



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Vinícius Almeida de Oliveira

**ESTUDO DO MERCADO DE ENERGIA
ELÉTRICA NO AMBIENTE DE
CONTRATAÇÃO LIVRE**

Campina Grande, Paraíba

Agosto de 2018

Vinícius Almeida de Oliveira

ESTUDO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

*Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal
de Campina Grande como parte dos requisi-
tos necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Prof. Ronimack Trajano de Souza, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba

Agosto de 2018

Vinícius Almeida de Oliveira

ESTUDO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em ____ / ____ / ____

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

**Prof. Ronimack Trajano de Souza,
D.Sc.**

Universidade Federal de Campina Grande
Orientador

Campina Grande, Paraíba

Agosto de 2018

Dedico este trabalho à minha Família

Agradecimentos

A Deus, sobre todas as coisas, pois a Ele tudo devo e por tudo sou eternamente grato.

Aos meus pais, Danilo e Stella, pois lutam diariamente para que tenha um futuro melhor. Por todos os ensinamentos e todo apoio para que sempre seguisse meus sonhos. Não são vocês que devem se orgulhar de mim, mas eu de vocês.

A todos da minha família e amigos, que até aqui me ajudaram com conselhos, paciência e fé na minha capacidade.

Aos professores eu agradeço a orientação e confiança, vocês merecem o maior dos reconhecimentos dentre as profissões, sem vocês não alcançaríamos nossos objetivos.

*"Que tamanho tem o universo?
Tem o tamanho do seu mundo.
Que tamanho tem o meu mundo?
Tem o tamanho dos seus sonhos".
(Augusto Cury)*

Resumo

A reforma do setor elétrico iniciada após a crise institucional da década de 1990 limitou a atuação do Estado e originou um cenário de livre concorrência. Neste novo cenário econômico, entra em evidência o mercado livre de energia, ambiente que torna possível a comercialização de energia elétrica de forma eficiente e competitiva. De modo indireto, os consumidores cativos participam deste mercado, já que as distribuidoras adquirem energia elétrica por meio dos leilões regulamentados pela ANEEL e apenas repassam os custos aos clientes da área de concessão. Os empresários, na maioria dos casos clientes cativos, optam por se tornarem consumidores livres e comprar energia diretamente das geradoras, de modo a reduzir os custos de produção e fugir dos aumentos comuns das tarifas das distribuidoras. Este trabalho busca apresentar as regras e procedimentos associados a comercialização de energia elétrica de uma maneira geral. Conhecido os riscos, o funcionamento e os custos associados ao mercado livre e cativo de energia, é realizada uma análise comparativa entre os ambientes de contratação, apresentando os valores relativos a compra de energia elétrica em cada um deles.

Palavras-chave: Mercado livre. Ambiente de contratação livre. Comercialização de energia. CCEE.

Abstract

The reform of the electricity sector initiated after the institutional crisis of the 1990s limited the state's performance and created a scenario of free competition. In this new economic scenario, the free energy market, an environment that makes possible the commercialization of electric energy in an efficient and competitive way, is evident. Indirectly, captive consumers participate in this market, since the distributors acquire electric energy through the auctions regulated by ANEEL and only pass on the costs to customers in the concession area. Entrepreneurs, in most cases captive customers, choose to become free consumers and buy energy directly from the generators, in order to reduce production costs and avoid common increases in distributors' tariffs. This work seeks to present the rules and procedures associated with the commercialization of electric energy in a general way. Knowing the risks, the operation and the costs associated to the free and captive market of energy, a comparative analysis is performed between the hiring environments, presenting the values relative to the purchase of electric energy in each of them.

Keywords: Free market. Free hiring environment. Commercialization of energy. CCEE.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Agentes do Setor Elétrico	17
Figura 2 – Tipos de Leilão	19
Figura 3 – Recursos x Requisito	20
Figura 4 – Distribuição de agentes econômicos na CCEE	22
Figura 5 – Custo ACR x ACL	24
Figura 6 – Exposição do agente ao MCP	26
Figura 7 – Processo de sazonalização da energia contratada	27
Figura 8 – Variação no preço do PLD	28
Figura 9 – Composição Tarifária	32
Figura 10 – Tarifa Branca	35
Figura 11 – Fluxograma para o estudo de migração	37
Figura 12 – Variação da Demanda ao longo de um ano	38

Lista de tabelas

Tabela 1 – Requisitos para adesão como agente consumidor da CCEE	22
Tabela 2 – Preço do PLD para o período de 04/08/2018 a 10/08/2018	28
Tabela 3 – Encargos aplicados ao SEB	33
Tabela 4 – Estruturas tarifárias	34
Tabela 5 – Dados para simulação do consumidor em estudo	37
Tabela 6 – Simulação para tarifa horária azul	39
Tabela 7 – Simulação para tarifa horária verde	39
Tabela 8 – Simulação para o consumidor cativo	40
Tabela 9 – Simulação para o consumidor livre	40
Tabela 10 – Simulação para o consumidor livre (Sem desconto na TUSD)	41

Lista de abreviaturas e siglas

ACR	Ambiente de Contratação Livre
ACL	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
C&L	<i>Coopers & Lybrand</i>
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara Comercializadora de Energia Elétrica
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPJ	Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica
COFINS	Contribuição para o Financiamento Social
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadoria
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão

PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão

Sumário

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	Objetivos	14
1.2	Organização do Texto	14
2	O MERCADO LIVRE DE ENERGIA ELÉTRICA	15
2.1	<i>Comercialização de Energia Elétrica</i>	15
2.2	<i>Agentes do Mercado de Energia</i>	16
2.3	<i>Ambiente de Contratação Regulada - ACR</i>	18
2.4	<i>Ambiente de Contratação Livre - ACL</i>	21
2.4.1	O Consumidor Potencialmente Livre	21
2.4.2	O Processo de Migração para o Ambiente de Contratação Livre	23
3	OS RISCOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NOS AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	25
4	FORMAÇÃO DOS PREÇOS DOS MERCADOS	30
4.1	<i>Formação de preços no ambiente livre</i>	30
4.2	<i>Formação de preços no ambiente regulado</i>	31
5	PROCEDIMENTOS E RESULTADOS	36
5.1	Metodologia Utilizada	36
5.2	Resultados	37
6	CONCLUSÃO	42
	REFERÊNCIAS	43

1 Introdução

O processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), implantado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), propiciou o surgimento do Mercado Livre de Energia em 1997 (GOMES; LUIZ, 2009). A legislação, editada durante a citada década de 1990, autorizou a convivência do mercado regulado, destinado ao atendimento de consumidores cativos, com o mercado livre, em que os consumidores de médio e grande porte passaram a ter a opção de escolha de seu fornecedor.

Cumprindo os requisitos exigidos pela legislação virgente, o decreto 5.163/04, os consumidores cativos podem passar a ser consumidores livres e comprar energia elétrica em condições livremente negociadas através de contratos bilaterais que estabelecem as quantidades de energia a serem entregues, a duração da entrega e o preço contratado, com garantia do livre acesso ao sistema de distribuição e transmissão (GOMES; LUIZ, 2009) (MAGALHÃES, 2009).

Para o bom funcionamento do segmento de comercialização de energia elétrica é necessário uma estrutura que envolva aspectos regulatórios, operacionais e tecnológicos. Assim, a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) atua como a instituição responsável por oferecer este arcabouço e viabilizar as operações de compra e venda de energia em todo o Sistema Interligado Nacional (SIN). A CCEE atua desde a medição da energia gerada e efetivamente consumida até a liquidação financeira dos contratos de compra e venda no mercado de curto prazo. Também promove leilões de energia, sob a delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Desta forma, a CCEE é a responsável pela atividade de comercialização de energia e contribui para a evolução sustentável do mercado brasileiro (CCEE, 2018b).

O ambiente de contratação livre propiciou uma continuidade no processo de livre concorrência no mercado de energia, no entanto, neste novo ambiente, as empresas consumidoras devem gerenciar os riscos associados a liberdade de negociação nos contratos de comprar e venda de energia elétrica (TORRES, 2006). Sendo assim, é necessário buscar a melhor tomada de decisão para que o consumidor passe a obter as melhores condições econômicas frente ao mercado livre de energia.

Diante do exposto, o estudo para a comparação entre os custos associados a compra de energia no mercado cativo face ao mercado livre, se mostra única e relevante para que cada empresa, um agente consumidor, obtenha um bom proveito face a flexibilidade do mercado de energia elétrica.

1.1 Objetivos

O Trabalho de Conclusão de Curso terá por objetivo estudar os procedimentos de comercialização de energia elétrica, com ênfase no mercado livre para os consumidores potencialmente livres e especiais. Como objetivos específicos, pode-se elencar os seguintes tópicos:

- Estudar o processo para se tornar agente do mercado livre de energia;
- Avaliar os riscos de opção pelo mercado livre;
- Realizar um estudo de caso comparativo entre os custos de energia elétrica no mercado livre versus mercado cativo.

1.2 Organização do Texto

Este trabalho se inicia com a apresentação do mercado livre de energia, ressaltando a sua estrutura e funcionamento. No Capítulo 2 será introduzido um pouco da história do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), desde o modelo estatal até o modelo de organização atual, o de livre concorrência. Também serão apresentadas as entidades que fazem parte do funcionamento do setor, com seus diferentes objetivos, prerrogativas e atribuições. E por fim, será discutida a divisão entre os ambientes de contratação, livre e regulado, acompanhado de seus agentes participantes.

Em seguida, o Capítulo 3 discute sobre a existência dos riscos associados a negociação de energia nos diferentes ambientes de contratação. De forma a gerir esses riscos e tomar as melhores decisões para a empresa, maximizando a economia em relação a compra de energia elétrica, o Capítulo 4 busca tomar conhecimento da formação dos preços de mercado, evidenciando os custos relativos a um consumidor livre e a um consumidor cativo.

Por fim, de posse de todo um arcabouço teórico sobre o mercado de energia elétrica e seus custos, o Capítulo 5 compreenderá em realizar a comparação dos custos entre a compra de energia elétrica por uma determinada empresa no mercado livre e no mercado regulado, analisando e justificando as melhores alternativas.

2 O Mercado Livre de Energia Elétrica

Este capítulo busca compreender os conceitos relacionados ao funcionamento do mercado livre de energia elétrica. Será abordado no escopo deste texto os aspectos históricos e institucionais do setor, apresentando suas respectivas regras e procedimentos.

2.1 Comercialização de Energia Elétrica

O setor elétrico era caracterizado por um regime de monopólio do estado até o ano de 1990. A comercialização de energia elétrica era segmentada verticalmente entre os setores de geração, distribuição e transmissão, sendo todos controlados pelo Estado. Motivada por ações que incapacitaram o Estado de financiar a expansão do sistema, eclodiu a crise da década de 1980. A partir daí, se deu início ao movimento de revisão do papel do Estado, no qual neste modelo de 1990, além de regulador, atuava como empreendedor.

O pensamento da época era que o estado deveria ter a função apenas de regular a atividade econômica, permitindo a livre concorrência. Em consentimento com este pensamento e impulsionado pela crise do setor, inicia-se então a reforma dos anos 1990. Nesta reforma, com um viés privatizante, iniciou-se o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, limitando a atuação das estatais. Varias medidas e ações foram tomadas, entre as modificações importantes, destacam-se a criação do Produtor Independente de Energia, que comercializa a energia por sua conta e risco, sem garantia de equilíbrio econômico financeiro, e a criação do Consumido Livre, que pode celebrar contratos de compra e venda de energia com esses produtores.

A fim de desenhar um novo modelo para o setor elétrico, o governo determinou que a Eletrobrás contratasse o consórcio *Coopers & Lybrand* (C&L), dando início ao projeto RE-SEB (TOLMASQUIM, 2011). O ponto crucial da reforma seria a livre comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN, tornando possível a competição entre os agentes no segmento de geração e comercialização, e enfatizando os monopólios naturais dos serviços de transmissão e distribuição. Após inúmeros desafios, é apresentado o projeto final RE-SEB em 1997.

Ainda na década de 1990, a defasagem entre a evolução da capacidade instalada no SIN e o crescimento da demanda de energia resultam na crise de racionamento no ano de 2001. Em abril de 2001, o nível dos reservatórios se encontrava em torno de 32% da capacidade de armazenamento, e o risco superava 15%, dez pontos percentuais acima do nível de risco de déficit aceitável (5%) (TOLMASQUIM, 2011). Entre as medidas emergenciais, criou-se a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica,

com o objetivo de avaliar as causas do desequilíbrio da oferta e da demanda de energia. Diagnosticando a crise, a comissão verificou que o fluxo de informação entre os órgãos competentes era inadequado, conduzindo a um processo de tomada de decisão descentralizado, e assim evidenciando a real gravidade da falta de comunicação, coordenação e controle do setor.

A experiência brasileira na crise de racionamento de 2001 revelou que o modelo anterior não ofereceu à sociedade os três objetivos básicos de qualquer serviço público: confiabilidade de suprimento, modicidade tarifária e universalidade. Com isso, inicia-se uma nova reforma visando a modificação da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Com a mudança de governo, o Ministério de Minas e Energia (MME) apresenta em 2003 a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, promovendo importantes aperfeiçoamentos no marco regulatório do setor, destacando os seguintes aspectos (TOLMASQUIM, 2011):

1. Modificação no modelo de comercialização, com a criação do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
2. Modificações institucionais, com a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE);
3. Planejamento setorial a partir da contratação regulada por meio de leilões e com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
4. Retomada dos programas de universalização;
5. Segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Portanto, com o modelo do setor elétrico apresentado em 2003, vigente até os dias atuais, a comercialização de energia elétrica passa a ter como papel principal a integração das atividades de geração, transmissão e distribuição, tendo vista o consumidor final. Além disso, a atividade de comercialização desenvolve de forma interligada o processo de planejamento e operação do sistema, cujos resultados influenciam nas condições e preços dos contratos de compra e venda de energia elétrica.

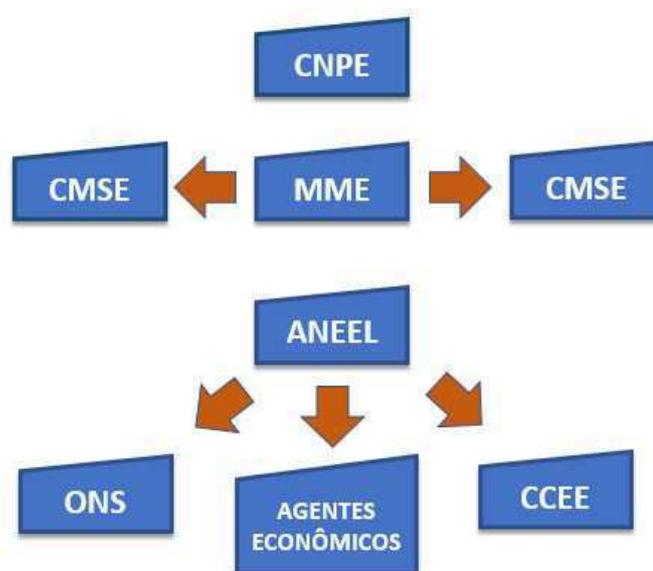
2.2 Agentes do Mercado de Energia

O setor elétrico atual atende a milhões de consumidores, com a participação de milhares de empresas públicas e privadas, sejam elas de capital nacional ou estrangeiro. Para garantir a livre concorrência na compra e venda de energia elétrica, um modelo de produção horizontal foi adotado, no qual a geração, transmissão e distribuição, operam de

forma independente e autônoma. De maneira geral, pode-se distinguir neste modelo de mercado os agentes econômicos setoriais e os agentes institucionais.

Os agentes institucionais são os que detêm competências e atribuições relacionadas as atividades políticas, regulatórias, fiscalizadoras, de planejamento e de viabilização do mercado. Já os agentes econômicos, são aqueles que detêm concessão, permissão ou autorização para a exploração de atividade econômica de geração, transmissão, distribuição ou comercialização de energia elétrica. A Figura 1 apresenta os participantes do setor elétrico brasileiro.

Figura 1 – Agentes do Setor Elétrico



Fonte: O próprio Autor

De acordo com a Figura 1, o qual demonstra a distribuição e a hierarquia das instituições que compõem o setor elétrico, são os agentes institucionais:

- Conselho Nacional de Política Energética – CNPE: Responsável por formular as políticas e diretrizes para o setor energético, além de identificar as melhores soluções para o fornecimento de energia elétrica do país;
- Ministério de Minas e Energia – MME: Atua na formulação e implementação de políticas para o setor energético, com base nas diretrizes do CNPE;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE: Diretamente vinculado ao MME, tem como atribuições monitorar as condições de atendimento e recomendar ações preventivas para garantir a segurança no fornecimento;

- Empresa de Pesquisa Energética – EPE: Também ligado ao MME, esta instituição realiza estudos, análises e projeções para o desenvolvendo da indústria de energia elétrica, incluindo a expansão do setor elétrico (geração e transmissão);
- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: Tem como atribuições regular e fiscalizar a produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, zelando por uma melhor qualidade dos serviços e pelas melhores tarifas aos consumidores;
- Operador Nacional do Sistema – ONS: É o órgão responsável pela coordenação e controle da geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob fiscalização e regulação da ANEEL;
- Câmara Comercializadora de Energia Elétrica – CCEE: Tem como papel principal viabilizar a comercialização de energia elétrica. As atividades principais envolvem a administração dos contratos de compra e venda de energia, implantação de regras e procedimentos de comercialização, entre outras atividades.

Conhecido os agentes institucionais, que desempenham funções importantes para o funcionamento do setor elétrico, os agentes econômicos representados na Figura 1, regulados pela ANEEL, podem ser divididos como:

- Agentes de Geração: Constituído pela classe de produtores independentes, concessionárias de serviço público e autoprodutores. Tem como atividade a geração de energia elétrica, permanecendo seu caráter competitivo, sendo que todos os agentes de geração podem vender energia em ambos os ambientes de contratação, ACL e ACR;
- Agentes de Distribuição: São as empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, os quais realizam o atendimento de demanda de energia aos consumidores com tarifas e condições de fornecimento reguladas pela ANEEL;
- Agentes de Comercialização: Formado pelas classes de consumidores livres, consumidores especiais, comercializadores, varejistas, importadores e exportadores. São permitidos a comercializar energia elétrica por meio de contratos bilaterais livremente negociados, contanto que cumpram as normas e procedimentos exigidos pela CCEE.

2.3 Ambiente de Contratação Regulada - ACR

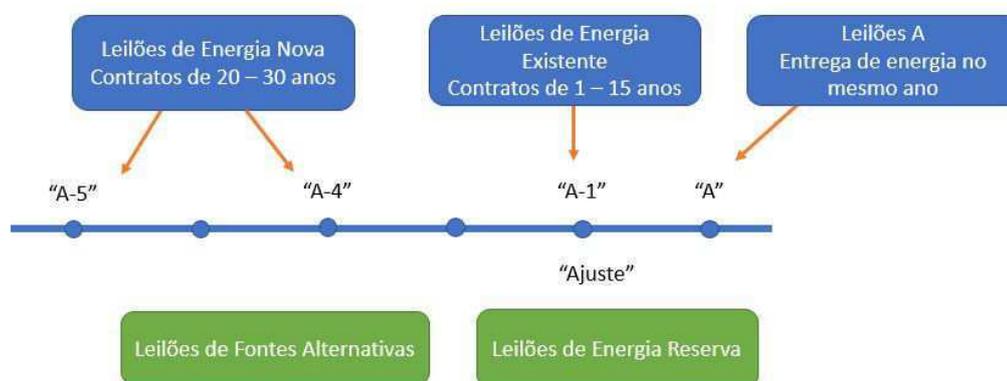
Como exposto na Seção 2.1, os ambientes de negociação de energia elétrica são divididos em dois. O primeiro, chamado de ambiente de contratação regulada (ACR), mais conhecido como “mercado cativo”, realiza a compra e venda de energia elétrica por meio

de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado entre os agentes vendedores e compradores.

Neste caso, os vendedores são as geradoras de energia elétrica e os compradores são as distribuidoras, que por meio de leilões regulamentados e organizados pela ANEEL, ou organizados pela CCEE, adquirem um montante de energia elétrica para os consumidores de sua área de concessão, denominados “consumidores cativos”. Para definir o vencedor do leilão utiliza-se o critério da menor tarifa, ou seja, os vencedores do leilão são aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço para atendimento da demanda declarada das distribuidoras.

Os leilões de energia elétrica são mecanismos de mercado que visam aumentar a eficiência da contratação de energia elétrica. Os leilões são divididos em algumas categorias, as quais são formuladas para o fornecimento de energia elétrica de acordo com as necessidades atuais e futuras do mercado. O ano previsto para o início do suprimento é dada por “A-n” nos leilões de energia, onde “A” representa o ano atual e “n” representa a quantidade de anos subsequente para início do suprimento, conforme a Figura 2.

Figura 2 – Tipos de Leilão



Fonte: O próprio Autor

Com base na Figura 2, os leilões realizados atualmente pela CCEE são classificados em:

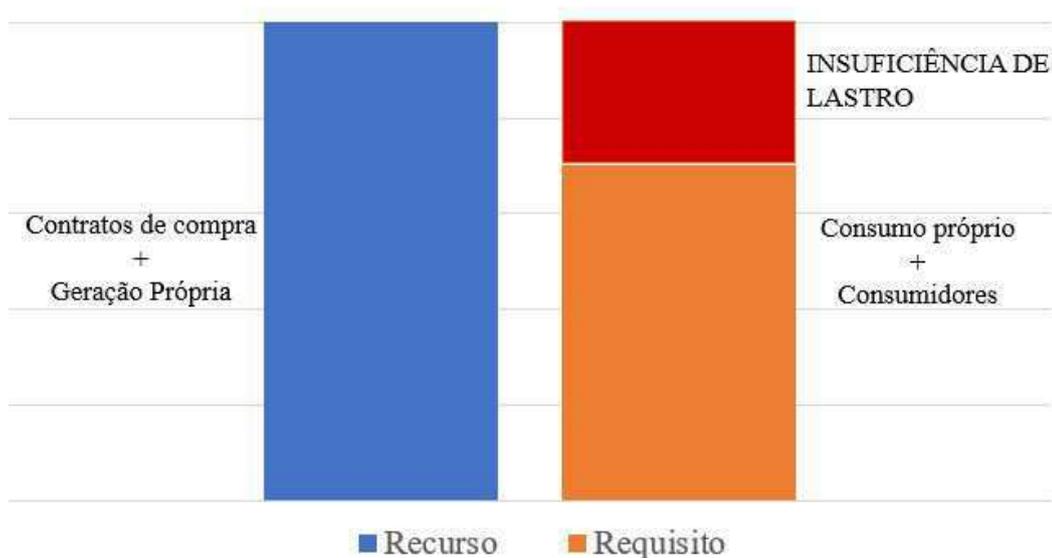
- Leilão de Energia Nova: Tem como objetivo atender o aumento de carga das distribuidoras e neste caso são vendidas a energia de usinas geradoras que ainda serão construídas. Os leilões podem ser do tipo A-5 (usinas que começam a operar em até 5 anos) ou A-3 (usinas que começam a operar em até 3 anos);
- Leilão de Energia Existente: Criado para contratar energia gerada por usinas já existentes e que estejam em operação. Como os investimentos já foram amortizados,

possuem um custo mais baixo;

- Leilão de Fontes Alternativas: Instituído com o objetivo de atender ao crescimento do mercado e aumentar a participação de fontes alternativas de energia, como: eólica, biomassa, solar e energia proveniente de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH);
- Leilão de Ajuste: Visa adequar a contratação de energia pelas distribuidoras, tratando eventuais desvios provenientes da previsão feita pelas distribuidoras em leilões anteriores e ao comportamento do mercado;
- Leilões de Energia Reserva: A contratação deste tipo de energia, visa elevar a segurança e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica no SIN, com energia proveniente de usinas contratadas especialmente para esta finalidade, sejam empreendimentos existentes ou novos.

As distribuidoras de energia elétrica devem informar ao Poder Concedente, no caso a CCEE, sobre a quantidade de energia necessária para atendimento de seu mercado, e estarão sujeitas a penalidades por eventuais desvios. Caso a distribuidora esteja sobrecontratada, a penalização será o prejuízo do não repasse integral dos custos da energia adquirida para as tarifas dos consumidores finais. Caso a distribuidora contrate menos do que necessita, além das penalidades que podem ser aplicadas pela CCEE, o mesmo estará sujeito à volatilidade de preços do Mercado de Curto Prazo (MCP). Na subcontratação, o agente distribuidor pode ser penalizado devido a insuficiência de lastro, que ocorre quando os recursos são menores que o requisitos, conforme a Figura 3.

Figura 3 – Recursos x Requisito



Fonte: O próprio Autor

Para as companhias distribuidoras os recursos são os seus contratos de compra de energia elétrica mais a sua geração própria. Os requisitos são constituídos do seu próprio consumo mais os consumos dos consumidores cativos na área de concessão da companhia. Caso não haja equilíbrio entre os recursos e requisitos, haverá penalização por parte da CCEE para cada MWh não contratado, conforme o documento *Regras de Comercialização – Penalidades por Insuficiência de Cobertura de Consumo*.

Para minimizar as consequências da subcontratação ou da sobrecontratação por parte das concessionárias, foi criada a ferramenta chamada de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), no qual as sobras de energia contratadas pelas distribuidoras e declaradas como disponíveis ao MCSD são repassadas aquelas distribuidoras que não alcançaram 100% de cobertura do seu mercado. Este mecanismo tem regulamentação especificada por parte da CCEE.

2.4 Ambiente de Contratação Livre - ACL

O ambiente de contratação livre propõe a livre negociação entre os agentes do mercado com foco em melhores preços, serviços e flexibilidades contratuais. Neste ambiente podem participar todos os geradores não cotistas, comercializadores, consumidores livres, com total liberdade para negociarem seus contratos de compra e venda de energia elétrica, incluindo os prazos, volumes, preços e multas rescisórias.

Os acordos de compra e venda de energia elétrica no ACL são estabelecidos através de contratos bilaterais livremente negociados, chamados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL). Vale também destacar que, diferentemente do ACR, no ambiente livre o produto e o serviço são liquidados separadamente por meio de contratos diferentes. O produto refere-se à própria energia elétrica, enquanto que os serviços são os encargos de conexão e uso do sistema de distribuição.

2.4.1 O Consumidor Potencialmente Livre

O mercado livre se desenvolveu com a migração de consumidores industriais e comerciais em busca da redução de custos com a aquisição de energia elétrica, negociando no ACL produtos adequados a sua necessidade (SOUZA, 2012). Para que a migração do mercado regulado para o mercado livre seja possível, o consumidor precisa primeiramente atender aos requisitos de demanda e tensão exigidos pela ANEEL, cumprindo o decreto 5.163/04, que trata das regras gerais de comercialização de energia elétrica. A Tabela 1 mostra os requisitos mínimos necessários para se tornar um consumidor livre ou especial.

A Tabela 1, mostra que uma associação de empreendimentos também pode vir a firmar contratos de compra de energia elétrica no ACL, contanto que somatória das demandas das unidades consumidores seja maior ou igual a 500 kW. Vale salientar, que a

Tabela 1 – Requisitos para adesão como agente consumidor da CCEE

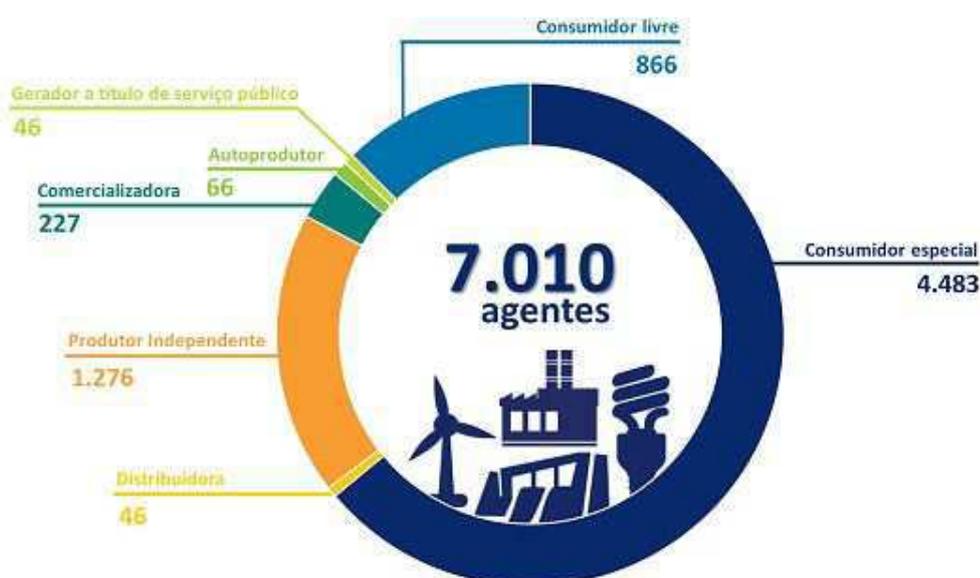
	Demanda Mínima	Tensão mínima de fornecimento	Data de ligação do consumidor
Consumidores Livres	3 MW	69 kV	Até 07/07/95
		-	Após 07/07/95
Consumidores Especiais	500 kW	2,3 kV	-
	Somatório das unidades de 500kW	2,3 kV	-

Fonte: (ANEEL,2004)

união desses empreendimentos devem estar no mesmo CNPJ, ou então empreendimentos que estejam em áreas contíguas, ou seja, mesma área de atendimento. Os consumidores parcialmente livres são aqueles no qual parte da sua demanda é atendida pelo mercado cativo, no entanto devem também cumprir os requisitos apresentados na 1.

Dentro da missão de viabilizar a comercialização de energia elétrica, a CCEE atinge uma marca histórica de mais de 7 mil associados, terminando o primeiro trimestre de 2018 com uma marca de 7.010 agentes, sendo a maioria consumidores especiais, que representam 64% das empresas registradas na instituição (CCEE, 2018a), representado na Figura 4.

Figura 4 – Distribuição de agentes econômicos na CCEE



Fonte: (CCEE, 2018a)

O crescimento do mercado livre é impulsionado principalmente pela adesão dos

consumidores especiais. Os números confirmam a tendência migratória frente ao aumento na tarifa de energia no ACR, a queda no Preço de Liquidações das Diferenças e a simplificação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF). Atualmente a Câmara de Comercialização conta com 321 processos de adesão abertos, sendo que 242 são consumidores especiais, 37 comercializadores, 24 agentes geradores e 18 consumidores livres (CCEE, 2018a).

2.4.2 O Processo de Migração para o Ambiente de Contratação Livre

Os consumidores potencialmente livres podem escolher os ambientes de contratação ACR ou ACL. Conforme definido em legislação e pelo documento *Procedimentos de Comercialização*, a migração de um consumidor cativo para o ACL pode ocorrer em no máximo 6 meses. Concluído os tramites e procedimentos regulatórios para se tornar um agente, o prazo caso o agente deseje retornar ao mercado cativo é de 5 anos, cabendo a distribuidora analisar o possível retorno anterior a este prazo.

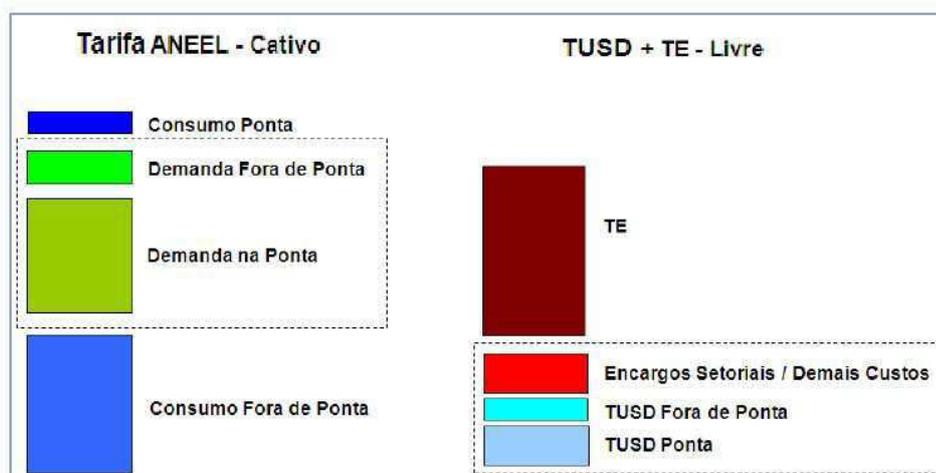
Para o processo de migração é necessário não somente a assinatura de contratos de compra de energia com o fornecedor e contratos de transporte com as distribuidoras, mas também, é de fundamental importância a adequação técnica dos medidores, sistema de comunicação, abertura de conta bancária em banco específico para apuração das liquidações das diferenças, além do acompanhamento dos processos e informações junto a Câmara de Comercialização, pois neste caso, o consumidor é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação, tomando para si a tarefa de administrar suas compras e os riscos associados a ela.

A decisão de migração é uma opção que deve ser levada em consideração as seguintes características: a influência da energia na composição do seu custo total de produção, a estratégia do perfil consumidor, o dimensionamento da vantagem econômica em relação ao ACR, as capacidades de redução ou aumento do consumo quando forem necessários, e as sazonalidades adequadas para evitar *déficit* e penalização na média móvel contratada anual. Também devem ser verificadas as possíveis sobras de energia, que são liquidadas ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) com preços a baixo ou acima dos valores pagos nos contratos, o que resultará em respectivos prejuízos ou benefícios (FLORENZI, 2009).

Dentre os custos de agente da CCEE, estão os encargos, taxas e contribuições setoriais, como por exemplo, os Encargos pelo Serviço do Sistema (ESS), correspondente aos custos da manutenção e confiabilidade do sistema para o fornecimento de energia elétrica, valor este dado em reais por megawatt hora (R\$/MWh). A Figura 5, apresenta a relação entre os custos associados ao ACR e ao ACL.

A migração de um consumidor potencialmente livre para o ACL é determinada principalmente pela diferença de preço das tarifas e custos associados a cada um dos

Figura 5 – Custo ACR x ACL



Fonte: (SOUZA, 2012)

ambientes de contratação. Será visto mais adiante a importância da análise do perfil do consumidor, do mercado atual e dos diferentes tipos de contrato, levando em consideração as adequações técnico financeiras para a realização desses estudos.

3 Os Riscos da Comercialização de Energia nos Ambientes de Contratação

Os riscos associados a compra de energia elétrica para consumidores cativos são praticamente nulos. Isto se dá, pois, os riscos são absorvidos pelas distribuidoras locais no momento em que realizam a compra de lotes de energia elétrica por meio de leilões, assumindo todas as responsabilidades dos contratos de comercialização além das obrigações perante a CCEE. Então, diz-se que os riscos do mercado cativo são apenas as multas aplicadas pelas distribuidoras devido ao impreciso cálculo da demanda contratada ou pelo excesso de reativos do consumidor.

A demanda representa a capacidade máxima de potência que é exigida do sistema elétrico em um determinado período de tempo, e o seu conhecimento é importante para que haja o correto planejamento e manutenção do sistema elétrico. Por isso, as unidades consumidoras informam as distribuidoras quais são as suas demandas, e caso ultrapassem, as mesmas são multadas pelo excedente de potência injetada no sistema. Já a multa por excesso de reativos, mais conhecido como multa por baixo fator de potência, é um erro causado pelo mal dimensionamento das instalações elétricas da unidade consumidora. O baixo fator de potência, relacionado ao fluxo de potência reativa nas linhas de transmissão e distribuição, podem causar problemas associados a estabilidade de tensão (FRANCISCO, 2005). Todavia, as multas impostas pelas distribuidoras podem ser corrigidas em um curto período de tempo e mediante investimentos de baixo custo.

Do ponto de vista do consumidor potencialmente livre, o primeiro risco aparente é o de adentrar ao mercado livre de energia, passar por todos os tramites, adequar-se ao sistema de medição e comunicação da CCEE, e ao fim de todo processo, não conseguir celebrar um contrato que gere uma economia relevante nos custos com a aquisição de energia elétrica para a unidade consumidora. Assim, é necessário o estudos das tarifas e demandas utilizadas, verificar se os fornecedores possuem subsídios governamentais para as tarifas pelo uso do sistema de distribuição e transmissão (TUSD e TUST), isto para um horizonte maior que 1 ano e considerando as previsões hidrológicas do país. Muitas vezes a soma das tarifas TUSD e TUST podem tornar o mercado livre de energia não atrativo (MENDES; MATSUMOTO; AZEVEDO, 2018).

De modo a facilitar o processo de adesão e garantir a segurança de ambas as partes envolvidas no processo, as comercializadoras de energia elétrica atuam como os intermediadores entre os compradores e vendedores. Além de serem os facilitadores, essas companhias têm como atividade principal a gestão dos contratos de compra e venda de seus clientes, reduzindo a possibilidade destes estarem expostos aos riscos e as penalidades

([ABRACEEL, 2018](#)). A primeira comercializadora surgiu em 1998, com a missão de negociar sobras de energia e atender os primeiros consumidores livre. No entanto, as operações de comercialização de energia no mercado livre só vieram a ganhar volume a partir do século XXI ([AUGUSTO, 2007](#)). Em meio aos bons resultados no decorrer dos anos, o número de comercializadoras vem crescendo cada vez mais. Ao longo de 2017, houve o aumento em 28 companhias, uma expansão de 15%. Atualmente, são 222 empresas em operação no segmento ([COSTA, 2018](#)).

Como muitas vezes os contratos de compra de energia não cobrem totalmente as quantidades consumidas, foi criado o mercado spot, ou Mercado de Curto Prazo, que permite o ajuste entre as diferenças da energia contratada e a energia consumida. De maneira simples, a CCEE verifica semanalmente o consumo de energia dos agentes consumidores e compara com o montante de energia contratada pelos mesmos, realizando o balanço energético, conforme a Figura 6.

Figura 6 – Exposição do agente ao MCP



Fonte: Adaptado ([PARENTE, 2016](#))

Caso o agente tenha consumido menos do que contratado, o montante não consumido é recebido pelo agente em R\$/kWh, ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças. Caso o agente tenha consumido mais, o seu excedente é pago a CCEE de acordo com o valor do PLD.

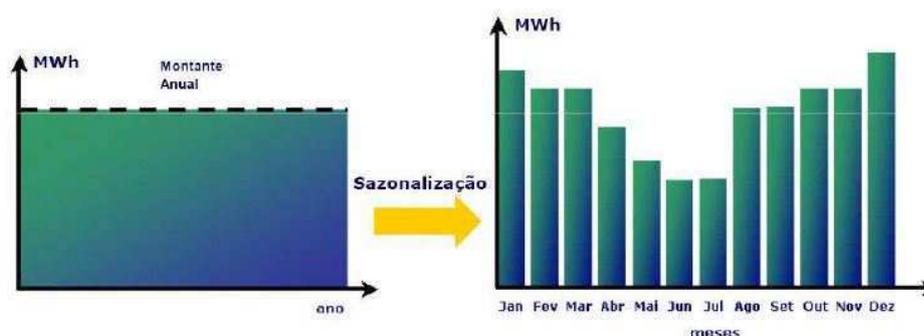
O PLD é o preço que rege as transações no mercado de curto prazo de energia. Ele é baseado no Custo Marginal de Operação (CMO), que é o custo em reais para a produção de 1 MWh, fornecido semanalmente pelo ONS. Os preços praticados no MCP indicam o equilíbrio entre a oferta e a demanda do mercado ([SILVA, 2006](#)). Devido ao modelo de geração de energia apresentado no Brasil, predominantemente hídrico, os valores do PLD podem ser extremamente voláteis, visto que as hidrelétricas dependem da capacidade de água armazenada e das previsões pluviométricas para sua geração ([CASTRO, 2004](#)). Em 2017, os valores do PLD variaram entre uma média mínima de 33,68 R\$/MWh e uma

média máxima de 533,82 R\$/MWh (CCEE, 2017).

Por meio dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Livre, podem ser firmados contratos tais que os agentes consumidores fiquem não expostos ao MCP. No entanto, muitas vezes o preço do PLD é mais baixo e atrativo do que as tarifas desses contratos. Assim, muitos agentes assumem os riscos e optam por comprar parte da energia no mercado *spot*.

Ao firmar um contrato de comercialização no ambiente livre, no próprio sistema da CCEE, o agente consumidor prepara o processo de sazonalização. A sazonalização consiste em alocar, mensalmente, o montante anual de energia contratada, se adequando a variação de consumo ao longo do ano, conforme a Figura 7. Neste processo, os agentes de que desejem assumir riscos, alocam em meses específicos menos recursos, ou seja, os contratos de compra, de tal maneira que, a partir de previsões, consigam usufruir das melhores tarifas oferecidas pelo MCP. No entanto, a CCEE exige que os recursos sejam maiores do que os requisitos. Assim, se analisado o balanço energético dos últimos doze meses do agente, constatar-se que o mesmo obteve menos recursos do que requisitos, o agente é multado em reais por cada MWh excedido fora do contrato de compra. A CCEE penaliza este agente devido a insuficiência de lastro de energia, assunto este discutido anteriormente para o caso das concessionárias e válidas também para os agentes geradores de energia elétrica.

Figura 7 – Processo de sazonalização da energia contratada

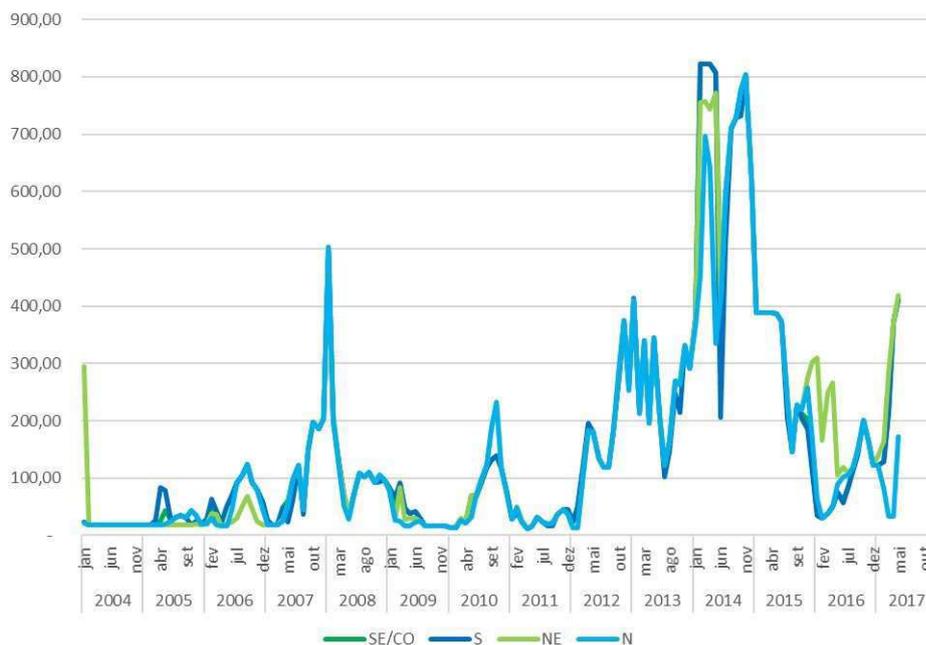


Fonte: (CLÍMACO, 2010)

Como exposto anteriormente, o PLD tem uma alta volatilidade. Variáveis como o PLD vigente, previsão de chuvas e consumo no SIN, demanda e oferta por contratações fazem com que seus preços de energia de longo prazo oscilem (COELHO, 2017). A Figura 8 apresenta o histórico de PLD ao longo dos anos.

A partir da Figura 8, conclui-se que os agentes consumidores livres e especiais expostos ao MCP estão sujeitos a altos preços do PLD, assim como os baixos preços. Analisando a Figura 8, percebe-se que quem contratou energia no ano de 2014 para consumir no ano de 2016, certamente pagou muito mais caro do que um agente exposto

Figura 8 – Variação no preço do PLD



Fonte: (COELHO, 2017)

ao MCP. Além do mais, é provável que este agente pagou muito mais caro, do que quem contratou energia alguns meses depois, visto uma queda considerável no preço do PLD. De maneira análoga, os agentes expostos ao MCP aproveitam os períodos de baixo preço do PLD, as quais são muitas. Cabe ao agente a mitigação desses riscos, buscando estratégias para obter os melhores resultados econômicos frente as incertezas deste mercado. Assim, o acompanhamento do PLD é essencial para uma contratação bem-sucedida, no momento certo e com os menores preços, aumentando a economia da empresa no mercado livre de energia elétrica.

Ainda a Tabela 2 apresenta o valor do PLD referente a primeira quinzena de agosto, valores estes que seguem no máximo para o ano de 2018.

Tabela 2 – Preço do PLD para o período de 04/08/2018 a 10/08/2018

PLD				
Período de 4/8/2018 a 10/8/2018				
	SE/CO	S	NE	N
LEVE	505,18	505,18	505,18	505,18
MÉDIO	505,18	505,18	505,18	505,18
PESADO	505,18	505,18	505,18	505,18

Fonte: BBCE, 2018

Segundo a CCEE ??, os valores apresentados na Tabela 2 são resultado da previsão das afluências abaixo da média. Além disso, tem-se a alta na demanda de 210 MW médios no submercado Nordeste frente a estimativa anterior e também os níveis dos reservatórios cerca de 650 MW médios abaixo da expectativa. Em resumo, tem-se que a previsão das afluência, níveis dos reservatórios e a demanda por energia são os principais fatores que influenciam no CMO do sistema elétrico, e conseqüentemente, no PLD.

4 Formação dos Preços dos Mercados

Os preços do mercado de energia elétrica é função da dinâmica de planejamento e da operação do SIN, no qual o planejador busca ferramentas para obter a expansão a um mínimo custo (SOUZA, 2012). Para o estudo da viabilidade da migração de um consumidor cativo para o mercado livre de energia é importante entender os custos associados a cada tipo de ambiente, em busca de selecionar a melhor opção de contratação. Assim, este capítulo busca compreender as variáveis envolvidas na formação dos preços e das tarifas dos diferentes ambientes de comercialização de energia elétrica.

4.1 Formação de preços no ambiente livre

Os preços praticados no ACL são impactados de acordo com o tipo de contrato, os quais incluem prazos, flexibilidades e tendências de mercado. De uma forma geral, quanto mais detalhado o contrato, mais caro é o preço da energia contratada. Em geral, três tipos de contratos são praticados: longo, médio e curto prazo.

Os contratos de longo prazo são influenciados pelos custos calculados para a expansão do setor, conhecido como custo marginal de expansão (CME), e também do Plano Decenal de Expansão (PDE). O PDE é um documento elaborado pela EPE e voltado para a sociedade, com informações sobre as perspectivas de expansão futura do setor de energia, sob a ótica do governo e num horizonte de 10 anos. Portanto, estes contratos são mais conservadores e mais caros. Geralmente são negociados com prazos acima de 2 anos, com preços acima do PLD dos meses vigentes. Esse tipo de contrato mantém os agentes protegidos contra os reajustes tarifários por parte das distribuidoras, assim como das incertezas do mercado *spot*.

Os contratos de médio prazo, além de serem influenciados pelo PDE e pelo CME, estes consideram os preços praticados nos leilões, como os leilões de energia existente, os quais estimam os valores praticados no futuro para o CMO. O CMO é o preço calculado da geração de uma unidade incremental de energia para atender a um possível acréscimo de carga no sistema. Os contratos de médio prazo variam de 6 meses até 2 anos e são mais baratos que os de longo prazo. Os contratos de curto prazo são ainda mais baratos, no entanto sofrem grande influência do PLD mês a mês, e podem ser negociados de 1 a 6 meses.

Para a determinação do custo de aquisição da energia no ACL não basta firmar apenas o contrato de compra e venda, explicitado anteriormente. Faz-se ainda necessário celebrar os contratos que permitem o uso do sistema de distribuição, o uso do sistema

de transmissão e os custos devido aos encargos cobrados pela CCEE. Além disso, para a migração para o ACL, é necessário o investimento no sistema de medição e faturamento da CCEE.

As tarifas TUSD e TUST são conhecidas como “tarifa fio”, regulamentada pela ANEEL, são relativas ao uso do sistema de transmissão e distribuição. Caso o agente consumidor esteja conectado diretamente ao SIN, esta paga apenas pela TUST. Dentre os encargos cobrados pela CCEE, vale resaltar os decorrentes da manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda de energia no SIN, denominados Encargos de Serviço do Sistema (ESS). Estes valores são pagos por todos os agentes com medição de consumo registrada, na proporção de seu consumo. Os ESS são expressos em R\$/MWh, e são pagos aos geradores térmicos por atenderem a demanda fora da programação (CCEE,). Atualmente há três tipos de de ESS, classificados pela ONS:

1. Encargo por restrição elétrica: ocorre quando há alguma restrição operativa que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema.
2. Encargo por segurança energética: ocorre quando o CMSE determina que a ONS solicite a geração de usinas térmicas para garantir o suprimento nacional.
3. Encargos por ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR): É utilizado para ressarcir a geração das usinas termelétricas para garantir o fornecimento, quando os reservatórios estão próximo de ultrapassar os limites de segurança impostos pela CAR.

4.2 Formação de preços no ambiente regulado

De maneira semelhante ao ambiente de contratação livre, o preço da energia no ACR é determinado pelo Custo Marginal de Operação, Custo Marginal de Expansão, assim como a partir das informações disponíveis pelo Plano Decenal de Expansão. Esses preços são repassados aos consumidores cativos por meio das tarifas reguladas pela ANEEL e aplicadas pelas concessionárias locais de energia elétrica.

Além de representar o preço do montante de energia adquirido nos leilões, as tarifas de energia visam assegurar as concessionárias receita suficiente para cobrir seus custos operacionais e realizar investimentos para expansão da capacidade, garantindo um atendimento de qualidade aos consumidores. Os custos e investimentos repassados as tarifas são calculados pelo órgão regulador, no caso a ANEEL. Neste cálculo várias variáveis são envolvidas, inclusive a de simples comparação entre as tarifas das próprias distribuidoras ou outras referências, tal como internacionais (ANEEL, 2017b). Esses custos são revisados a cada quatro anos por meio das revisões tarifárias. O objetivo das revisões é incentivar as

concessionárias a se tornarem mais eficientes, reduzindo seus custos operacionais a cada ciclo para se adequarem as diretrizes instituídas pelo órgão regulador.

Quando a conta chega ao consumidor, este paga pela compra de energia (custo do gerador), pela transmissão (custo da transmissora) e pela distribuição (serviços prestados pela distribuidora), além de encargos setoriais e tributos. Em resumo, o valor a ser pago pelo consumidor para a distribuidora corresponde a soma das componentes tarifárias, definidas conforme a Figura 9.

Figura 9 – Composição Tarifária



Fonte: (ANEEL, 2017a)

Conforme se observa na Figura 9, os custos de energia representam a maior parcela na conta do consumidor com 53,5%. A menor parcela, de 17% é referente aos custos com a distribuição, de forma a garantir a segurança do fornecimento. Os tributos, com 29,5%, são as taxas cobradas pelo Governo Federal, Estado e Município para o PIS/CONFINS, o ICMS e a contribuição de iluminação pública, respectivamente.

Os Programas de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFIS) são contribuições previstas na Constituição Federal. Esses recursos são destinados aos programas do governo voltados aos trabalhadores e para atender aos programas sociais do governo, como o seguro desemprego, a previdência social, saúde e a assistência social. O Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS), é uma taxa que incide sobre a circulação de mercadorias e serviços e é de competência de cada estado e Distrito Federal, assim, constituem alíquotas diferentes. O ICMS é cobrado diretamente pelas concessionárias, e depois repassadas ao Governo Estadual (SOUZA, 2012).

Os encargos setoriais são todos criados por leis aprovadas no Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no Setor Elétrico Brasileiro. Os encargos estão embutidos na tarifa regulada e são específicos. A Tabela 3, resume os encargos

aplicáveis ao SEB.

Tabela 3 – Encargos aplicados ao SEB

Encargo	Para que serve	Como é calculado
CCC - Conta de Consumo de Combustíveis Lei nº. 5899/1973 Lei nº. 12111/2009	Custear o combustível usado por usinas termelétricas para gerar energia nos sistemas isolados, localizados na região Norte.	Calcula-se a diferença entre o custo total da geração de energia necessária para atender os sistemas isolados e o custo médio da geração equivalente comercializada no ambiente regulado (sistema interligado). Essa diferença é rateada entre todos os consumidores de energia do país.
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) Lei nº. 10.438/2002	Dentre outras finalidades, serve para subsidiar as tarifas de energia dos consumidores de baixa renda e universalizar o atendimento por meio do Programa Luz Para Todos (levar energia a cidadãos que ainda não contam com o serviço).	O custo é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O valor das cotas é calculado pela ANEEL.
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) Lei nº. 9.427/1996 Decreto nº. 2.410/1997	Custear o funcionamento da ANEEL.	A TFSEE é paga por todos os consumidores de energia elétrica. Equivale a 0,5% do benefício econômico anual dos agentes. O impacto aproximado desse encargo nas contas de energia é de 0,28%
PROINFA Lei nº 10.438/2002 Decreto nº 5025/2004	Incentivar a geração de energia a partir de fontes alternativas (eólicas e biomassa) e de pequenas centrais hidrelétricas.	Rateio dos custos e da energia elétrica gerada por meio do programa, levando em consideração o Plano Anual elaborado pela Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRAS).
Reserva Global de Reversão (RGR) Decreto nº 41.019/1957 Lei nº. 5899/1973	Gerar recursos para reversão das instalações utilizadas na geração e transporte de energia em favor das concessionárias, além de financiar a expansão e melhoria do serviço de energia elétrica.	Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual. É pago mensalmente pelas concessionárias de distribuição, geração e transmissão. A RGR é administrada pela ELETROBRAS.
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) Constituição Federal de 1988	Compensar financeiramente a União, estados e municípios pelo uso da água e de terras produtivas necessárias à instalação de usinas para geração de energia.	A CFURH corresponde a 6,75% do valor total de energia mensal produzida por usina (em Megawatt/hora - MWh), multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência (TAR). Do total arrecadado, 45% são destinados aos municípios atingidos pelos reservatórios das usinas e 45% são distribuídos aos estados. Os 10% restantes são repassados à União (3% ao MMA, 3% ao MME e 4% para o FNDCT). A sistemática de distribuição dos royalties é semelhante a da compensação financeira, utilizando-se o valor da energia estabelecido no Tratado de Itaipu, atualizado pela taxa de câmbio do dólar no dia do pagamento e multiplicado pelo número quatro.
Encargos de Serviços do Sistema (ESS) Decreto nº2655/1998	Aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país.	O custo é apurado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e é pago por todos os consumidores aos agentes de geração.
Operador Nacional do Sistema (ONS) Lei nº 9.648/1998 Decreto nº 2.335	Financiar o funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que coordena e controla a operação das geradoras e transmissoras de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).	O valor é definido anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE) Lei nº 9.991/2000 Lei nº 11.465/2007 Lei nº 12.212/2010	Estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à energia elétrica e ao uso sustentável dos recursos necessários para gerá-la.	Distribuidoras devem aplicar 0,5% da receita operacional líquida, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Outros agentes devem investir 1% em P&D

Fonte: (SOUZA, 2012)

Ainda por parte das distribuidoras, e de acordo com o *Submódulo 7.1: Estrutura*

tarifárias das Concessionárias de Distribuição, da ANEEL, as opções de faturamento são divididas em grupos e subgrupos tarifários conforme os montantes de energia contratados, os quais refletem o nível de tensão de alimentação das unidades. A Tabela 4, apresenta esta subdivisão em conjunto com as características horo-sazonais, indicando também os possíveis postos tarifários.

Tabela 4 – Estruturas tarifárias

GRUPO TARIFÁRIO	SUBGRUPO TARIFÁRIO	NÍVEL DE TENSÃO	MODALIDADE	POSTO TARIFÁRIO			
				PONTA	FORA PONTA	INTERM EDIÁRIO	SEM POSTO
A	A1	≥ 230 kV	Azul	X	X		
	A2	88 kV a 138 kV	Azul	X	X		
	A3	69 kV	Azul	X	X		
	A3a	30 kV a 44 kV	Azul	X	X		
			Verde	X	X		
			Convencional				X
	A4	2,3 kV a 25 kV	Azul	X	X		
			Verde	X	X		
			Convencional				X
	AS	< 2,3 kV subterrâneo	Azul	X	X		
			Verde	X	X		
			Convencional				X
B	B1	220/380 V residencial	Convencional				X
			Tarifa Branca	X	X	X	
			Pré-Pagamento	X	X	X	X
	B2	220/380 V rural	Convencional				X
			Tarifa Branca	X	X	X	
			Pré-Pagamento	X	X	X	X
	B3	220/380 V demais classes	Convencional				X
			Tarifa Branca	X	X	X	
			Pré-Pagamento	X	X	X	X
	B4	220/380 V iluminação pública	Convencional				X

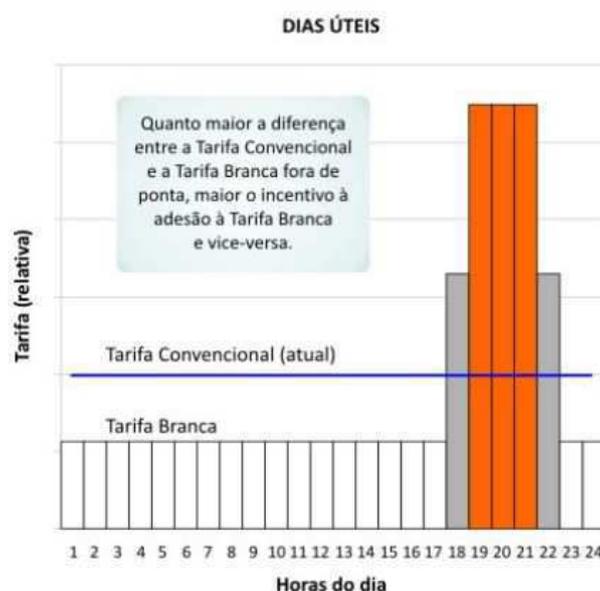
Fonte: (ANEEL, 2018a)

A partir da Tabela 4, vale destacar as opções de modalidade do grupo A. O grupo A é o grupo que geralmente enquadra os consumidores potencialmente livres. Para a análise da viabilidade econômica de migração para o mercado livre, deve-se primeiramente

observar se este consumidor está enquadrado na melhor modalidade tarifária, disponível na Tabela 4, e que resultará na fatura de energia da distribuidora de menor valor. As tarifas azul e verde são ambas aplicadas aos consumidores do grupo A. A tarifa horária azul é caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas do dia. Já a tarifa verde se caracteriza pela tarifa diferenciada de consumo ao longo das horas do dia, mas uma única tarifa de demanda de potência. Assim, para a escolha da melhor opção de faturamento no ambiente cativo, é necessário observar não só o consumo, mas também a curva de demanda da unidade consumidora ao longo do dia.

Outra informação importante é a recente implementação da tarifa branca, com início em janeiro de 2018, e aplicada aos consumidores do grupo B com consumo superior a 500 kWh. O valor dessa tarifa varia ao longo das horas do dia. A Figura 10, apresenta as variações no valor da tarifa ao longo do dia em relação a convencional, atualmente aplicada aos consumidores atendidos em baixa tensão, grupo B.

Figura 10 – Tarifa Branca



Fonte: (ANEEL, 2018b)

Para os clientes que aderirem à nova modalidade, o valor da tarifa vai variar de acordo com três horários: ponta, que é o horário de pico na demanda; intermediário, compreendendo intervalos antes e/ou depois do horário de ponta; e fora de ponta, período de menor consumo de energia. Nos dois primeiros, a energia é mais cara em função da maior demanda. Já no último é mais barata. Nos finais de semana e feriados, apenas a tarifa fora de ponta será aplicada. A tarifa branca é opcional e busca estimular o consumo em horários em que a tarifa é mais barata, diminuindo o valor da fatura no fim do mês e a necessidade de expansão da rede de distribuição para atendimento dos horários de pico.

5 Procedimentos e Resultados

5.1 Metodologia Utilizada

Para o desenvolvimento desta pesquisa foram aplicadas as seguintes etapas:

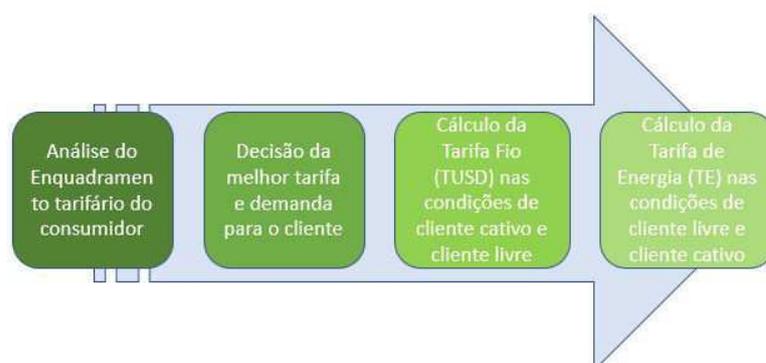
1. Revisão bibliográfica sobre o SEP, com foco no mercado de energia. Salienta-se que esta fase de revisão bibliográfica se estendeu até o final do trabalho, conforme demandas apresentadas no desenvolvimento deste projeto;
2. Em uma segunda etapa foram realizados estudos sobre o faturamento de energia elétrica no mercado cativo;
3. Em uma terceira etapa foram realizados estudos sobre o faturamento de energia elétrica no mercado livre;
4. Em uma quarta etapa foram avaliados os riscos de migração para o mercado livre;
5. Na quinta etapa serão realizados estudos de caso comparativos entre os custos de energia elétrica no mercado livre versus mercado cativo.

Ao consumidor livre, cabe pagar de maneira diferenciada apenas pelo preço da energia adquirida, sendo obrigado a pagar pelo uso da rede da distribuidora de igual modo ao demais consumidores, o que engloba demanda, encargos e energia reativa (SILVA, 2017). Objetivando desenvolver e incentivar as fontes alternativas no processo de produção de energia elétrica, a legislação brasileira criou incentivos para estimular os empreendedores e consumidores a investirem neste segmento de energia. Assim, pela lei nº 9.427, determinado pela ANEEL, é garantido um percentual de redução não inferior a 50% na tarifa TUSD, aplicadas na produção e consumo da energia comercializada (PARENTE, 2016).

Na simulação será considerada um consumidor potencialmente livre pertencente ao grupo A, classe A4, alimentado com um nível de tensão de 13.8 kV, atendido pela Distribuidora Energisa Paraíba. Também será considerado que este consumidor está enquadrado na melhor condição tarifária no mercado cativo, e assim obtendo o menor valor na fatura de energia da distribuidora. Esta análise de enquadramento tarifário é importante pois parte do princípio que o consumidor está na melhor situação como cliente cativo, sem multas por ultrapassagem de demanda e/ou reativos.

A Figura 11 apresenta um fluxograma para o estudo de migração dos consumidores cativos para o mercado livre de energia.

Figura 11 – Fluxograma para o estudo de migração



Fonte: Adaptado (SILVA, 2017)

As duas primeiras etapas apresentadas na Figura 11 compreendem em obter o menor valor da fatura de energia elétrica do consumidor no mercado cativo, face as opções de contratação disponíveis. Já as duas etapas finais compreendem em calcular os valores da fatura para as situações de cliente livre e cativo, e a partir daí fazer a análise da situação mais vantajosa para o consumidor.

5.2 Resultados

Os dados de consumo e demanda médios do consumidor em estudo, calculados durante o período de um ano, são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 – Dados para simulação do consumidor em estudo

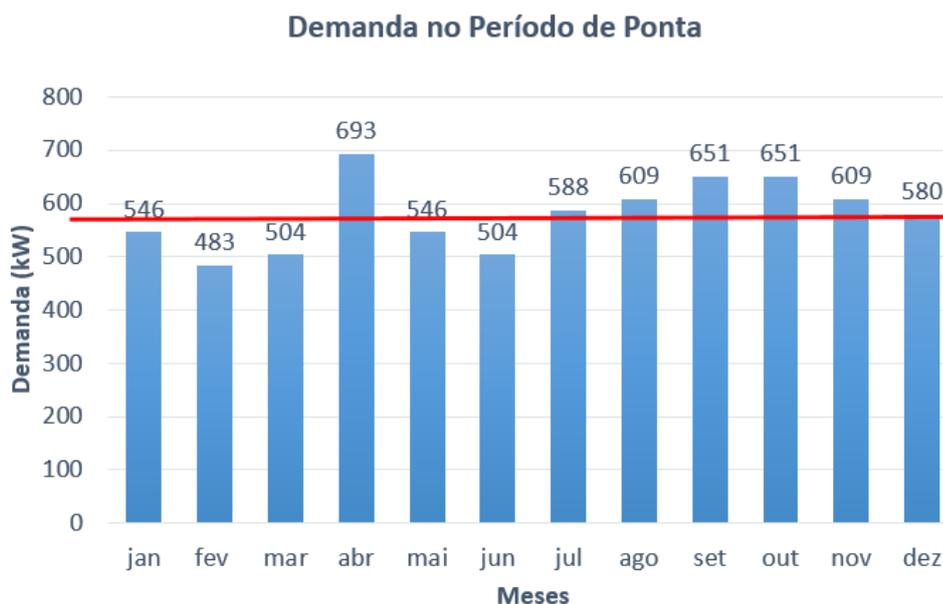
Consumo Ponta	24,675 MWh
Consumo Fora Ponta	371,525 MWh
Demanda Ponta	700 kW
Demanda Fora Ponta	850 kW

Fonte: O próprio autor

A partir dos dados da Tabela 5, pode-se primeiramente realizar os cálculos para observar qual a melhor condição de enquadramento tarifário para este consumidor. No grupo A4, este consumidor tem a opção de faturamento nas modalidades horárias azul ou verde. Atualmente, este consumidor se encontra na modalidade horária verde, no qual não

é faturado a demanda no horário de ponta, ou seja, não é especificado um valor para esta variável. Como na tarifa horária azul o valor da demanda no horário de ponta é relevante, plotou-se gráfico da Figura 12 de forma a adotar a melhor demanda caso o consumidor migrasse para esta modalidade.

Figura 12 – Variação da Demanda ao longo de um ano



Fonte: O próprio autor

A Figura 12 apresenta o histórico de demandas máximas no horário de ponta nos últimos doze meses do consumidor. O valor médio calculado para a demanda é de 580 kW, no entanto, observa-se que em 6 dos 12 meses o consumidor iria pagar multas por ultrapassagem desse limite. Assim, optou-se por adotar uma demanda contratada no horário de ponta de 700 kW, isto de forma a evitar que o consumidor seja penalizado por parte da concessionária. No horário fora ponta, o consumidor tem uma demanda contratada de 850 kW.

Para obtenção dos resultados referente ao enquadramento tarifário utilizou-se as tarifas aplicadas na área de atendimento da distribuidora Energisa Paraíba. Os resultados são apresentados nas Tabela 6 e Tabela 7.

Observa-se das Tabelas 6 e 7 que a diferença entre as modalidades tarifárias para esse consumidor é mínima, no entanto, a tarifa verde ainda é melhor e produz o menor valor da fatura para este cliente. Esta diferença mínima, 3,6% do valor da fatura na tarifa verde, se dá devido à elevada demanda contratada deste cliente no horário de ponta. A tarifa azul para este consumidor seria mais vantajosa a medida que a demanda contratada no horário de ponta fosse menor.

Para realizar a simulação referente a viabilidade econômica de migração para o

Tabela 6 – Simulação para tarifa horária azul

HORÁRIA AZUL	MEDIDO	UNIDADE	TARIFA	UNIDADE	TOTAL
Consumo Ponta	24,675	MWh	366,07	R\$/MWh	R\$ 9.032,78
Consumo Fora Ponta	371,525	MWh	248,55	R\$/MWh	R\$ 92.342,54
Demanda Ponta	700	kW	53,26	R\$/kW	R\$ 37.282,00
Demanda Fora Ponta	850	kW	17,79	R\$/kW	R\$ 15.121,50
TOTAL FATURADO					R\$ 153.778,82

Fonte: O próprio autor

Tabela 7 – Simulação para tarifa horária verde

HORÁRIA VERDE	MEDIDO	UNIDADE	TARIFA	UNIDADE	TOTAL
Consumo Ponta	24,675	MWh	1659,71	R\$/MWh	R\$ 40.953,34
Consumo Fora Ponta	371,525	MWh	248,55	R\$/MWh	R\$ 92.342,54
Demanda Ponta	700	kW	0	R\$/kW	R\$ 0,00
Demanda Fora Ponta	850	kW	17,79	R\$/kW	R\$ 15.121,50
TOTAL FATURADO					R\$ 148.417,38

Fonte: O próprio autor

mercado livre de energia, utilizou-se os preços da energia elétrica obtidos por meio da literatura e em pesquisa em sites das comercializadoras, já que os contratos firmados na CCEE são sigilosos e há pouca informação sobre os mesmos (EMEWE, 2018). Os valores das tarifas geralmente variam entre 180 R\$/MWh e 300 R\$/MWh. Das informações disponíveis, foi adotado uma tarifa no valor de 202,93 R\$/MWh (PARENTE, 2016).

O consumidor em estudo se enquadra nos consumidores livres, com uma demanda contratada menor que 3 MW, e por isso só pode adquirir energia de fontes incentivadas, as quais são as PCHs, eólica, solar e biomassa.

A Tabela 8 apresenta os resultados para o mercado cativo, considerando também os impostos aplicados pelo governo: PIS/COFINS e ICMS.

Vale destacar na Tabela 8 as tarifas TUSD demanda e a TUSD independente. Essas tarifas são cobradas pelas distribuidoras e são cobradas os mesmos valores, independentemente se o consumidor está no mercado cativo ou livre. No entanto, pela Lei nº 9.427 os consumidores podem obter descontos, não inferior a 50%, nas tarifas TUSD demanda ao adquirir energia a partir de fontes incentivadas. A tarifa aplicada ao consumo no horário de ponta e fora ponta é referente apenas a TE.

A Tabela 9 apresenta os valores referentes ao mesmo cliente, agora como agente do mercado livre energia.

Observa-se da Tabela 9 o desconto de 50% aplicado as tarifas de demanda. O

Tabela 8 – Simulação para o consumidor cativo

CATIVO	MEDIDO	UNIDADE	TARIFA	UNIDADE	TOTAL
Consumo Ponta	24,675	MWh	1621,56	R\$/MWh	R\$ 40.011,99
Consumo Fora Ponta	371,525	MWh	190,4	R\$/MWh	R\$ 70.738,36
Demanda Ponta	700	kW	0	R\$/kW	R\$ 0,00
Demanda Fora Ponta	850	kW	17,79	R\$/kW	R\$ 15.121,50
TUSD Ponta	24,675	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 1.434,85
TUSD Fora Ponta	371,525	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 21.604,18
ICMS	25,00	%	-	-	R\$ 37.227,72
PIS	0,8088	%	-	-	R\$ 1.181,87
COFINS	3,7255	%	-	-	R\$ 2.852,62
TOTAL FATURADO					R\$ 190.173,10

Fonte: O próprio autor

Tabela 9 – Simulação para o consumidor livre

LIVRE	MEDIDO	UNIDADE	TARIFA	UNIDADE	TOTAL
Consumo Ponta	24,675	MWh	202,93	R\$/MWh	R\$ 5.007,30
Consumo Fora Ponta	371,525	MWh	202,93	R\$/MWh	R\$ 75.393,57
Demanda Ponta	700	kW	26,63	R\$/kW	R\$ 18.641,00
Demanda Fora Ponta	850	kW	8,895	R\$/kW	R\$ 7.560,75
TUSD Ponta	24,675	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 1.434,85
TUSD Fora Ponta	371,525	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 21.604,18
ICMS	25,00	%	-	-	R\$ 32.410,41
PIS	0,8088	%	-	-	R\$ 1.270,18
COFINS	3,7255	%	-	-	R\$ 3.089,24
CCEE	396,2	MWh	5	R\$/MWh	R\$ 1.981,00
TOTAL FATURADO					R\$ 168.392,47

Fonte: O próprio autor

campo CCEE, agora incluso, representa o custo da administração do mercado livre, uma parcela paga por todos os agentes consumidores e que varia de acordo com seu consumo, valor este obtido também a partir da literatura.

No mercado livre o consumidor firma alguns contratos para garantir o seu fornecimento de energia. O CCEAL é o contrato que permite a escolha do fornecedor, montante de energia elétrica contratada, preço, período de fornecimento, e entre outras flexibilidades. Também é firmado o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), que permite receber a energia contratada utilizando-se do sistema de distribuição da concessionária, tarifada pela TUSD.

Comparando os resultados das duas simulações, percebe-se uma economia média mensal do consumidor no mercado livre de R\$ 21.780,62. Este resultado se mostra interessante e revela uma ótima alternativa em relação ao corte de custos de produção para as empresas que se enquadram nos requisitos exigidos pela CCEE. Contudo, é necessário atentar aos valores dos diferentes contratos firmados, conforme a Tabela 10.

Tabela 10 – Simulação para o consumidor livre (Sem desconto na TUSD)

LIVRE	MEDIDO	UNIDADE	TARIFA	UNIDADE	TOTAL
Consumo Ponta	24,675	MWh	202,93	R\$/MWh	R\$ 5.007,30
Consumo Fora Ponta	371,525	MWh	202,93	R\$/MWh	R\$ 75.393,57
Demanda Ponta	700	kW	53,26	R\$/kW	R\$ 37.282,00
Demanda Fora Ponta	850	kW	17,79	R\$/kW	R\$ 15.121,50
TUSD Ponta	24,675	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 1.434,85
TUSD Fora Ponta	371,525	MWh	58,15	R\$/MWh	R\$ 21.604,18
ICMS	25,00	%	-	-	R\$ 38.960,85
PIS	0,8088	%	-	-	R\$ 1.535,08
COFINS	3,7255	%	-	-	R\$ 4.319,29
CCEE	396,2	MWh	5	R\$/MWh	R\$ 1.981,00
TOTAL FATURADO					R\$ 202.639,61

Fonte: O próprio autor

Nesse caso da Tabela 10 não houve o repasse dos descontos aplicados as tarifas de demanda. Assim, a migração para o mercado livre geraria um prejuízo de R\$ 12.466,51, devido principalmente ao valor demanda contratada no período de ponta. Portanto, é importante observar não só o preço da energia elétrica, mas também os valores referentes ao uso do sistema de distribuição, impostos e tributos.

6 Conclusão

O mercado livre de energia permite que o consumidor escolha o seu fornecedor de energia elétrica em toda a extensão do SIN, conforme sua conveniência, bem como melhor preço, ofertado pelos geradores ou agentes comercializadores. Este presente trabalho de conclusão de curso discutiu as regras e procedimentos gerais do mercado livre de energia, apresentando uma visão geral do setor elétrico e do processo de comercialização.

A compra de energia no ambiente livre oferece riscos não existentes aos clientes cativos. Cabe ao próprio agente, ou as comercializadoras, o gerenciamento dessas variáveis para obtenção dos melhores resultados conforme o perfil do investidor. O consumidor avesso ao risco utiliza-se das flexibilidades contratuais firmados nos contratos de compra e venda para evitar a exposição ao MCP e a possíveis multas por parte da CCEE. Em busca de maiores benefícios, os investidores de risco optam por comprar energia no mercado *spot*, visto o histórico de baixos preços do PLD.

Para a análise de migração de um consumidor cativo para o mercado livre de energia, é necessário entender os custos associados a cada ambiente de contratação. Muitas vezes o cliente cativo não se encontra nas melhores condições de faturamento, tornando a análise comparativa com o mercado livre imprecisa. Primeiramente é necessário condicionar o consumidor cativo à melhor situação financeira com a concessionária, ou seja, manter o cliente no melhor enquadramento tarifário, sem multas por ultrapassagem de demanda e reativos. A partir daí as análises comparativas se tornam mais objetivas.

Os preços praticados no mercado livre, utilizados nos resultados das simulações, foram frutos de pesquisas por meio de sites e trabalhos acadêmicos da área. As simulações supõem um caso simples, encontrado na literatura, em que o consumidor paga o mesmo valor da tarifa de energia independente do horário de consumo, ponta e fora ponta. Devido ao sigilo dos contratos de compra e venda de energia elétrica no mercado livre de energia, não se teve acesso a maiores informações sobre o conteúdo inerente a esses contratos. Esta dificuldade torna as simulações um exemplo um pouco fictício, visto a infinidade de opções e flexibilidades contratuais existentes neste ambiente de compra de energia.

Portanto, conclui-se que a fundamentação teórica juntamente com os resultados das simulações apresentadas neste trabalho são relevantes e oferecem um caminho inicial aos que tenham interesse em trabalhar na área do mercado livre de energia elétrica. O estudo dos riscos de contratação de energia no ACL também são interessantes e podem ser levados adiante, ressaltando, por exemplo, a possibilidade de comprar uma parcela da energia do consumidor no MCP, ou então analisar a volatilidade dos preços deste mercado.

Referências

ABRACEEL. *O papel das comercializadoras*. 2018. Disponível em: <http://www.abraceel.com.br/zpublisher/secoes/mercado_livre.asp?m_id=19151>. Acesso em: 17.5.2018. Citado na página 26.

ANEEL. *Composição tarifária*. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2>. Acesso em: 20.6.2018. Citado na página 32.

ANEEL. *Entendendo a tarifa*. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisao-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 20.6.2018. Citado na página 31.

ANEEL. *Procedimento de regulação tarifária*. 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 21.6.2018. Citado na página 34.

ANEEL. *Saiba mais sobre a tarifa branca*. 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=2&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_assetEntryId=14788022&_101_type=content&_101_groupId=654800&_101_urlTitle=tarifa-branca-perguntas&inheritRedirect=true>. Acesso em: 21.6.2018. Citado na página 35.

AUGUSTO, A. *O livre mercado de energia elétrica brasileiro. Parte IV: As comercializadoras*. 2007. Disponível em: <<http://www.administradores.com.br/artigos/economia-e-financas/o-livre-mercado-de-energia-eletrica-brasileiro-parte-iv-as-comercializadoras/1286/>>. Acesso em: 17.5.2018. Citado na página 26.

CASTRO, M. A. L. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. 2004. Citado na página 26.

CCEE. *Encargos de Serviço do Sistema (ESS)*. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/ess_contab?_afLoop=354073146105214&_adf.ctrl-state=184nviwv92_1#!%40%40%3F_afLoop%3D354073146105214%26_adf.ctrl-state%3D184nviwv92_6>. Acesso em: 27.5.2018. Citado na página 31.

CCEE. *Preços médios do PLD*. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=888261276015&_adf.ctrl-state=10hg8p778q_147#!%40%40%3F_afLoop%3D888261276015%26_adf.ctrl-state%3D10hg8p778q_151>. Acesso em: 27.5.2018. Citado na página 27.

CCEE. *Câmara de Comercialização supera 7 mil agentes e atinge marca histórica*. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_640173&_adf.ctrl-state=164p7urt6e_1&_afLoop=121689944252309#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_640173%26_afLoop%3D121689944252309%26_adf.ctrl-state%3D164p7urt6e_5>. Acesso em: 16.5.2018.

Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

CCEE. *Quem somos? - Razão de ser*. 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/quem-somos/razao-de-ser?_adf.ctrl-state=qo45nejta_5&_afLoop=376093914300955>. Acesso em: 20.6.2016. Citado na página 13.

CLÍMACO, F. G. *Gestão de consumidores livres de energia elétrica*. 113 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade de São Paulo, Março 2010. Citado na página 27.

COELHO, R. *O que é PLD - Preço de Liquidação das Diferenças?* 2017. Disponível em: <<http://grugeen.eng.br/o-que-e-o-pld-preco-de-liquidacao-das-diferencas/>>. Acesso em: 27.5.2018. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

COSTA, L. *Comercializadoras de energia têm fortes ganhos em 2017*. 2018. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/economia/comercializadoras-de-energia-tem-fortes-ganhos-em-2017/>>. Acesso em: 18.5.2018. Citado na página 26.

EMEWE. *Dashboard*. 2018. Disponível em: <<http://emeweenergia.com.br/pt/dashboard-emewe-edicao-1162018/>>. Acesso em: 29.6.2018. Citado na página 39.

FRANCISCO, G. de S. *Avaliação de ferramentas de análise de estabilidade de tensão*. 163 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Itajubá, 2005. Citado na página 25.

GOMES, L. L.; LUIZ, I. G. Valor adicionado aos consumidores livres de energia elétrica no Brasil por contratos flexíveis: Uma abordagem pela teoria das opções. *REAd-Revista Eletrônica de Administração*, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, v. 15, n. 2, 2009. Citado na página 13.

MAGALHÃES, G. d. S. C. *Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 13.

MENDES, D. F.; MATSUMOTO, L. Y. N.; AZEVEDO, T. P. Riscos do mercado livre x mercado cativo. 2018. Citado na página 25.

PARENTE, G. V. U. *Novo modelo do setor elétrico brasileira: Mercado livre de energia*. 45 p. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal de Campina Grande, Outubro 2016. Citado 3 vezes nas páginas 26, 36 e 39.

SILVA, A. T. C. d. Estudo de casos sobre a migração de consumidores do mercado cativo de energia elétrica para o mercado livre. UFMA, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 36 e 37.

SILVA, E. L. da. Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems—the brazilian case. *Energy Policy*, Elsevier, v. 34, n. 15, p. 2002–2011, 2006. Citado na página 26.

SOUZA, H. P. D. de. *Comercialização de energia elétrica na visão do consumidor potencialmente livre: Uma abordagem baseada em dinâmica de sistemas*. 226 p. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Paraná, Outubro 2012. Citado 5 vezes nas páginas 21, 24, 30, 32 e 33.

TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. [S.l.]: Synergia, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

TORRES, R. C. Avaliação de portfólios de contratos de compra e venda de energia elétrica: Uma abordagem pela teoria de opções. *Rio de janeiro*, 2006. Citado na página 13.