CDFP_{Acativo} = DFP * TDP_{Acativo}$$

$$C_{PIS_COFINS_ICMS} = \frac{CCP_{Acativo} + CCFP_{Acativo} + DCP_{Acativo} + CDFP_{Acativo}}{1 - T_{PIS_COFINS_ICMS}} * T_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (8)$$

Onde:

CP_m – Consumo de ponta mês “ m ” de apuração [MWh];

$TCP_{m_Acativo}$ - Tarifa Azul de consumo de ponta no mês ‘ m ’ de apuração [R\$/MWh];

CFP_m - Consumo fora de ponta mês “ m ” de apuração [MWh];

$TCFP_{m_Acativo}$ – Tarifa Azul de consumo fora de ponta no mês “ m ” de apuração [R\$/MWh];

DP – Somatória mensal da demanda de potência de ponta no ano [MW];

$TDP_{Acativo}$ – Tarifa Azul de demanda de potência [R\$/MW];

DFP – Somatório mensal da demanda fora de ponta no ano [MW];

$TDP_{Acativo}$ - Tarifa Azul de demanda fora de ponta [MW];

$T_{PIS_COFINS_ICMS}$ - Tarifa em % de PIS/COFINS/ICMS.

6.3 Mercado Livre e Especial

Como no mercado cativo, para as simulações no mercado livre e especial serão utilizadas as mesmas informações sobre o consumo e demanda do cliente da classe A. No

ambiente de contratação livre as empresas podem contratar cinco diferentes tipos de energia (caso se enquadrem nos critérios). A energia convencional, energia incentivada I0 (que não possibilita descontos na TUSD), I5(50% desconto TUSD), I8(80% desconto TUSD) e I1(100% desconto TUSD). Para a empresa estudada são utilizadas apenas os contratos com energias I0, I5 e I1.

A metodologia utilizada para os consumidores do mercado livre segue a equação 9:

$$Custo_{livre} = C_{TUSD} + C_{TE} + C_{Encargos} \quad (9)$$

Onde:

$Custo_{livre}$ – Custo total do consumidor livre ou especial (50 ou 100% incentivado)

C_{TUSD} – Custo com o sistema de distribuição na modalidade THS Azul ou THS Verde para o consumidor I0, I5, ou I1

C_{TE} – Custo do contrato de fonte de energia I0,I5 ou I1

$C_{Encargos}$ – Encargos totais como: ESS, EER, contribuição associativa CCEE

Para o consumidor livre ou especial o fator $C_{Encargos}$ da equação 9 é definido pela equação 10:

$$C_{Encargos} = CE_{ESS} + CE_{EER} + CE_{ASS_CCEE} \quad (10)$$

$$CE_{ESS} = T_{ESS} * E_A * (1 + \%perdas)$$

$$CE_{EER} = T_{EER} * E_A * (1 + \%perdas)$$

Onde:

CE_{ASS_CCEE} - Contribuição associativa CCEE anual;

CE_{ESS} - Custo anual pago pelo encargo ESS

CE_{EER} – Custo anual pago pelo encargo EER

T_{ESS} – Taxa referente ao ESS [R\$/MWh]

T_{EER} - Taxa referente ao EER [R\$/MWh]

E_A – Total de energia consumida no ano [MWh]

%*perdas* – Perdas de energia pelo uso do SIN, esta perda representa em média 3%

6.3.1 Contratos de Energia

Para a parcela C_{TE} da equação 11 existem diferenças de valores aplicados para cada tipo de consumidor livre, como o estudo abrange os três tipos de consumidor, este fator é definido da seguinte forma:

$$C_{TE} = E_A * F_{0,50,100} \quad (11)$$

Onde:

E_A - Total de energia consumida no ano [MWh];

$F_{0,50,100}$ - Valor do contrato de energia realizado com o produtor, I0, I5(50% incentivado) ou I1(100% incentivado).

6.3.2 Encargo TUSD Livre e Especial

Neste fator de custo que é aplicado o incentivo das fontes de energia I1(100% incentivado) e I5(50% incentivado). Porém este incentivo é diferenciado para as estruturas THS Verde e THS Azul:

- **THS Verde** – O desconto relativo a energia adquirida é aplicado na TUSD Demanda Única [R\$/MW] e na TUSD Energia de Ponta [R\$/MWh] (com dedução do valor da TUSD Energia Fora de Ponta).
- **THS Azul** – O desconto relativo a energia adquirida é aplicado na apenas TUSD Demanda de Ponta e TUSD Demanda Fora de Ponta.

Cálculo TUSD Verde:

$$Custo_{VTUSD_livre} = CTusd_{Vlivre} + C_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (12)$$

$$CTusd_{Vlivre} = DPU_{V_livre} * TusdDU_{V_livre} * X\% + EPA_{V_livre} * (TusdCP_{V_livre} - TusdCFP_{V_livre}) * X\% + EFPA_{V_livre} * TusdCFP_{V_livre} \quad (13)$$

Onde:

$CTusd_{V_livre}$ – Custo dos encargos TUSD Verde para o consumidor livre ou especial (50 ou 100% incentivado);

DPU_{V_livre} – Somatório mensal da Demanda Única no ano [MW];

$TusdDU_{V_livre}$ – Tarifa TUSD Verde de Demanda Única [R\$/MW];

EPA_{V_livre} – Energia de ponta consumida no ano [MWh];

$TusdCP_{V_livre}$ – Tarifa TUSD Verde de consumo de ponta [R\$/MWh];

$TusdCFP_{V_livre}$ – Tarifa TUSD Verde de consumo fora de ponta [R\$/MWh];

$EFPA_{V_livre}$ – Energia fora de ponta consumida no ano [MWh];

X% - Desconto das fontes incentivadas, onde X equivale a 0 (zero) para energia I0, 50 (cinquenta) para energia I5 e 100 (cem) para energia I1.

Cálculo TUSD Azul:

$$Custo_{ATUSD_livre} = CTusd_{A_livre} + C_{PIS_COFINS_ICMS} \quad (14)$$

$$CTusd_{A_livre} = DP_{A_livre} * TusdP_{A_livre} * X\% + DFP_{A_livre} * TusdFP_{A_livre} * X\% + EPA_{A_livre} * TusdCP_A + EFPA_{A_livre} * TusdFCP_{A_livre} \quad (15)$$

Onde:

$CTusd_{A_{livre}}$ – Custo dos encargos TUSD Verde para o consumidor livre ou especial (50 ou 100% incentivado);

$DPU_{A_{livre}}$ – Somatório mensal da Demanda Única no ano [MW];

$TusdDU_{A_{livre}}$ – Tarifa TUSD Verde de Demanda Única [R\$/MW];

$EPA_{A_{livre}}$ – Energia de ponta consumida no ano [MWh];

$TusdCP_{A_{livre}}$ – Tarifa TUSD Verde de consumo de ponta [R\$/MWh];

$TusdCFP_{A_{livre}}$ – Tarifa TUSD Verde de consumo fora de ponta [R\$/MWh];

$EFPA_{A_{livre}}$ – Energia fora de ponta consumida no ano [MWh];

X% - Desconto das fontes incentivadas, onde X equivale a 0 (zero) para energia IO, 50 (cinquenta) para energia I5 e 100 (cem) para energia I1.

6.4 Estudo de Caso

Como os últimos três anos abrangeram um ciclo bem definido de altas e baixas no PLD, que pode representar um círculo virtuoso no SEB caso não haja um investimento eficaz no mesmo, este trabalho propõe o estudo sobre valores de consumo anual de uma empresa da Classe A-4 (que pode ser enquadrado no ACL e ACR e também nas faixas tarifárias THS Azul e THS Verde) e projetar as diferenças de custos nos anos de 2014, 2015 e 2016.

Os dados utilizados para o estudo são de uma empresa de produção de itens hospitalares de São Paulo com Classe de tensão A-4, onde o Fator de Carga médio verificado é de 0,89 e os dados de consumo e demanda são mostrados pelo Quadro 4.

Quadro 4 – Consumo e Demanda Anual de Energia

Mês	Consumo de Ponta (MWh)	Consumo Fora de Ponta (MWh)	Demanda de Ponta Contratada (kW)	Demanda Fora de Ponta Contratada (kW)	Bandeira Tarifária 2014/2015/2016
Jan	109	822	2000	2100	Verd/Verm/Verm
Fev	118	935	2000	2100	Verd/Verm/Verm
Mar	128	1041	2000	2100	Verd/Verm/Amarela
Abr	110	977	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Mai	132	1076	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Jun	123	1050	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Jul	126	1016	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Ago	129	1031	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Set	106	945	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Out	119	562	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Nov	107	756	2000	2100	Verd/Verm/Verd
Dez	99	445	2000	2100	Verd/Verm/Verd
TOTAL ANUAL	1408,18	10657,17	24000	25200	

Fonte: ANEEL [17]

Para efeito de comparação não foi considerado o ICMS, penalidade por baixo fator de potência e ultrapassagem de demanda. Como ainda não sabemos as bandeiras tarifárias para os próximos meses, foram utilizadas a partir de junho de 2016 bandeiras tarifárias verdes, o que representa uma tendência para este ano. Para o caso da THS-Verde a demanda é única, assim é considerada a demanda fora de ponta como a demanda única neste método tarifário.

Para a situação em que o consumidor está enquadrado no ambiente de contratação livre, existe um custo administrativo interno relacionado ao mecanismo de gestão, como este valor é algo que depende da própria empresa, ele não será considerado.

6.4.1 Simulação 2014

Para a resolução das simulações para o ano de 2014 são adotadas as seguintes referenciais para as variáveis dos cálculos:

1. Resolução homologatória vigente: Nº 1.639, de 22 de outubro de 2013
2. Pis_Cofins: 0,05
3. ESS: 1,55 R\$/MWh
4. EER: 1,06 R\$/MWh
5. Contribuição Associativa CCEE: Média de 0,11 R\$/MWh

6. Energia Livre Contratada:

- I0 : 170 R\$/MWh
- I5 : 220 R\$/MWh
- I1 : 260 R\$/MWh

Mercado Cativo

Com a aplicação da metodologia proposta na seção 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2014, é gerado a partir da figura 9 os custos da empresa estuda caso fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul cativo.

Figura 9 – Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2014

MERCADO CATIVO	THS Verde	THS Azul
CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$ 1.156.172,11	R\$ 400.655,37
CUSTO DE CONSUMO FP	R\$ 1.925.324,33	R\$ 1.925.324,33
CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$ -	R\$ 529.440,00
CUSTO DE DEMANDA FP	R\$ -	R\$ 181.692,00
CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$ 173.040,00	
PIS_COFINS	R\$ 171.291,39	R\$ 159.847,98
CUSTO TOTAL	R\$ 3.425.827,83	R\$ 3.196.959,69

Mercado Livre

Com a aplicação da metodologia proposta na seção 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2014, é fornecido a partir das figuras 10,11 e 12 os custos da empresa estuda caso

fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul livre, com variações relacionadas ao tipo de energia contratada (I0, I5 e I1).

- **Energia I0**

Figura 10 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2014

CONTRATO DE ENERGIA I0		R\$	2.051.109,50
ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.206,54
	ESS	R\$	19.262,33
	ERR	R\$	13.172,95
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	33.641,82
TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	755.896,9
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	173.040,0
	PIS_COFINS	R\$	60.793,8
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.215.875,9
CUSTO TOTAL THS VERDE I0		R\$	3.300.627,20
TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	29.881,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	529.440,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	181.692,0
	PIS_COFINS	R\$	50.903,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.018.061,8
CUSTO TOTAL THS AZUL I0		R\$	3.102.813,13

- **Energia I5**

Figura 11 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2014

CONTRATO DE ENERGIA I5	R\$	2.654.377,00
------------------------	-----	--------------

ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.206,54
	ESS	R\$	19.262,33
	ERR	R\$	13.172,95
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	33.641,82

TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	377.948,5
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	86.520,0
	PIS_COFINS	R\$	36.348,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	726.961,7

CUSTO TOTAL THS VERDE I5	R\$	3.414.980,52
--------------------------	-----	--------------

TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	29.881,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	264.720,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	90.846,0
	PIS_COFINS	R\$	32.189,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	643.781,8

CUSTO TOTAL THS AZUL I5	R\$	3.331.800,63
-------------------------	-----	--------------

- **Energia II**

Figura 12 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre II 2014

CONTRATO DE ENERGIA II	R\$	3.136.991,00
------------------------	-----	--------------

ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.206,54
	ESS	R\$	19.262,33
	ERR	R\$	13.172,95
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	33.641,82

TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	11.902,4
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	238.047,5

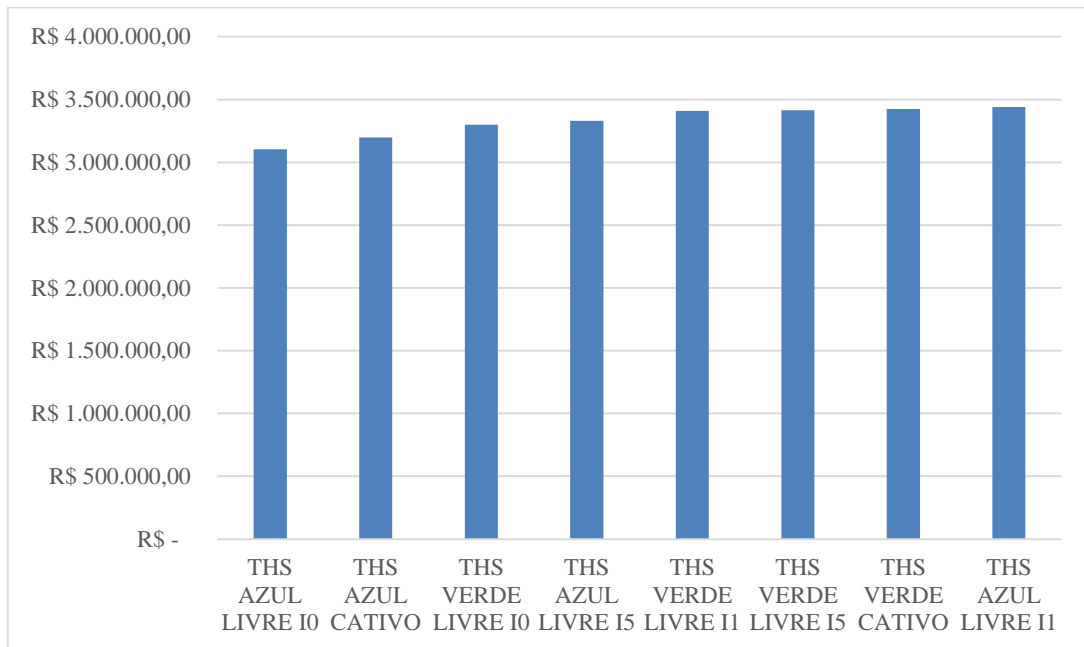
CUSTO TOTAL THS VERDE II	R\$	3.408.680,34
--------------------------	-----	--------------

TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	29.881,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	226.145,1
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	13.475,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	269.501,8

CUSTO TOTAL THS AZUL II	R\$	3.440.134,63
-------------------------	-----	--------------

Através da Figura 13 é realizada uma comparação de valor entre todos os tipos possíveis de contratação de energia.

Figura 13 – ACL x ACR 2014



Analisando os resultados obtidos na simulação para o ano de 2014, verifica-se que a energia mais econômica é proporcionada de um contrato no ACL THS-Azul com a compra de energia I0, o custo é 2,9% menor que no ACR THS-Azul (segundo mais barato). Porém este é o caso de uma empresa que estaria totalmente coberta. Com o PLD em 2014 variando a maior parte do tempo entre 400 a 800 R\$/MWh, se esta empresa precisasse adquirir energia no mercado *Spot*, poderia arcar com grandes prejuízos econômicos.

6.4.2 Simulação 2015

Para a resolução das simulações para o ano de 2015 são adotadas as seguintes referenciais para as variáveis dos cálculos:

- 1 Resolução homologatória vigente: N° 1.834, de 5 de dezembro de 2014
- 2 Pis_Cofins: 0,05
- 3 ESS: 7,75 R\$/MWh
- 4 EER: 13,42 R\$/MWh
- 5 Contribuição Associativa CCEE: Média de 0,11 R\$/MWh
- 6 Energia Livre Contratada:
 - I0 : 206 R\$/MWh

- I5 : 280 R\$/MWh
- I1 : 323 R\$/MWh

Mercado Cativo

Com a aplicação da metodologia proposta pelo subcapítulo 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2015, é fornecido a partir da figura 14 os custos da empresa estuda caso fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul cativo.

Figura 14 - Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2015

MERCADO CATIVO	THS Verde	THS Azul
CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$ 1.322.914,70	R\$ 568.200,63
CUSTO DE CONSUMO FP	R\$ 2.807.951,15	R\$ 2.967.808,70
CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$ -	R\$ 528.480,00
CUSTO DE DEMANDA FP	R\$ -	R\$ 230.076,00
CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$ 219.120,00	
PIS_COFINS	R\$ 228.946,62	R\$ 226.029,75
CUSTO TOTAL	R\$ 4.578.932,48	R\$ 4.520.595,09

Mercado Livre

Com a aplicação da metodologia proposta na seção 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2015, é fornecido a partir das figura 15,16 e 17 os custos da empresa estuda caso fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul livre, com variações relacionadas ao tipo de energia contratada (I0, I5 e I1).

- **Energia I0**

Figura 15 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2015

CONTRATO DE ENERGIA I0		R\$	2.485.462,10
ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.327,19
	ESS	R\$	96.311,66
	ERR	R\$	166.774,51
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	264.413,35
TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	754.714,1
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	219.120,0
	PIS_COFINS	R\$	66.583,9
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.331.678,4
CUSTO TOTAL THS VERDE I0		R\$	4.081.553,90
TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	38.485,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	528.480,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	230.076,0
	PIS_COFINS	R\$	57.279,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.145.581,1
CUSTO TOTAL THS AZUL I0		R\$	3.895.456,52

- **Energia I5**

Figura 16 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2015

CONTRATO DE ENERGIA I5	R\$	3.378.298,00
------------------------	-----	--------------

ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.327,19
	ESS	R\$	96.311,66
	ERR	R\$	166.774,51
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	264.413,35

TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	377.357,0
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	109.560,0
	PIS_COFINS	R\$	40.956,7
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	819.134,2

CUSTO TOTAL THS VERDE I5	R\$	4.461.845,55
--------------------------	-----	--------------

TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	38.485,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	264.240,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	115.038,0
	PIS_COFINS	R\$	37.317,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	746.341,1

CUSTO TOTAL THS AZUL I5	R\$	4.389.052,42
-------------------------	-----	--------------

- **Energia I1**

Figura 17 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I1 2015

CONTRATO DE ENERGIA I1	R\$	3.897.108,05
------------------------	-----	--------------

ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	1.327,19
	ESS	R\$	96.311,66
	ERR	R\$	166.774,51
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	264.413,35

TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	15.329,5
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	306.590,0

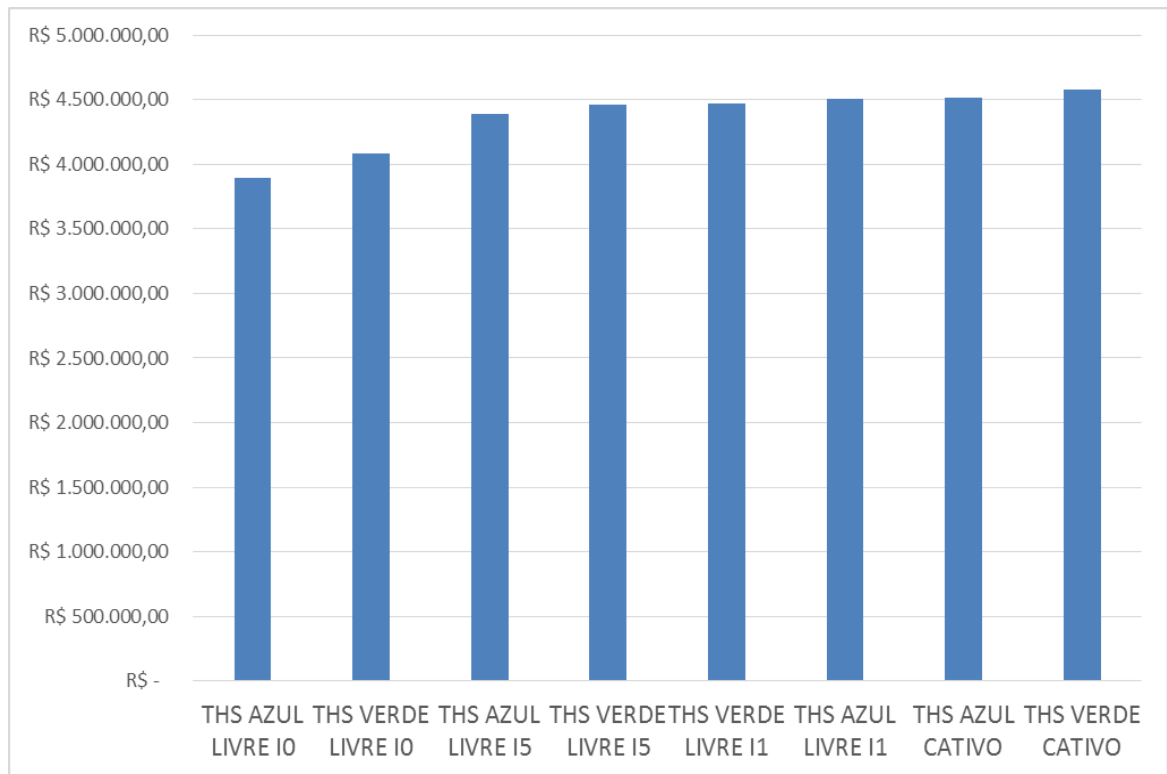
CUSTO TOTAL THS VERDE I1	R\$	4.468.111,36
--------------------------	-----	--------------

TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	38.485,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	291.260,5
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	17.355,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	347.101,1

CUSTO TOTAL THS AZUL I1	R\$	4.508.622,47
-------------------------	-----	--------------

Através da figura 18 é realizado uma comparação de valor entre todos os tipos possíveis de contratação de energia para o ano de 2015.

Figura 18 – ACL x ACR 2015



Analisando os resultados obtidos na simulação para o ano de 2015, a energia mais econômica é de um contrato no ACL THS-Azul com a compra de energia I0, com um custo 14% menor que no ACR THS-Azul (energia mais econômica no ACR).

Com o elevado reajuste tarifário da energia realizados pelo governo a partir de 2015, a diferença entre o ACL e ACR começou a ficar mais evidente. Outro fator de grande importância foi a redução do PLD máximo de 822,83R\$/MWh para 388R\$/MWh que resultou em mais segurança para as empresas do ACL, pois caso alguma empresa não estivesse totalmente coberta não sofreria tanto prejuízo no mercado *Spot*.

6.4.3 Simulação 2016

Para a resolução das simulações para o ano de 2016 são adotadas as seguintes referências para as variáveis dos cálculos:

- 1 Resolução homologatória vigente: N° 1.971, de 20 de outubro de 2015

- 2 Pis_Cofins: 0,05
- 3 ESS: 1,15 R\$/MWh
- 4 EER:3,12 R\$/MWh
- 5 Contribuição Associativa CCEE: Média de 0,10 R\$/MWh
- 6 Energia Livre Contratada:
 - I0 : 145 R\$/MWh
 - I5 : 195 R\$/MWh
 - I1 : 225 R\$/MWh

Mercado Cativo

Com a aplicação da metodologia proposta na seção 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2016, é fornecido a partir da figura 19 os custos da empresa estuda caso fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul cativo.

Figura 19 - Custo THS Verde e Azul Mercado Cativo 2016

MERCADO CATIVO	THS Verde	THS Azul
CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$ 1.445.257,38	R\$ 654.634,72
CUSTO DE CONSUMO FP	R\$ 3.425.107,87	R\$ 3.425.107,87
CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$ -	R\$ 555.840,00
CUSTO DE DEMANDA FP	R\$ -	R\$ 230.580,00
CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$ 219.600,00	
PIS_COFINS	R\$ 267.892,91	R\$ 256.113,82
CUSTO TOTAL	R\$ 5.357.858,15	R\$ 5.122.276,40

Mercado Livre

Com a aplicação da metodologia proposta na seção 6.2 e utilizando as variáveis proposta para o ano de 2016, é fornecido a partir das figuras 20,21 e 22 os custos da empresa estuda caso fosse enquadrada no modelo THS Verde e THS Azul livre, com variações relacionadas ao tipo de energia contratada (I0, I5 e I1).

- **Energia I0**

Figura 20 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I0 2016

CONTRATO DE ENERGIA I0		R\$	1.689.149,00
ENCARGOS FIXOS			
	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	132.718,85
	ESS	R\$	18.640,97
	ERR	R\$	38.773,21
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	190.133,02
TUSD VERDE			
	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	790.622,7
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	219.600,0
	PIS_COFINS	R\$	83.379,9
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.667.597,7
CUSTO TOTAL THS VERDE I0		R\$	3.546.879,75
TUSD AZUL			
	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	75.844,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	555.840,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	230.580,0
	PIS_COFINS	R\$	75.592,6
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.511.852,4
CUSTO TOTAL THS AZUL I0		R\$	3.391.134,39

- **Energia I5**

Figura 21 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I5 2016

CONTRATO DE ENERGIA I5	R\$	2.352.743,25
------------------------	-----	--------------

ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	132.718,85
	ESS	R\$	18.640,97
	ERR	R\$	38.773,21
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	190.133,02

TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	395.311,3
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	109.800,0
	PIS_COFINS	R\$	56.795,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.135.901,6

CUSTO TOTAL THS VERDE I5	R\$	3.678.777,86
--------------------------	-----	--------------

TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	75.844,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	277.920,0
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	115.290,0
	PIS_COFINS	R\$	54.897,4
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	1.097.947,1

CUSTO TOTAL THS AZUL I5	R\$	3.640.823,38
-------------------------	-----	--------------

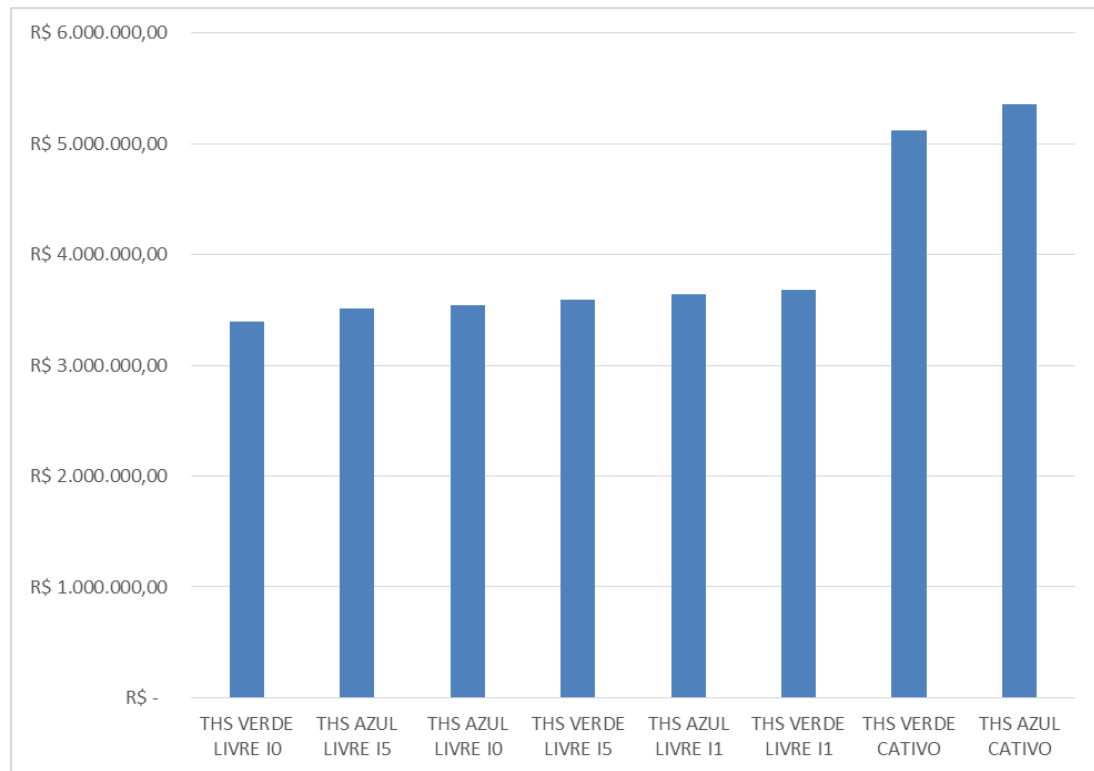
- **Energia I1**

Figura 22 - Custo THS Verde e Azul Mercado Livre I1 2016

CONTRATO DE ENERGIA I1		R\$	2.714.703,75
ENCARGOS FIXOS	CONTRIBUIÇÃO ASSOCIATIVA CCEE	R\$	132.718,85
	ESS	R\$	18.640,97
	ERR	R\$	38.773,21
	CUSTO TOTAL ENCARGOS	R\$	190.133,02
TUSD VERDE	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA ÚNICO	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	30.210,3
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	604.205,4
CUSTO TOTAL THS VERDE I1		R\$	3.509.042,22
TUSD AZUL	CUSTO DE CONSUMO DE PONTA	R\$	75.844,6
	CUSTO DE CONSUMO FORA DE PONTA	R\$	573.995,2
	CUSTO DE DEMANDA DE PONTA	R\$	-
	CUSTO DE DEMANDA FORA DE PONTA	R\$	-
	PIS_COFINS	R\$	34.202,1
	CUSTO TOTAL TUSD	R\$	684.041,8
CUSTO TOTAL THS AZUL I1		R\$	3.588.878,62

Através da figura 23 é realizado uma comparação de valor entre todos os tipos possíveis de contratação de energia para o ano de 2016.

Figura 23 – ACR x ACL 2016



Analisando os resultados obtidos da simulação para o ano de 2016 verifica-se que a energia mais econômica é de um contrato no ACL THS-Azul com a compra de energia I0, com um custo 34% menor que no ACR THS-Azul (energia mais econômica no ACR).

Os dois principais fatores para esta grande variação entre o mercado cativo e livre foram o excesso de energia disponível no mercado e os aumentos nas tarifas de energia proporcionada pela distribuidora. Imagem que reflete o momento de grande migração das indústrias, que estão deixando o ACR e direcionando-se para o ACL.

7 Considerações Finais

7.1 Conclusão

A melhor opção de tarifa para um potencial cliente livre depende do estudo tarifário dos mercados cativo e livre. Como o mercado de energia é dinâmico, devido aos reajustes tarifários no setor elétrico e existirem variáveis como oferta e demanda que influenciam nos valores negociados da energia no ambiente livre, foram realizadas simulações dos últimos 3 (três) anos para um consumo anual de uma empresa da classe de tensão A-4.

Nos resultados obtidos pela simulação do ano de 2014, verificou-se que a energia mais econômica para a empresa estudada é proporcionada de um contrato no ACL THS-Azul com a compra de energia I0, sendo o custo 2,9% menor que no ACR THS-Azul, segundo tipo de contrato mais econômico. Para o ano de 2015 houve um maior distanciamento entre os valores praticados nos mercados, a economia no ACL THS-Azul com a compra de energia I0, representou um custo 14% menor que no ACR THS-Azul (energia mais econômica no ACR). O ano de 2016 foi o que gerou a maior diferença, a energia mais econômica é fornecida no ACL THS-Azul com a compra de energia I0 e o custo representado é 34% menor que no ACR THS-Azul (energia mais econômica no ACR).

Nas representações dos custos de 2014, o segundo tipo de contrato mais competitivo é o ACR THS-Azul, com valor mais alto que apenas um tipo de contrato do mercado livre, porém na análise das simulações de 2015 e 2016 todos os contratos do ACL foram mais vantajosos que do ACR. Estes fatores são de grande importância, pois dependendo do fator de carga da empresa, contratos de energia I0, I5 e I1 podem intercalar posições na questão de custo.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O trabalho proposto analisou simulações entre o mercado cativo e livre, as análises tiveram como base que toda a energia consumida estava devidamente coberta por contratos nas simulações do mercado livre, assim não houve necessidade desta empresa buscar liquidação do déficit de energia no mercado *Spot*. Como ideia de melhoria seria interessante analisar simulações onde houvesse falta de cobertura por contrato de energia, e assim, simular casos considerando o custo da liquidação energética no mercado *Spot*.

REFERÊNCIAS

- [1] LEITE, A.D. **A Energia do Brasil**. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.
- [2] TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.
- [3] GASTALDO, MARCELO M.M.G. **Histórico da Regulamentação do Setor Elétrico brasileiro**. O Setor Elétrico, São Paulo, v.1, n.36, jan. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/ose/assets/2c688ee8/ed.36_fasciculo_capitulo_1_direito_em_energia_eletrica.pdf>. Acesso em: 29 abril. 2016.
- [4] SILVA, E. L. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001
- [5] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **HISTÓRIA**. São Paulo, SP. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/historia?_afzLoop=2447878613759416#%40%3F_afzLoop%3D2447878613759416%26_adf.ctrl-state%3Dac11owtyx_182>. Acesso em: 1 de maio de 2016.
- [6] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **O que fazemos**. São Paulo, SP. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=ac11owtyx_182&_afzLoop=2448314547625834>. Acesso em: 1 de maio de 2016.
- [7] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. **Procedimentos de Comercialização**. São Paulo, SP. Disponível em:<http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/procedimentos?_afzLoop=2448502751469728#%40%3F_afzLoop%3D2448502751469728%26_adf.ctrl-state%3Dac11owtyx_207>. Acesso em: 6 de maio de 2016.
- [8] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Procedimentos de Comercialização. **Módulo 3 – Contratação de Energia e Potência**. São Paulo, Sp. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/CCEE/documentos/CCEE_062281>. Acesso em: 6 de maio de 2016.
- [9] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Procedimentos de Comercialização. **Submódulo 2.1 – Coleta e ajuste de dados de medição**. São Paulo, SP. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/CCEE/documentos/CCEE_062281>. Acesso em: 6 de maio de 2016.
- [10] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. Procedimentos de Comercialização. **Submódulo 6.1 – Penalidades de medição e multas**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/CCEE/documentos/CCEE_058277>. Acesso em: 8 de maio de 2016.
- [11] MME – Ministério de Minas e Energia. Programas. **Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica**. Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/galerias/arquivos/apresentacao/PROINFA-ANEXO1-InstitucionalMME.pdf>>. Acesso em: 12 de maio de 2016.

- [12] CMU – Comercializadora de Energia. Notícia. **ANEEL reduz preço-teto do PLD para 2015**. Belo Horizonte, BH. Disponível em: <http://www.cmuenergia.com.br/site/Noticia/ANEEL_reduz_preco_teto_do_PLD_para_2015/296>. Acesso em: 15 de maio de 2016
- [13] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico**. Brasília, DF. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 11 de maio de 2016.
- [14] COMERC – **PanoramaComerc**. Disponível em: <<http://www.panoramacomerc.com.br/?p=772>> . Acesso em: 13 de maio de 2016.
- [15] Anace – Associação Nacional dos Consumidores de Energia – **Arquivos**. São Paulo, SP. Disponível em <<http://economiaecapitalismo.blogspot.com.br/2016/04/brasil-pib-2007-2017-com-previsoes.html>>. Acesso em:01/06/2016>
- [16] SEF - Secretaria de Estado da Fazenda. **Manual de Tarifação**. Brasília, DF. Disponível em:http://www.sef.sc.gov.br/sites/default/files/manual_de_tarifacao.pdf. Acesso 23 de maio de 2016.
- [17] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Arquivos**. Brasília, DF, Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Subm%C3%B3dulo%207.1_6%C2%AA%20revis%C3%A3o.pdf> Acesso 26 de maio de 2016.
- [18] COPEL - Companhia Paranaense de Energia. **Tarifas de Energia da COPEL**. Curitiba, PR. Disponível em: <<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcope12.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>> Acesso 26 de maio de 2016.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Arquivos**. Brasília, DF. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/039/documento/documento_matriz_votos_e_contribuicao_associativa__v_1.0.pdf> Acesso 26 de maio de 2016.

Anexo A – Tarifas TUSD Resolução homologatória N° 1.639

SUBGRUPO	MODALIDADE	UC	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO					BASE ECONOMICA			
				TUSD		TE			TUSD		TE	
				R\$/kW	R\$/MWh	BVD – R\$/MWh	BAM – R\$/MWh	BVM – R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
A1 (230 kV ou mais)	AZUL	GERDAU AÇOS ESPECIAIS	P	1,37	10,82	263,03	278,03	293,03	1,45	10,43	248,45	
			FP	1,43	10,82	159,44	174,44	189,44	1,51	10,43	150,99	
	AZUL APE	GERDAU AÇOS ESPECIAIS	P	1,37	1,47	0,00	0,00	0,00	1,45	1,39	0,00	
			FP	1,43	1,47	0,00	0,00	0,00	1,51	1,39	0,00	
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	5,13	15,08	263,03	278,03	293,03	5,22	14,58	248,45	
			FP	2,71	15,08	159,44	174,44	189,44	2,84	14,58	150,99	
	AZUL APE	NA	P	5,13	5,72	0,00	0,00	0,00	5,22	5,52	0,00	
			FP	2,71	5,72	0,00	0,00	0,00	2,84	5,52	0,00	
	GERAÇÃO	EOL FAZENDA ROSARIO 3	NA	NA	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	0,00	0,00
				NA	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	0,00	0,00
				NA	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	0,00	0,00
				NA	1,20	0,00	0,00	0,00	0,00	1,23	0,00	0,00
				NA	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	1,27	0,00	0,00
	A3 (69kV)	AZUL	NA	P	6,76	13,83	263,03	278,03	293,03	6,90	13,30	248,45
FP				2,21	13,83	159,44	174,44	189,44	2,31	13,30	150,99	
AZUL APE		NA	P	6,76	4,47	0,00	0,00	0,00	6,90	4,24	0,00	
			FP	2,21	4,47	0,00	0,00	0,00	2,31	4,24	0,00	
GERAÇÃO		NA	P	3,48	0,00	0,00	0,00	0,00	3,47	0,00	0,00	
			FP	2,21	0,00	0,00	0,00	0,00	2,31	0,00	0,00	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	22,06	21,22	263,03	278,03	293,03	22,14	20,35	248,45	
			FP	7,21	21,22	159,44	174,44	189,44	7,33	20,35	150,99	
	AZUL APE	NA	P	22,06	11,85	0,00	0,00	0,00	22,14	11,30	0,00	
			FP	7,21	11,85	0,00	0,00	0,00	7,33	11,30	0,00	
	VERDE	NA	P	0,00	558,01	263,03	278,03	293,03	0,00	559,07	248,45	
			FP	0,00	21,22	159,44	174,44	189,44	0,00	20,35	150,99	
	VERDE APE	NA	P	7,21	0,00	0,00	0,00	0,00	7,33	0,00	0,00	
			FP	0,00	548,65	0,00	0,00	0,00	0,00	550,01	0,00	
	CONVENÇIONAL	NA	P	0,00	11,85	0,00	0,00	0,00	0,00	11,30	0,00	
			FP	0,00	11,85	0,00	0,00	0,00	0,00	11,30	0,00	
	CONVENÇIONAL	NA	P	23,10	21,22	168,07	183,07	198,07	23,28	20,35	159,11	
			FP	4,88	0,00	71,23	77,58	83,94	4,71	0,00	68,78	
A4b (2,3 a 25kV)	CONVENÇIONAL COOPERATIVAS AUTORIZADAS	NA	NA									
A4b (2,3 a 25kV)	CONVENÇIONAL COOPERATIVAS AUTORIZADAS	NA	NA	3,86	0,00	56,20	61,22	66,23	3,73	0,00	54,27	

Anexo B – Tarifas TUSD Resolução homologatória N° 1.834

SUBGRUPO	MODALIDADE	UC	POSTO	TARIFAS DE APLICAÇÃO					BASE ECONOMICA			
				TUSD		TE			TUSD		TE	
				R\$/kW	R\$/MWh	BVD – R\$/MWh	BAM – R\$/MWh	BVM – R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
A1 (230 kV ou mais)	AZUL	GERDAU AÇOS ESPECIAIS	P	2,38	14,36	346,17	361,17	376,17	2,22	12,94	323,90	
			FP	2,42	14,36	206,15	221,15	236,15	2,25	12,94	196,28	
	AZUL APE	GERDAU AÇOS ESPECIAIS	P	2,38	2,13	0,00	0,00	0,00	2,22	1,95	0,00	
			FP	2,42	2,13	0,00	0,00	0,00	2,25	1,95	0,00	
A2 (88 a 138kV)	AZUL	NA	P	5,32	19,38	346,17	361,17	376,17	5,20	17,53	323,90	
			FP	4,17	19,38	206,15	221,15	236,15	3,92	17,53	196,28	
	AZUL APE	NA	P	5,32	7,14	0,00	0,00	0,00	5,20	6,52	0,00	
			FP	4,17	7,14	0,00	0,00	0,00	3,92	6,52	0,00	
	GERAÇÃO	EOL PALMARES	NA	NA	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00
				NA	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00
				NA	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00
				NA	1,35	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00
				NA	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	3,16	0,00	0,00
				NA	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	3,16	0,00	0,00
				NA	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	3,16	0,00	0,00
				NA	1,39	0,00	0,00	0,00	0,00	1,35	0,00	0,00
				NA	3,22	0,00	0,00	0,00	0,00	3,16	0,00	0,00
				NA	2,33	0,00	0,00	0,00	0,00	2,28	0,00	0,00
A3 (69kV)	AZUL	NA	P	7,24	18,21	346,17	361,17	376,17	7,04	16,47	323,90	
			FP	4,05	18,21	206,15	221,15	236,15	3,81	16,47	196,28	
	AZUL APE	NA	P	7,24	5,97	0,00	0,00	0,00	7,04	5,46	0,00	
			FP	4,05	5,97	0,00	0,00	0,00	3,81	5,46	0,00	
	GERAÇÃO	NA	P	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	3,59	0,00	0,00	
			FP	2,20	27,33	346,17	361,17	376,17	21,94	24,82	323,90	
A4 (2,3 a 25kV)	AZUL	NA	P	9,13	27,33	206,15	221,15	236,15	8,87	24,82	196,28	
			FP	22,02	15,09	0,00	0,00	0,00	21,94	13,81	0,00	
	AZUL APE	NA	P	9,13	15,09	0,00	0,00	0,00	8,87	13,81	0,00	
			FP	9,13	15,09	0,00	0,00	0,00	8,87	13,81	0,00	
	VERDE	NA	P	0,00	563,28	346,17	361,17	376,17	0,00	559,02	323,90	
			FP	0,00	27,33	206,15	221,15	236,15	0,00	24,82	196,28	
	VERDE APE	NA	P	9,13	0,00	0,00	0,00	0,00	8,87	0,00	0,00	
			FP	0,00	551,04	0,00	0,00	0,00	0,00	548,01	0,00	
	CONVENÇIONAL	NA	P	0,00	15,09	0,00	0,00	0,00	0,00	13,81	0,00	
			FP	0,00	15,09	0,00	0,00	0,00	0,00	13,81	0,00	
	DISTRIBUIÇÃO	AES SUL	NA	P	24,98	27,33	217,82	232,82	247,82	24,67	24,82	206,91
				FP	9,97	5,83	0,00	0,00	0,00	9,90	5,32	0,00
	GERAÇÃO	NA	NA	P	6,27	5,83	0,00	0,00	0,00	6,01	5,32	0,00
				FP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
AZUL	NA	NA	P	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	3,59	0,00	0,00	
			FP	28,59	54,40	346,17	361,17	376,17	28,34	49,56	323,90	

Anexo C – Tarifas TUSD Resolução homologatória Nº 1.971

SUBGRUPO	MODALIDADE	ACESSANTE	POSTO	TÁRIFAS DE APLICAÇÃO			BASE ECONOMICA			
				TUSD		TE	TUSD		TE	
				R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh	
A1 (230 KV ou mais)	AZUL	GERDAU AÇOS ESPECIAIS-CEEE	P	1,95	77,82	387,88	1,73	64,25	367,51	
			FP	1,98	77,82	244,39	1,76	64,25	238,63	
	AZUL APE	GERDAU AÇOS ESPECIAIS-CEEE	P	1,95	4,26	0,00	1,73	3,83	0,00	
			FP	1,98	4,26	0,00	1,76	3,83	0,00	
A2 (88 a 138KV)	AZUL	NA	P	5,38	82,26	387,88	5,27	68,24	367,51	
			FP	3,87	82,26	244,39	3,53	68,24	238,63	
	AZUL APE	NA	P	5,38	8,69	0,00	5,27	7,82	0,00	
			FP	3,87	8,69	0,00	3,53	7,82	0,00	
	GERAÇÃO	EOL PALMARES EOL FAZENDA ROSARIO 3 EOL FAZENDA ROSARIO EOL FAZENDA ROSARIO 2 EOL VERACE X EOL CORREDOR DO SENANDES III EOL CORREDOR DO SENANDES II EOL CORREDOR DO SENANDES IV EOL VENTO ARAGANO I NOVAS CENTRAIS GERADORAS NÃO CONSIDERADAS NOMINALMENTE	NA	1,43	0,00	0,00	1,39	0,00	0,00	
			NA	1,43	0,00	0,00	1,39	0,00	0,00	
			NA	1,43	0,00	0,00	1,39	0,00	0,00	
			NA	1,46	0,00	0,00	1,44	0,00	0,00	
			NA	3,69	0,00	0,00	3,70	0,00	0,00	
			NA	3,31	0,00	0,00	3,26	0,00	0,00	
			NA	3,31	0,00	0,00	3,26	0,00	0,00	
			NA	3,31	0,00	0,00	3,26	0,00	0,00	
			NA	3,31	0,00	0,00	3,26	0,00	0,00	
	A3 (69KV)	AZUL	NA	P	7,23	81,21	387,88	7,03	67,30	367,51
				FP	3,76	81,21	244,39	3,42	67,30	238,63
AZUL APE		NA	P	7,23	7,64	0,00	7,03	6,87	0,00	
			FP	3,76	7,64	0,00	3,42	6,87	0,00	
GERAÇÃO	NA	3,88	0,00	0,00	3,89	0,00	0,00			
A4 (2,3 a 25KV)	AZUL	NA	P	23,16	88,35	387,88	23,40	73,74	367,51	
			FP	9,15	88,35	244,39	8,85	73,74	238,63	
	AZUL APE	NA	P	23,16	14,78	0,00	23,40	13,32	0,00	
			FP	9,15	14,78	0,00	8,85	13,32	0,00	
	VERDE	NA	NA	9,15	0,00	0,00	8,85	0,00	0,00	
			P	0,00	649,79	387,88	0,00	640,88	367,51	
	VERDE APE	NA	FP	0,00	88,35	244,39	0,00	73,74	238,63	
			NA	9,15	0,00	0,00	8,85	0,00	0,00	