

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Departamento de Energia

Larissa Abreu Araujo

**Inserção no mercado livre e adequação tarifária: Um estudo de caso de uma
indústria do setor alimentício**

Juiz de Fora
2019

Larissa Abreu Araujo

Inserção no mercado livre e adequação tarifária: Um estudo de caso de uma indústria do setor alimentício

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia da Universidade Federal de Juiz de Fora , como requisito para obtenção do título Engenheira Eletricista.

Orientador: Cristiano Gomes Casagrande

Juiz de Fora

2019

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Abreu Araujo, Larissa.

Inserção no mercado livre e adequação tarifária: Um estudo de caso de
uma indústria do setor alimentício / Larissa Abreu Araujo. – 2019.
49 f. : il.

Orientador: Cristiano Gomes Casagrande

Trabalho de conclusão de curso – Universidade Federal de Juiz de Fora,
Faculdade de Engenharia. Departamento de Energia, 2019.

1. Mercado de Energia. 2. Tarifação. 3. Indústria. I. Gomes Casagrande,
Cristiano, orient. II. Título.

Larissa Abreu Araujo

Inserção no mercado livre e adequação tarifária: Um estudo de caso de uma indústria do setor alimentício

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Energia da Universidade Federal de Juiz de Fora , como requisito para obtenção do título Engenheira Eletricista.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Cristiano Gomes Casagrande, Dr. Eng. -
Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Igor Delgado de Melo, Dr. Eng.
Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dalmo Cardoso da Silva Junior, M. Eng.
Centro de Ensino Superior de Juiz de Fora

Aos meus avós, que me mostraram que família é a base de tudo

AGRADECIMENTOS

Agradeço em especial aos meus pais, Lande e José, pelo exemplo de determinação perante a vida e pelo apoio em cada uma de minhas conquistas. Aos meus irmãos, Bernardo, Arthur e Geovanna, por me mostrarem o lado mais doce da vida.

Ao orientador Cristiano Gomes Casagrande, pela oportunidade e desafio ao me aceitar como orientanda no presente trabalho.

Aos meus amigos, pela compreensão quando fui ausente. Em especial a Maria, Achila e Thaisy, que me acompanharam nessa caminhada e que entendem o valor de cada vitória dentro da faculdade de engenharia.

Ao meu namorado, Alan, que me incentivou durante todo esse processo de escrita, que me inspira confiança e crê na melhor versão que eu posso ser, juntos somos $1 + 1 = 3$.

As amadas primas, Ludmila, Thais e Luana, por ser família com sentimento de amizade.

Aos companheiros de trabalho, com vocês eu encontrei minha vocação, aprendi sobre profissionalismo, liderança, e que juntos somos parte de algo maior.

Aos companheiros de curso e professores que de alguma forma ajudaram na conquista deste objetivo.

“No fim das contas, nós somos as nossas escolhas”
(Jeff Bezos, discurso feito durante cerimônia de formatura da Universidade de Princeton,
30 de maio de 2010)

RESUMO

Nas últimas décadas o setor elétrico brasileiro vem evoluindo em decorrência do aumento da demanda e da necessidade de um setor mais eficiente. Um novo modelo institucional foi iniciado na década de 1990, com alguns ajustes ao longo dos anos. Esta nova estrutura propõe uma esfera competitiva e, como consequência, um setor operando com maior confiabilidade. A nova dinâmica é caracterizada pela formação de ambientes livres de contratação de energia, onde o consumidor tem diferentes opções de fornecedores ao necessitar contratar uma geradora para suprir sua demanda. Em consequência, seu custo final, via de regra, tende a diminuir, e os geradores, na tentativa de atrair esse possível consumidor, irão oferecer serviços melhores a preços mais baixos, assim estimulando competição entre geradores para oferecer o melhor custo benefício aos seus interessados. O presente trabalho objetiva explicar a formação do atual mercado livre, os agentes e as formas de comercialização de energia, assim como explicar como funciona o sistema de tarifação ao consumidor, o que compõe a tarifa, valores fixos e valores variáveis de acordo com o contrato feito via mercado livre. Por fim, apresenta-se um estudo de caso comparativo entre tarifações de um consumidor livre, mostrando como o tipo de tarifação pode afetar seu custo final e como a negociação via mercado livre, direto com o gerador, leva a um menor valor pago na conta de energia ao se comparar com o preço estabelecido pela distribuidora.

Palavras-chave: Mercado Livre de Energia. Tarifação. Energia Elétrica.

ABSTRACT

In the last decades the Brazilian electric sector has been evolving as a result of the increase in demand and the need for a more efficient sector. A new institutional model was started in the 1990s, with some adjustments over the years. This new structure proposes a competitive sphere and, as a consequence, a sector operating with greater reliability. The new dynamic is characterized by the formation of free energy contracting environments, where the consumer has different supplier options when he needs to hire a generator to supply his demand. As a result their final cost, as a rule, tends to decrease, and generators in an attempt to attract this potential consumer will offer better services at lower prices, thus stimulating competition between generators to offer the best cost benefits to their stakeholders. The present work aims to explain the formation of the current free market, the agents and the forms of commercialization of energy, as well as explain how the system of consumer pricing works, which composes the tariff, fixed values and variable values according to the contract made via the free market. Finally, a comparative case study between a free consumer's tariffs, showing how the type of charging can affect its final cost and how the free market negotiation with the generator leads to a lower value paid in the energy bill when compare with the price established by the distributor.

Key-words: Energy Free Market. Charging. Electricity.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	18
Figura 2 – Ambientes de contratação de energia elétrica	19
Figura 3 – Mercado de liquidação de diferenças	20
Figura 4 – Postos tarifários ao longo do dia	28
Figura 5 – Comparativo entre tarifa convencional e tarifa branca	29
Figura 6 – TUSD – Função de Custos e Componentes Tarifários	31
Figura 7 – TE – Função de Custos e Componentes Tarifários	31
Figura 8 – Composição da tarifa de energia	33
Figura 9 – Demanda contratada e efetiva ao longo de 2016 no horário de ponta . .	36
Figura 10 – Demanda contratada e efetiva na ponta em 2017	39
Figura 11 – Demanda contratada e efetiva fora de ponta em 2017	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
MAE	Mercado Atacadista de Energia
CMO	Custo Marginal de Operação
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
UHE	Usina Hidrelétrica
TD	Tarifa de Demanda
TC	Tarifa de Consumo
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TE	Tarifa de Energia
PIS	Programa de Integração Social
CONFINS	Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	12
1.2	MOTIVAÇÃO	13
1.3	OBJETIVO	14
1.4	METODOLOGIA	14
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	MERCADO DE ENERGIA	16
2.1	CONCEITO	16
2.2	MODELO DE MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO	17
2.3	PRECIFICAÇÃO	20
2.4	O CONSUMIDOR	22
3	TARIFAÇÃO	23
3.1	DEMANDA	23
3.2	CONSUMIDORES	24
3.3	SAZONALIDADE	25
3.3.1	Horários de Ponta	25
3.3.2	Horários Fora de Ponta	25
3.3.3	Período Úmido	25
3.3.4	Período Seco	25
3.4	MODALIDADES TARIFÁRIAS	25
3.4.1	Tarifa horária azul:	26
3.4.2	Tarifa horária verde:	27
3.4.3	Tarifa horária branca:	27
3.5	BANDEIRAS TARIFÁRIAS	28
3.6	COMPOSIÇÃO DA TARIFA	30
3.6.1	Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	30
3.6.2	Composição da Tarifa de Energia	30
3.7	CUSTO DE ENERGIA	32
4	ESTUDO DE CASO INDUSTRIAL	34
4.1	METODOLOGIA DO ESTUDO	34
4.2	COMPARATIVO ENTRE MODALIDADES TARIFÁRIAS	35
4.3	COMPARATIVO ENTRE MERCADO LIVRE E MERCADO CATIVO	43
4.4	DISCUSSÃO SOBRE ESTUDO DE CASO	43

5	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	47

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O Brasil vivenciou durante os anos de 50, 60 e 70, no século XX, um período de prosperidade no setor energético em virtude de investimentos em infraestrutura. Durante esse tempo, o desenvolvimento rápido a custos baixos, a geração e a produção de energia elétrica obtiveram significativo progresso tecnológico no setor. Na segunda metade da década de 1950, durante o Plano de Metas do governo Kubitscheck, destacaram-se três pontos principais, dos quais o primeiro foi um investimento por parte do estado em infraestrutura, destacando-se os setores de transporte e energia elétrica. O segundo estimulou o aumento de produção de bens intermediários, e o terceiro contemplou os incentivos à introdução dos setores de bens duráveis e de capital. Neste contexto, o setor elétrico foi privilegiado, dado o objetivo de ampliar a capacidade de produção do país. Tal expansão foi possível pela facilidade de obtenção de recursos financeiros obtidos de outros países e pela disponibilidade dos recursos hidrelétricos próximos aos mercados consumidores, o que permitiu o aumento de disponibilidade do setor (IRFFI *et al.*, 2009).

Até a década de 70, havia um monopólio verticalmente integrado e bem sucedido em todas as partes do mundo, que foi reestruturado devido às ineficácias observadas nessa composição industrial. A reforma estabelecida teve como marco inicial mudanças nas estruturas de mercado existente naquele período. No âmbito nacional, já em 1962 o Brasil criou a Eletrobras, possibilitando a integração do setor elétrico e participação de empresas públicas no setor, ao mesmo tempo em que gerou um novo modelo de estrutura e operação da indústria de energia elétrica brasileira (MALAGUTI, 2009).

De acordo com GOLDENBERG e PRADO (2003), esse modelo pregava forte intervenção estatal, mas não totalmente centralizado. Esses fatores combinados à carência de investimento externo, baixo crescimento econômico no país e a explosão das taxas de juros norte-americanas levou à crise do setor.

A partir de meados da década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças com o início da implementação do novo modelo de mercado. O marco inicial da reforma foi a regularização de dívidas do setor (TAMAROZI, 2002).

Nessa época o governo federal adotou como alternativa prioritária para solução da falta de recursos do Estado, medidas para impulsionar o retorno de iniciativas privadas no setor elétrico, pois assim aumentaria a competição e efetivação do chamado Plano Nacional de Desestatização - PND (COOPERS LYBRAND, 1997).

O novo modelo se caracterizou principalmente pela reestruturação do modelo monopolista com tarifas fixadas com base nos custos para uma nova proposta que visava a competição de preços a serem determinados pelas forças do mercado. Esta mudança deixou

o setor de energia mais frágil aos riscos inerentes do setor, pois esses afetam diretamente os agentes envolvidos (TAMAROZI, 2002).

O racionamento de 2001 com a subsequente crise financeira vivenciada em 2002 demonstraram que a reforma setorial da indústria de Energia Elétrica Brasileira (IEB) não adequou um modelo de mercado liberalizado à estrutura predominante hidrelétrica do país ocorrida na década de 1990. Durante os anos de 2004 e 2005 houve um intenso debate sobre o futuro do setor de energia elétrica nacional e a capacidade do novo modelo institucional para garantir a expansão da oferta. Esse debate visava evitar que o país entrasse em uma nova crise de suprimento de energia em 2009 ou 2010 (ARAÚJO, 2001).

PIRES e PACCININI (1998) acreditavam na necessidade do Brasil por um regime de monopólio natural, onde a regulação tarifária é um dos aspectos para a regulamentação dos serviços públicos. Desta forma há garantia de rentabilidade do investidor e da prestação de serviços de acordo com a necessidade de consumidor. Esta teoria econômica denomina monopólio natural como todos os setores que proveem ao mercado um menor custo.

Tal aspecto apresentado demonstra grande relevância para o setor elétrico pois descreve o comportamento de demanda e procura, permitindo a fortificação do segmento de produção de energia elétrica. Como consequência ocorre a junção entre monopólio natural e competitividade que descrevem o setor. Tais aspectos impactam o modelo tarifário que será discutido adiante neste trabalho.

1.2 MOTIVAÇÃO

O Mercado Livre de energia possibilitou a abertura de comercialização de energia, através de contato direto entre geradores e potenciais consumidores, estes podendo ser distribuidores ou consumidores livres. Desta forma, um novo conceito de inovação e concorrência foi inserido no setor elétrico, abrindo um leque de possibilidades e arranjos no que tange eficiência e redução de custos para consumidores finais.

Tal reforma impactou diretamente a forma como a tarifa é repassada ao consumidor final, de forma que continue a permitir justa remuneração de capital investida em serviços de distribuição, melhoramento e expansão dos serviços prestados, e equilíbrio econômico e financeiro do setor.

O estudo da tarifação de energia elétrica trará uma avaliação do consumo de energia, evidenciando como tal consumo pode ser mais eficiente, consequentemente o seu impacto econômico. Do ponto de vista do consumidor de grande porte, um estudo bem feito pode significar reduções consideráveis no seu gasto variável, sem afetar sua produtividade, justificando sua importância.

1.3 OBJETIVO

A chegada da comercialização de energia no mercado brasileiro possibilita geradores e consumidores a negociarem energia entre si. É notório, a necessidade dos envolvidos em compreender e quantificar seu ganho associados a comercialização de energia elétrica.

O objetivo deste trabalho de conclusão de curso é apresentar a dinâmica que compõe o mercado livre de energia. A princípio, os agentes que regulamentam o sistema, seguido pela forma de comercialização até a formação de preço, celebrado via contrato entre o comprador e o vendedor de energia elétrica.

Adicionalmente este trabalho também engloba principalmente os conceitos de tarifação, para que possa ser entendido como o valor comercializado via mercado livre será tarifado. Tais conceitos abordam métodos de cálculo do valor parcial da fatura incidente sobre o consumo de energia elétrica. Desta forma, é possível analisar o consumo de energia elétrica de uma indústria de grande porte, do setor alimentício, utilizada como estudo de caso, e verificar se a modalidade de tarifa horossazonal atualmente contratada é realmente a mais vantajosa, e qual perspectiva de economia pode ser observada ao se optar por contratos mais eficientes. Por fim, também é apresentada a estimativa de economia que a unidade obtém ao se comercializar sua energia livremente, e não como consumidora cativa da distribuidora local.

1.4 METODOLOGIA

Para o presente trabalho, a metodologia aplicada baseia-se na análise bibliográfica em diversas fontes de caráter informativo. Toda bibliografia julgada de caráter relevante foi incluída, sendo elas jornais, pesquisas, artigos impressos ou disponíveis na internet a fim de compor um conjunto de informações sobre o tema.

Utilizou-se também dados disponibilizados de um indústria alimentícia para realizar um estudo de caso comparativo e demonstrativo da teoria proposta pelo presente trabalho.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho encontra-se organizado em cinco capítulos, incluindo este capítulo introdutório. No capítulo 2, são abordados diversos conceitos relacionados à organização do mercado de energia: principais aspectos que compreendem o mercado, sua evolução para se tornar cada vez mais competitivo. Ainda neste capítulo é apresentado o modelo utilizado no mercado brasileiro, e as principais características que envolvem os leilões dentro do mercado de energia e sua aplicação para tornar o mercado cativo e livre mais competitivo.

O capítulo 3 aborda de forma detalhada o princípio da tarifação, seus conceitos

gerais consolidados pela ANEEL que estabelecem condições gerais de fornecimento de energia elétrica cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores.

No capítulo 4, apresenta-se um estudo de caso com base nos dados de consumo de energia elétrica da uma indústria alimentícia, assim como valores pagos à distribuidora. Em posse desses dados é feita uma comparação entre tarifa horossazonal azul e tarifa horossazonal verde, expondo o melhor panorama técnico e econômico para contratação de demanda de energia. Adicionalmente, neste capítulo é explorado, via cálculos, a economia de despesas com energia elétrica quando a indústria deixa de ser um consumidor cativo e passa a adquirir sua energia via mercado livre de energia.

Por fim, o capítulo 5 apresenta as conclusões finais do trabalho proposto e sugestões de trabalhos futuros.

2 MERCADO DE ENERGIA

2.1 CONCEITO

Ao longo da cadeia produtiva de energia, existe um conjunto de regras que regem a organização e regulamentação no mercado de eletricidade. Essas regras criam um mecanismo de forma a garantir o balanço entre oferta e procura. As experiências externas com as reformas no setor elétrico ao redor do mundo mostra que é necessário a introdução de competição para garantir a linearidade entre a oferta e procura por energia elétrica. Dessa forma, a introdução de concorrência na indústria de rede elétrica em pontos específicos da cadeia produtiva têm gerado efeitos coordenados entre a produção, o consumo e a comercialização de energia, mostrando a conexão entre segmentos não competitivos com outro potencialmente competitivo.

Dessa forma, na década de 90, o setor elétrico brasileiro sofreu uma reestruturação, e a principal medida adotada na época foi a ramificação da cadeia produtiva, onde empresas distintas iriam operar uma determinada atividade; comercialização, geração, transmissão e distribuição. De acordo com VINHAES (2003), a orientação da reforma do setor elétrico com melhores sinais de ganhos em eficiência propõe a divisão entre setores competitivos, que são os que arrecadam mais investimentos privados na expansão de energia e ainda, a regulamentação nos segmentos com características de monopólios naturais, tal como ocorreu em outros países.

Em 1997, o discurso inicial dizia que as privatizações deveriam ser precedidas de um sistema regulatório que fosse capaz de promover competição onde necessária, e quando não fosse possível, garantir eficiência e qualidade atuando de forma regulatória e autonomia decisória (CORREIA MELO, COSTA e SILVA; 2006). Em agosto daquele ano foi criado o Conselho Nacional de Política de Energia (CNPE) para o desenvolvimento da política nacional no âmbito de energia; seus membros em maioria são ministros do governo federal e sua finalidade consiste em viabilizar a utilização de recursos energéticos de forma a atender à demanda do Brasil.

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o principal órgão regulador do setor energético do Governo Federal, e preside o CNPE; sua atribuição principal é a atribuição do estabelecimento de políticas, diretrizes e regulamentos que regem o setor elétrico. O MME assumiu algumas atribuições que antes eram da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem o processo de licitação para concessões de instalações elétricas e serviços públicos.

A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, vinculada ao MME, é um sistema independente que fiscaliza todos os serviços associados ao sistema elétrico brasileiro. Dentre as atribuições da ANEEL destaca-se: (i) regular a produção, transmissão, distribuição

e comercialização de energia; (ii) fiscalizar as concessões, permissões e serviços de energia elétrica; (iii) implementar políticas e diretrizes do governo federal ligadas a exploração e aproveitamento de potenciais hidroelétricos; (iv) estabelecer tarifas; (v) impedir divergências, de forma administrativa, entre agentes (vi) por delegação do Governo Federal, promover concessão, permissão e autorização para empreendimentos e serviços de energia. (ANEEL, 1997)

Sob fiscalização da ANEEL, em 1998, foi criada o ONS, Operador Nacional do Sistema, responsável pelo despacho das operações ligadas a geração e transmissão de energia elétrica. Com o objetivo de garantir o suprimento contínuo de energia em todo país, a entidade (i) promove a otimização da operação do sistema eletroenergetico, visando a relação custo x benefício, levando em conta os critérios de confiabilidade estabelecidos pela ANEEL; (ii) garante de forma não discriminatória acesso a rede de transmissão para todos os agentes elétricos; (iii) contribui para que a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) aconteça com menor custo e com melhores condições operacionais no futuro. (ONS,2004)

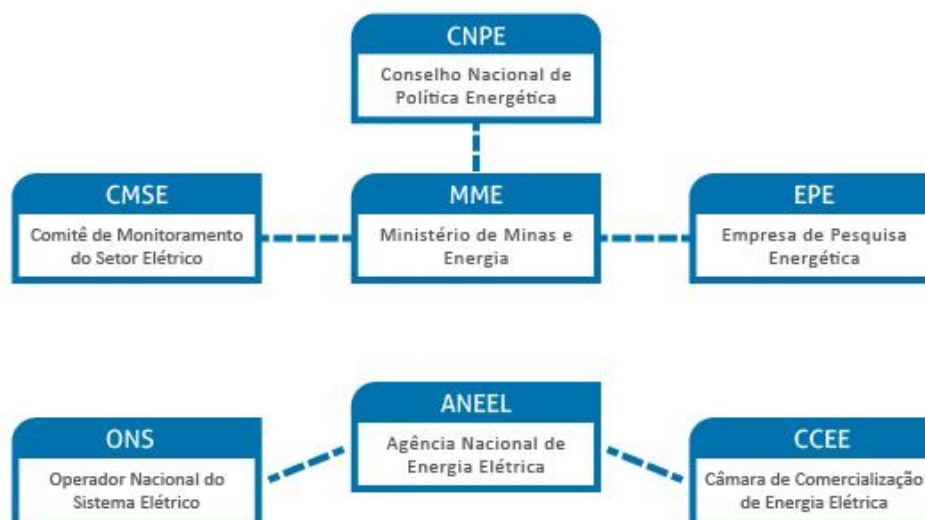
Sem personalidade jurídica, também em 98 foi criado o MAE, Mercado Atacadista de Energia, com função de intermediar as transações de compra e venda de energia, contabilização a formação de preços que reflita o custo marginal do sistema (CMO) para os subsistemas do país, (NORTE/NORDESTE/CENTRO-OESTE/SUL).

Em 2004, com o Novo Modelo do Setor Elétrico, continuou com o poder de formulações políticas através do Ministério de Minas e Energia (MME), com acessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional. Preservou a ANEEL e a ONS, e criou novas instituições. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE) e responsável pela negociação de energia no mercado livre, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja função é realizar estudos e planejamento de longo prazo no setor e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que acompanha a segurança do suprimento de energia elétrica em território nacional. A interação entre esses órgãos regulatórios pode ser esquematizada pela figura 1.

2.2 MODELO DE MERCADO DE ENERGIA BRASILEIRO

O governo brasileiro, através das leis aprovadas em 2004, definiu as diretrizes após o Novo Modelo do Setor elétrico, de forma a garantir menor fragilidade no setor elétrico. Neste novo modelo regulatório existem agentes do governo responsável pela política, regulação, operação centralizada e comercialização de energia. Tais agentes segundo KIRSCHEN (2004) assumem os seguintes papéis: (i) Companhias geradoras – responsáveis por produzir e vender energia elétrica, de um ou mais tipos de tecnologia; (ii) Companhias de transmissão – operam o sistema de transmissão de acordo com instruções

Figura 1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: CCEE, 2018

do operador do sistema; (iii) Companhias de distribuição – donas e operadores das redes de distribuição; (iv) Operador independente do sistema - mantém a segurança do sistema; (v) Regulador – Garante a eficiência da operação do sistema, ainda aprova as regras que regem o mercado de energia, além de determinar preços que irão vigorar no mercado; (vi) Operador de mercado – contabiliza lances e ofertas do mercado; (vii) Varejistas – compram e vendem energia para os consumidores que não têm o direito de participar de leilões de energia. (viii) Grandes consumidores – compram energia diretamente no mercado livre de energia; (ix) Pequenos consumidores – compram energia de varejistas ou recebem através das distribuidoras.

De acordo com MAYO (2013), a interação desses agentes formam o modelo de mercado de energia brasileiro, onde a comercialização de energia acontece em dois ambientes distintos:

- O ambiente de contratação regulada (ACR), é definido como o ambiente onde os consumidores cativos (distribuidores), celebrarão contratos denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) adquirindo energia para suprir a totalidade do consumo de seus clientes. Este tipo de contratação é firmada através dos contratos bilaterais de energia, regulamentados pelo governo por meio de legislação específica.

- O ambiente de contratação livre (ACL), caracteriza-se como o ambiente onde consumidores tem prerrogativa livre de negociar sua demanda de energia através de contratos. Neste mercado estão presentes geradores, comercializadores e consumidores, que negociam contratos livremente entre si.

Figura 2 – Ambientes de contratação de energia elétrica



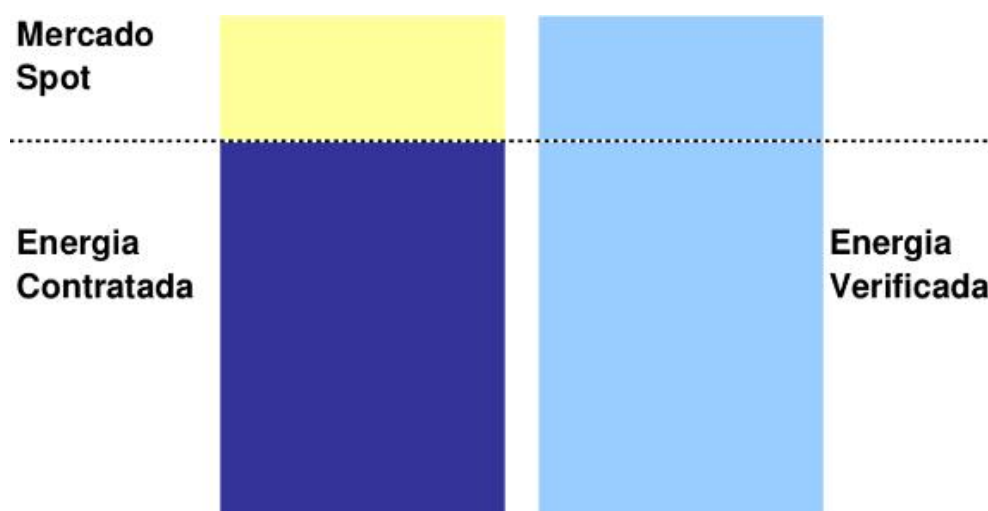
Fonte: Energisa

Os agentes geradores, sejam eles concessionários do setor público de geração, autoprodutor ou produtor independente de energia, ou até comercializadores podem vender energia tanto no mercado livre quanto no regulado, garantindo assim o caráter competitivo da geração. E qualquer contrato, sejam no ACR ou ACL são registrados na CCEE e servem como base de dados para contabilização e liquidação das diferenças energéticas no mercado de curto prazo. Esta visão pode ser exemplificada através da figura 2.

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) participam os agentes vendedores e os agentes de distribuição de energia elétrica. De acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, para garantir o atendimento de 100 % de sua demanda, sujeito à penalidades em caso de não cumprimento, os agentes de distribuição podem adquirir energia das seguintes formas: (i) leilões de compra de energia de empreendimentos de geração novos e já existentes no mercado; (ii) de geração distribuída, não ultrapassando 10% do montante do mercado distribuídos, desde que haja chamada prévia pública realizada pelo próprio agente; (iii) itaipu binacional; (iv) usinas que produzem energia a partir de fontes renováveis de energia como pequenas centrais hidroelétricas, eólicas e a partir de biomassa contratadas através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

No ambiente de contratação livre participam agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia elétrica; neste ambiente as

Figura 3 – Mercado de liquidação de diferenças



Fonte: CCEE

transações são feitas através de contratos bilaterais, onde há liberdade para estabelecer tanto o preço de negociação, quanto a quantidade de energia comercializada. Estes contratos são firmados de acordo com os parâmetros estabelecidos por lei, pela resolução normativa da ANEEL e pelos decretos instituídos pela CCEE.

As relações comerciais estabelecidas tanto no ACL quanto no ACR são regidas predominantemente por contratos de compra e venda, que devem ser registrados na CCEE. Esses registros incluem informações sobre as partes envolvidas, montante acordado e tempo vigente, não sendo necessário especificar o preço da energia comercializado.

Após fechados os acordos no ACR e no ACL, a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi contratado e o que foi consumido, as diferenças sendo elas positivas ou negativas são abatidas no Mercado de Curto Prazo (MCP), mercado 'spot', observado pela figura 3.

A diferença entre a energia contratada e a energia verificada são valorizadas ao Preço de Liquidação de Diferenças ou PLD, este preço é definido semanalmente de acordo com o patamar da carga e o submercado analisado, sua base é o custo marginal do sistema, onde o valor mínimo corresponde ao custo operacional da UHE de Itaipu e limitado ao custo operacional da UHE mais cara do sistema com potência acima de 65MW.

2.3 PRECIFICAÇÃO

Indústrias realizam um estudo de previsão de consumo de eletricidade ao longo dos anos futuros. Através desta estimativa celebram contratos para abastecimento de energia pela CCEE. Ao chegar próximo à data de vigência dos contratos, a estimativa de consumo pode ser diferente da projetada, podendo haver excesso de energia contratada ou falta.

Essas diferenças serão abatidas no Mercado de Curdo Prazo e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é a forma de valorizar a compra e venda neste mercado. A formação do preço da energia comercializada do mercado de curto prazo se faz através de dados do ONS que visam otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

O parque de geração nacional é predominantemente hidráulico, dessa forma, o preço da energia elétrica está diretamente ligada ao regime pluviométrico do país. Como essa previsão não é exata, faz-se necessário o uso de modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm objetivo de encontrar a solução ótima, ou seja, o encontro entre o benefício presente no uso da água para gerar energia ou benefício futuro do seu armazenamento, medido em termos de economia ao utilizar outras fontes de energia, principalmente termelétricas.

No curto prazo, o custo é medido a partir da Função de Custo Imediato (FCI) e sua premissa mais econômica, ou a “custo zero” é em caso de total utilização da energia hidrelétrica disponível, pois a geração de energia a partir de fontes hídricas não acarreta custos, conseqüentemente minimiza o uso de energia provinda de combustíveis. Nesta condição aumenta os riscos de déficit de futuro, medido pela Função de Custo Futuro (FCF), ou seja, a medida que o nível do reservatório abaixa, será priorizado o uso de gerações térmicas com custos crescentes.

O despacho das usinas, hidrelétricas ou térmicas, será em função da demanda de energia, combinado com as condições hidrológicas, preços de combustível, e na disponibilidade das linhas de transmissão. E o resultado ótimo encontrado através do modelo de precificação resulta no despacho do período para cada submercado. Assim, é determinado o Custo Marginal de Operação (CMO) do período para cada patamar de carga e submercado.

O valor do PLD é determinado semanalmente para cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste/Sul) com base no CMO, limitado por um preço mínimo e máximo vigentes para cada período de apuração. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão entre submercados, não sendo consideradas restrições internas de cada submercado.

A metodologia de precificação do PLD é operacionalizada através do NEWAVE e DECOMP, sistemas computacionais desenvolvidos para considerar características importantes do sistema nacional hidrotérmico, tais como:

I - Acoplamento temporal: As decisões operativas tomadas no presente afetam o futuro, desta forma a solução ótima é encontrada diminuindo o custo presente ao utilizar água somada ao custo do seu armazenamento futuro.

II – Estocasticidade: Variáveis aleatórias associada à afluência futura e ao regime de chuva no momento de escolha do despacho da fonte geradora.

III – Acoplamento espacial: Usinas hidrelétricas são afetadas pela disposição espacial em que se encontram os rios associados a elas, sendo a maioria disposta em

cascata, ou seja, o armazenamento, produção ou abertura de comporta de uma usina a montante afetam diretamente á usina jusante.

O NEWAVE, irá realizar a programação com visão de médio prazo, de 5 anos, e discretização mensal. O objetivo é otimizar o custo de operação de geração hídrica e térmica em cada estágio. Seu resultado final apresenta funções de custo futuro, considerando o custo presente, e o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Já o DECOMP, é utilizado para o planejamento de curto prazo, de 12 meses, e seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas. Esse despacho deve minimizar o custo de operação do sistema ao longo do período de planejamento de acordo com as informações disponíveis, tais como carga, vazões, limites de transmissão entre os subsistemas, disponibilidades e função de custo futuro já disponibilizada pelo NEWAVE.

O resultado do programa é o despacho final por geradora, em cada submercado, e seus custos marginais de operação para cada patamar de carga e cada estágio.

2.4 O CONSUMIDOR

Existem dois tipos de consumidores do mercado livre: O Consumidor Livre e o Consumidor Especial.

O consumidor especial pode ser denominado como a unidade ou o conjunto de unidades consumidoras localizados em uma área contígua, ou que compartilhem o mesmo CNPJ, cuja carga seja igual ou maior que 500 kW (considerando a soma de todas as demandas contratadas) e tensão mínima de 2,3 kV. Este consumidor deve contratar apenas Energia Incentivada, ou seja, energia que provêm através de fontes renováveis. Já para ser um consumidor livre, a unidade consumidora deve apresentar tensão mínima de 2,3 kV e demanda contratada acima de 3000 kW. Este consumidor pode contratar energia convencional ou ainda, energia incentivada.

Do ponto de vista do consumidor, escolher entre o mercado cativo ou o mercado livre, quando o mesmo é elegível, pode ser uma tarefa desafiadora. Dessa forma, existem técnicas utilizadas para garantir que a escolha seja feita de forma vantajosa, e uma delas é a utilização, através do histórico de consumo, de simulações tarifárias em diferentes módulos (tarifa horossazonal azul, tarifa horossazonal verde, tarifa convencional da distribuidora a qual o consumidor é cativo), onde a conclusão será a aderência de uma melhor modalidade tarifária que acarrete em um menor custo benefício.

3 TARIFAÇÃO

Com o comércio de energia devidamente estruturado e regulamentado, é importante assegurar um sistema harmônico e seguro para o consumidor final, é necessário que haja um fornecimento de energia elétrica eficiente e ininterrupto. O custo para tal garantia é repassado por meio de tarifas aos consumidores através de contratos de concessão, acordados entre a ANEEL e distribuidoras.

O entendimento sobre faturamento da energia elétrica está diretamente relacionado à tomada de decisões quanto a projetos de eficiência energética, pois a conta de energia traz consigo informações de consumo e demanda e o estudo destes possibilita entender relações vitais entre hábitos diários de consumidores e seu consumo de energia elétrica (CARVALHO, 2012).

Através deste estudo são estabelecidas modalidades tarifárias diferenciadas de acordo com o perfil de consumo do usuário e o impacto que será causado no sistema, tentando assim induzir o consumidor a um consumo consciente e racional traduzido em redução de custos na conta final, pois não são todos os consumidores que pagam as mesmas tarifas. Essas podem variar de acordo com critérios relacionados ao consumidor, classes de demanda, nível de tensão e sazonalidade.

Consumidores em geral, e potencialmente os consumidores livres, necessitam, com frequência, de avaliações de melhores opções estratégicas de energia. Dada essa realidade, a avaliação de preços tarifários torna-se essencial para proteção do empreendedorismo, verificando se a demanda contratada é a necessária para a unidade, e se a modalidade tarifária a qual esta inserida se verifica como a melhor opção, e ainda se faz sentido se enquadrar como consumidor cativo ou se inserir como consumidor livre e aderir ao mercado livre, contratando energia diretamente de geradores via comercialização direta, através de contratos bilaterais estabelecidos entre os mesmos.

Para melhor esclarecimento sobre tarifação, a seguir serão apresentados conceitos envolvidos neste trabalho.

3.1 DEMANDA

CARVALHO (2012) define demanda como sendo a média das potências elétricas ativas e reativas demandada ao sistema elétrico pela parcela e a carga que esta em operação na unidade consumidora, durante intervalos pré-estabelecidos. Expressa em quilowatts (kW) a potência ativa em e em quilovolt-ampere-reativo (kvar) a potência reativa.

Demanda Contratada - Valor fixado entre a concessionária e o consumidor através de contrato. A demanda contratada apresenta vantagem de garantir ao consumidor um valor de potência ativa contínuo para seu consumo, além de dar prévia de consumo a

distribuidora, o que possibilita seu planejamento de concessão e expansão na rede de distribuição (GARCIA, 2012).

Demanda medida – Maior medição de potência ativa, durante intervalos de 15 minutos, ao longo do período de faturamento.

Demanda faturável – Demanda que será considerada para aplicação de tarifas de tarifação, sendo escolhida a maior entre a demanda faturada e a demanda contratada.

3.2 CONSUMIDORES

Os consumidores de energia ou unidade consumidora são definidos segundo a Resolução Normativa 414/2010 da ANEEL, como pessoa física ou jurídica, de direito público ou privado, que solicite o fornecimento, o uso da energia elétrica ou a contratação de energia á uma distribuidora, assumindo deveres assim dispostos deste atendimento á sua unidade de consumo.

No Brasil, os consumidores estão separados entre dois grandes grupos: grupo A, atendidos em alta tensão e grupo B, atendidos em baixa tensão.

O grupo A é composto por consumidores com fornecimento de tensão igual ou superior a 2,3 kV, como shoppings e industrias ou ainda atendidos por meio de um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizada pela tarifa binômia e subdividida nos seguintes subgrupos:

- subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de um sistema subterrâneo de distribuição.

O grupo B abrange consumidores com tensão inferior a 2,3 kV, representado por residências, edifícios residenciais e comerciais, lojas, iluminação pública e classe rural, caracterizada pela tarifa monômia e subdividida nos seguintes subgrupos:

- subgrupo B1 – residencial;
- subgrupo B2 – rural;
- subgrupo B3 – demais grupos;
- subgrupo B4 – iluminação pública.

3.3 SAZONALIDADE

Existem duas modalidades tarifárias atreladas às sazonalidades, são elas: diária, que obedece a variação do perfil de consumo dentro de 24 horas, e anual, obedecendo as diferentes estações do ano.

Ainda segundo a Resolução Normativa 414/2010 a ANEEL e suas normas regulatórias, a segmentação através de postos tarifários de acordo com a sazonalidade é considerado da seguinte forma:

3.3.1 Horários de Ponta

Horário de ponta ou posto tarifário de ponta é definido por GARCIA (2012), como tarifas que visam deslocar o consumo para diferentes períodos do dia que não sejam o de ponta. Sendo o período de ponta composto por 3 horas diárias consecutivas de maior consumo de energia elétrica, de acordo com sua curva de carga. Normalmente este período é correspondente ao horário de 18 às 21 horas, de segunda-feira à sexta-feira, excepcionalmente feriados nacionais.

3.3.2 Horários Fora de Ponta

Horário fora de ponta ou posto tarifário fora de ponta é o período composto pelas horas consecutivas complementares ao horário de ponta. Nesta modalidade é observado tarifas mais leves, e tal forma a incentivar o consumo nestes horários, dando maior liberdade de utilização energética ao consumidor final desde que este atenda a sua demanda contratada.

3.3.3 Período Úmido

Período correspondente a cinco ciclos de faturamento consecutivos, referente aos meses de dezembro à abril do ano seguinte, quando ocorrem maiores incidências de chuvas.

3.3.4 Período Seco

Período e sete ciclos consecutivos de faturamento, referente aos meses de maio à novembro, onde a tarifação apresenta um aumento em comparação ao período úmido.

3.4 MODALIDADES TARIFÁRIAS

A ANEEL, pela Resolução Normativa 414/2010, define modalidade tarifária como conjunto de tarifas aplicadas a componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potências ativas. A modalidade atualmente usada em nosso país compreende:

1. Convencional monômnia

2. Convencional binômia
3. Horária verde
4. Horária azul
5. Horária Branca

É importante observar que as modalidades tarifárias foram criadas para que a aplicação de tarifas fosse o mais justa possível considerando o patamar de consumo do cliente, feito através de cálculos específicos correspondentes a cada modalidade, onde a base do cálculo referencia consumo e demanda, e o valor final da fatura considera outros valores associados a serviços prestados pela distribuidora. Outro ponto a ser considerado é que o cálculo de uma modalidade é específico para cada subgrupo de consumidor de uma determinada distribuidora, onde a base deste cálculo engloba os valores de consumo, demanda, demanda contratada e demanda faturável.

A estrutura tarifária convencional é definida de acordo com consumo e demanda independente das horas de utilização do dia ou ano. A modalidade monômia é aplicada a unidades consumidoras do grupo B, com tarifação pelo consumo de energia, e a modalidade binômia, é aplicada às unidades consumidoras do grupo A, com tarifação tanto pelo consumo quanto pela demanda de potência.

A estrutura tarifária horossazonal é caracterizada por aplicar tarifas diferenciadas de demanda de potência e consumo de energia elétrica ao longo das horas do dia (diferenciação entre horários de pico de consumo e horários onde o consumo é menor) e estações do ano. Seu objetivo consiste em racionalizar o consumo de energia durante os horários de ponta, através da motivação do consumidor pela diferenciação tarifária nos horários mais baratos.

3.4.1 Tarifa horária azul:

Modalidade estruturada por aplicação de tarifação diferenciada de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização o dia e períodos do ano, assim como tarifação de demanda de potência de acordo com as horas solicitadas no dia. Esta modalidade é obrigatória às unidades consumidoras atendidas pelo SIN, com tensão de fornecimento superior ou igual à 69 kV, ou seja, consumidores do subgrupo A. A estrutura tarifária final será repartida da seguinte forma:

I – Por demanda de potência (kW)

- Tarifa para o horário de ponta;
- Tarifa para o horário fora de ponta.

II – Tarifa por consumo de energia (kWh)

- Tarifa para o horário de ponta no período úmido;
- Tarifa para o horário fora de ponta no período úmido;
- Tarifa para o horário de ponta no período seco;
- Tarifa para o horário fora de ponta no período úmido.

3.4.2 Tarifa horária verde:

A ANEEL define que esta modalidade é aplicada á unidades consumidoras do grupo A com tensão de fornecimento inferior a 69kV e demanda contratada superior ou igual a 300 kW, com tarifa única para demanda de potência e tarifa diferenciada para o consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. A estrutura tarifária final desta modalidade será composta da seguinte forma:

I – Por demanda de potência (kW) em uma tarifa única

II – Tarifa por consumo de energia (kWh)

- Tarifa para o horário de ponta no período úmido;
- Tarifa para o horário fora de ponta no período úmido;
- Tarifa para o horário de ponta no período seco;
- Tarifa para o horário fora de ponta no período úmido.

3.4.3 Tarifa horária branca:

A tarifa branca é aplicada ao grupo B, cuja aplicação tarifária se enquadra na tarifação monômnia de energia e seu intuito é deslocar cargas para os horários potencialmente ociosos, através de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, considerando:

- Uma tarifa para o horário de ponta (R\$/MWh)
- Uma tarifa para o horário intermediário (R\$/MWh)
- Uma tarifa para o horário fora de ponta (R\$/MWh)

Onde o horário intermediário é definido como uma hora anterior e posterior ao horário de pico. O esquema tarifário é observado na Figura 4.

Os valores relativos ao horário de ponta e ao horário intermediário são aplicados a todos os dias do ano exceto sábados, domingos e feriados nacionais, pois tais datas apresentam curvas de consumo de carga menores utilizações de energia, se enquadrando no horário fora de ponta. Tal alteração pode ser explicada devido à falta de funcionamento de indústrias e do comércio em geral.

Sua vantagem é direcionada aos consumidores com flexibilidade de alteração no

Figura 4 – Postos tarifários ao longo do dia



Fonte: ABRADDEE

horário de consumo, de forma a ajudar o sistema elétrico a não se sobrecarregar nos horários de maior carregamento. Este modelo tarifário opera através de incentivos financeiros, aos consumidores que fizerem o deslocamento de consumo do horário de ponta para os demais horários do dia. Assim a curva final de carga traria um aspecto homogêneo, consequentemente economias seriam feitas no setor de transmissão e distribuição de energia (Limberger, 2014).

A ANEEL disponibiliza uma comparação ilustrativa entre o consumo convencional e o consumo proposto pela tarifa branca (figura 5).

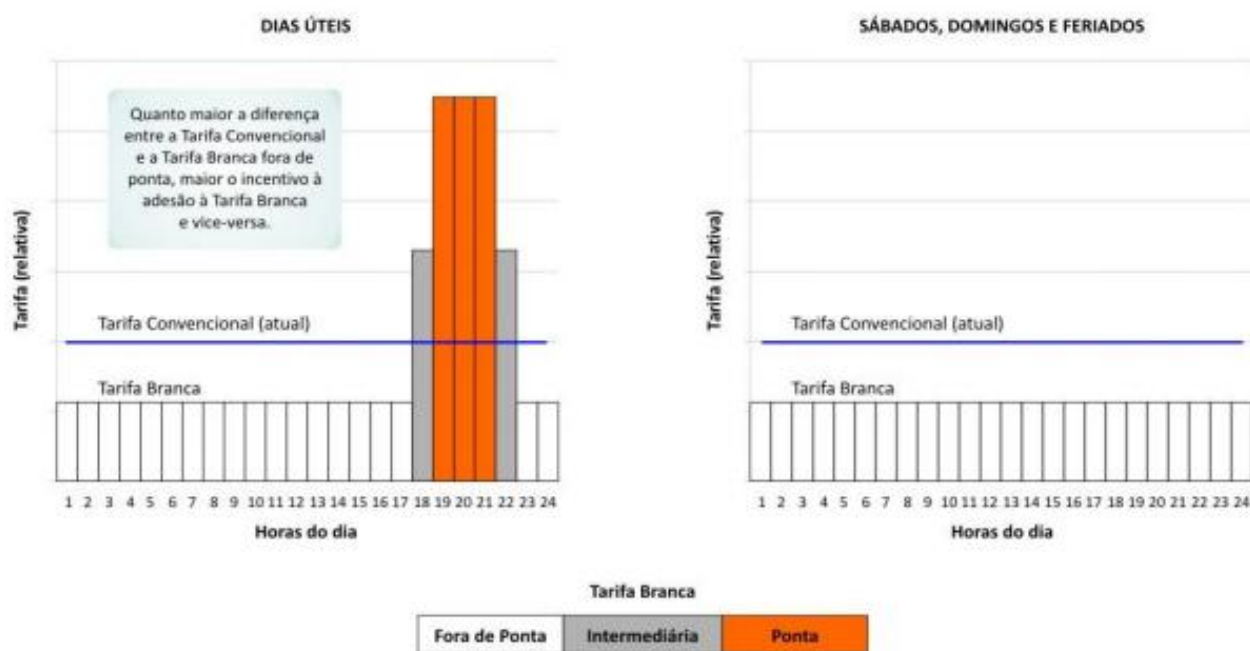
A iluminação pública e os consumidores de baixa renda, dois dos representantes do grupo B, não se enquadram neste novo segmento tarifário, sendo obrigatoriamente ligados ao sistema convencional, porém os demais participantes do grupo possuem caráter opcional a esta modalidade tarifária (GARCIA, 2012).

3.5 BANDEIRAS TARIFÁRIAS

De acordo com o regime de chuvas, têm-se mais água disponível no sistema para geração hidrelétrica, predominante no nosso país, em meses chuvosos, a disponibilidade é maior, então mais hidrelétricas serão acionadas, ao contrário de meses onde há maior seca, onde a requisição por geração térmica a supridora reserva do sistema.

As bandeiras tarifárias têm como objetivo realizar essa sinalização para o consumidor, quando há maior disponibilidade de água para geração de energia, a tarifa final será mais barata, e o contrário acontece quando usinas térmicas são acionadas. As atuais

Figura 5 – Comparativo entre tarifa convencional e tarifa branca



Fonte: ANEEL

bandeiras tarifárias em vigor são a verde, amarela e vermelha.

Bandeira Verde: Segue tarifação normal, sem nenhum acréscimo, ou seja, condições favoráveis para geração de energia elétrica.

Bandeira Amarela: Tarifação sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh), ou seja, condições menos favoráveis de geração de energia elétrica.

Bandeira Vermelha – Patamar 1: Tarifação sofre acréscimo R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh), ou seja, condições custosas de geração de energia elétrica.

Bandeira Vermelha – Patamar 2: Tarifação sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh), ou seja, maior acionamento de geração térmica para suprimento dos patamares de carga.

Vale ressaltar que existe diferença entre bandeira tarifária e as modalidades tarifárias. As tarifas representam a maior parte do valor final da conta de energia, e cobrem os custos principais, ou seja, custo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As bandeiras, por outro lado, cobrem a variação da geração de energia elétrica, de acordo com quais usinas foram solicitadas para o atendimento de carga. Antes das bandeiras tarifárias, essa variação era repassada ao consumidor no reajuste anual da tarifa, ao passo que com as bandeiras tarifárias, esse custo pode ser repassado imediatamente, sinalizando o momento que a geração de energia está presenciando (ANEEL).

3.6 COMPOSIÇÃO DA TARIFA

As tarifas são definidas como valores monetários, em Reais, pago ou pela unidade de energia ativa ou pela demanda de potência fixada pela ANEEL, cujo objetivo é estabelecer equilíbrio financeiro do mercado de energia, onde o consumidor pagará um preço condizente com os serviços prestados pela distribuidora de energia elétrica.

A receita da concessionária é definida anualmente de acordo com a estrutura física, a modalidade e o posto tarifário associado a cada distribuidora considerando suas funções de custo operacional.

As tarifas de demanda (TD) e tarifas de consumo (TC) utilizadas no cálculo da tarifa final são compostos por duas parcelas: a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE) relacionadas pelas seguintes equações 3.1 e 3.2. (GARCIA, 2012)

$$TC = TUSD + TE \quad (3.1)$$

$$TD = TUSD \quad (3.2)$$

3.6.1 Composição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) é um valor monetário determinado pela ANEEL, cujo objetivo é determinar o faturamento mensal aos consumidores do sistema de distribuição quanto ao uso de energia elétrica do sistema. A TUSD pode ser diferenciada de acordo com subgrupo, posto tarifário e modalidade tarifária. Os custos que envolvem essa tarifa são reformulados no processo de revisão anual tarifária. Essa parcela é referente ao custo de transporte, perdas no processo e encargos setoriais. A figura 6 mostra detalhadamente todos os encargos envolvidos nesta parcela tarifária:

3.6.2 Composição da Tarifa de Energia

A Tarifa de Energia (TE) é o valor responsável pelo faturamento da compra de energia e sua revenda no ACR, geração própria, geração distribuída, quota de itaipu, encargos de energia reserva, custos de pesquisa e desenvolvimento, perdas e transporte. A TE, diferentemente da TUSD, diferencia-se apenas pelo posto e pela modalidade tarifárias. Estes custos são reformulados anualmente durante o processo de revisão anual tarifária. A figura 7 apresenta os componentes da TE.

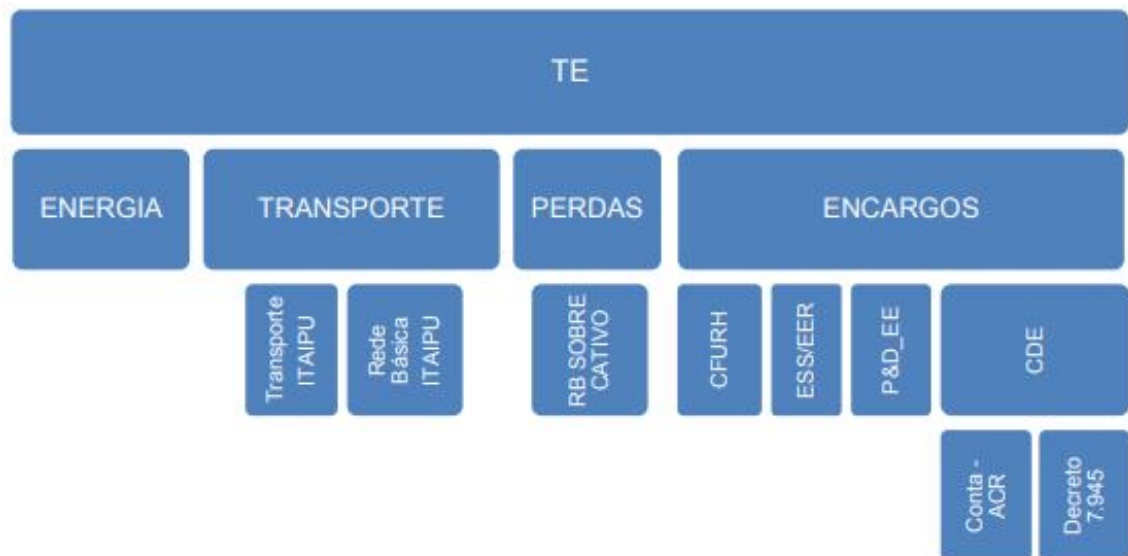
O cálculo do custo associado à parcela de consumo de energia é obtido seguindo a fórmula apresentada pela equação 3.3, onde se multiplica o consumo de energia, em kWh, pela tarifa homologada, em R\$/kWh:

Figura 6 – TUSD – Função de Custos e Componentes Tarifários



Fonte: ANEEL

Figura 7 – TE – Função de Custos e Componentes Tarifários



Fonte: ANEEL

$$\text{Parcela de consumo} = \text{Tarifa de Consumo} \times \text{Consumo Medido} \quad (3.3)$$

Já o custo associado à demanda pode ser obtido ao multiplicar a tarifa de demanda pela maior demanda, entre a demanda efetivamente lida e a contratada, no período de um mês, esquema representado pela equação 3.4.

$$\text{Parcela da demanda} = \text{Tarifa de Demanda} \times \text{Demanda} \quad (3.4)$$

A parcela de demanda é dada uma tolerância de 10% de ultrapassagem do valor de demanda contratada, sendo somente cobrada tarifa de ultrapassagem nas situações de excesso superior aos 5% contratados (Manual Tarifário de Energia Elétrica do MME, 2011). Neste caso o valor a ser pago pela demanda maior é projetada multiplicando-se pela tarifa de ultrapassagem, que corresponde a três vezes a tarifa de demanda, como mostra a equação 3.5 e 3.6.

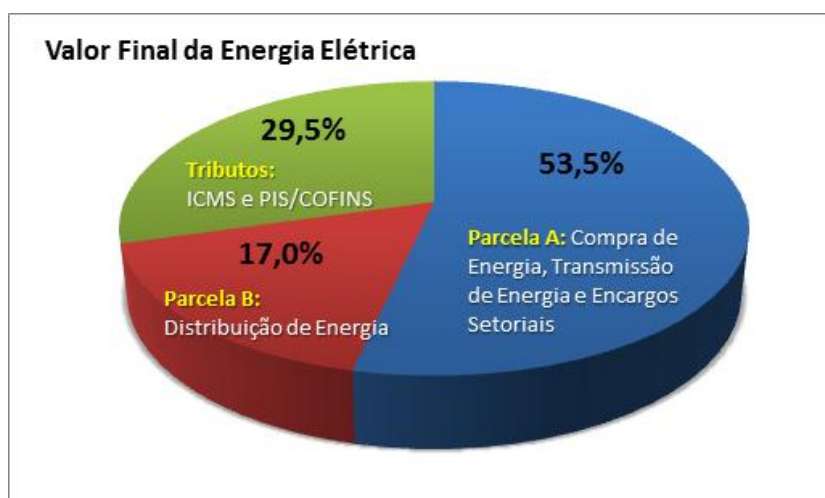
$$\text{Tarifa de ultrapassagem} = 3 \times \text{Tarifa de Demanda} \quad (3.5)$$

$$\text{Parc. de ultrap.} = \text{Tarifa de ultrap.} \times (\text{Dem. Medida} - \text{Dem. contratada}) \quad (3.6)$$

3.7 CUSTO DE ENERGIA

Juntamente com os encargos relacionados à geração, transmissão e distribuição mencionados anteriormente, há ainda os encargos vinculados ao negócio sendo eles: Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (CONFINS), o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) e Contribuição para Iluminação Pública. Estes encargos são aprovados através de projetos de leis pelo Congresso Nacional, para promover desenvolvimento no setor elétrico.

Figura 8 – Composição da tarifa de energia



Fonte: ANEEL

Estes valores estão presentes nas resoluções da ANEEL, e são recolhidas mensalmente do consumidos através da conta de energia pela distribuidora que repassa os tributos as autoridades competentes, destinados enfim as entidades federais, estaduais e municipais (CARVALHO, 2012).

A composição da tarifa será uma parcela vinculada aos custos de geração e transmissão, uma parcela vinculada aos custos de distribuição e uma parcela vinculado aos tributos ao governo, sendo possível observar esquematicamente na figura 8. O valor final cobrado ao consumidor será calculado como mostra a equação 3.7.

$$\text{Valor cobrado ao consumidor} = \text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL} / 1 - (\text{PIS} + \text{CONFINS} + \text{ICMS}) \quad (3.7)$$

A tarifa de energia tem como objetivo garantir receita o suficiente aos prestadores de serviços para cobrir custos, financiar expansões, desenvolvimento e pesquisa e garantir prestação de serviço eficiente. Esses custos variam em resposta às variações econômicas, desta forma é necessário haver revisão tarifária de tempos em tempos, pois casualmente ocorrem revisões extraordinárias, porém anualmente já é programado que haja correção destes valores.

O reajuste corresponde à atualização dos custos de geração, transmissão de distribuição de energia elétrica, e ainda encargos setoriais, todos previstos em contratos de concessão de energia.

4 ESTUDO DE CASO INDUSTRIAL

4.1 METODOLOGIA DO ESTUDO

Considerando os conceitos apresentados sobre estrutura tarifária brasileira e o modelo de mercado de energia, pode-se apresentar um estudo de caso que abrange tais pontos. O objetivo principal deste trabalho de conclusão de curso, é analisar o atual enquadramento tarifário de uma multinacional do setor alimentício, de forma a determinar se a atual modalidade tarifária adotada é a que resulta no menor custo sob o ponto de vista do consumidor. Será determinado ainda o valor de demanda contratada ideal para evitar multas e análise quanto ao valor pago pelo kWh pelo consumidor quando este é um consumidor livre e caso optasse por voltar a ser um consumidor cativo. Esta indústria, conforme legislação, pertence ao grupo AS, onde o fornecimento de tensão é realizado a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

Tal indústria, objetivo de análise deste trabalho, é uma indústria de grande porte, multinacional, líder em seu segmento, e encontra inserida no mercado livre de energia, devido ao seu tamanho e importância, a mesma conseguiu negociar importantes valores no que diz respeito a contrato e abastecimento de energia. Ao longo do estudo será apresentado o valor pago em kWh, que ao se comparar com o valor pago pelo consumidor cativo, resulta em um valor extremamente atrativo.

Outro fator relevante e importante de ser mencionado é que o contrato firmado no mercado livre não é específico para cada unidade desta companhia, ou seja, abrange todas as suas unidades, desta forma, têm-se valores teóricos de demanda contratada para cada unidade. Se uma localidade exceder seu valor teórico, outra unidade que teve consumo inferior ao valor teórico pode suprir a que se excedeu, contanto que o valor seja inferior ao montante total negociado via contrato bilateral para a companhia. Em caso de ultrapassagem do montante total negociado, o valor de multa será distribuído proporcionalmente entre as unidades que ultrapassaram seus valores teóricos. Tal tipo de contrato resulta em redução de custos finais ao realocar custos relativos.

A metodologia utilizada para cálculo dos custos tarifários foi análise de dados mensais históricos de consumo e demanda medido pela distribuidora e disponibilizados através da conta de energia. Em posse do histórico de consumo, foi calculado, por meio de simulação das modalidades tarifárias azul e verde qual seria seu custo total em cada situação. Em segundo momento é efetuada a otimização de demanda contratada pelo consumidor, de forma a minimizar os custos efetivos de contratação de energia.

A análise aqui apresentada será referente ao consumo industrial, ao longo dos anos de 2016 e 2017, e durante o estudo a mesma se encontrava inserida na modalidade tarifária horossazonal azul.

Tabela 1 – Demanda contratada e efetiva ao longo de 2016 no horário de ponta

MÊS	DEMANDA NA PONTA				
	Dem. Contr. Ponta	Demanda Faturada Ponta	Multa Ultrapassagem	Valor Unitário Demanda Ponta	Valor Pago Demanda Ponta
	kW	kW	RS	RS	RS
jan/16	1.030,0	1.030,0		35,81	36.890,57
fev/16	1.030,0	1.035,0		36,09	37.361,67
mar/16	1.030,0	1.030,0		35,53	36.598,90
abr/16	1.030,0	1.098,0	4.909	36,09	39.635,86
mai/16	1.030,0	1.030,0		35,92	37.003,99
jun/16	1.030,0	1.075,5		35,62	38.314,67
jul/16	1.030,0	1.030,0		35,59	36.665,80
ago/16	1.030,0	1.030,0		35,46	36.532,25
set/16	1.030,0	1.030,0		35,50	36.571,10
out/16	1.030,0	1.161,0	9.337	35,63	41.373,23
nov/16	1.030,0	1.120,5	6.777	37,44	41.951,60
dez/16	1.030,0	1.156,5	9.552	37,75	43.664,85

4.2 COMPARATIVO ENTRE MODALIDADES TARIFÁRIAS

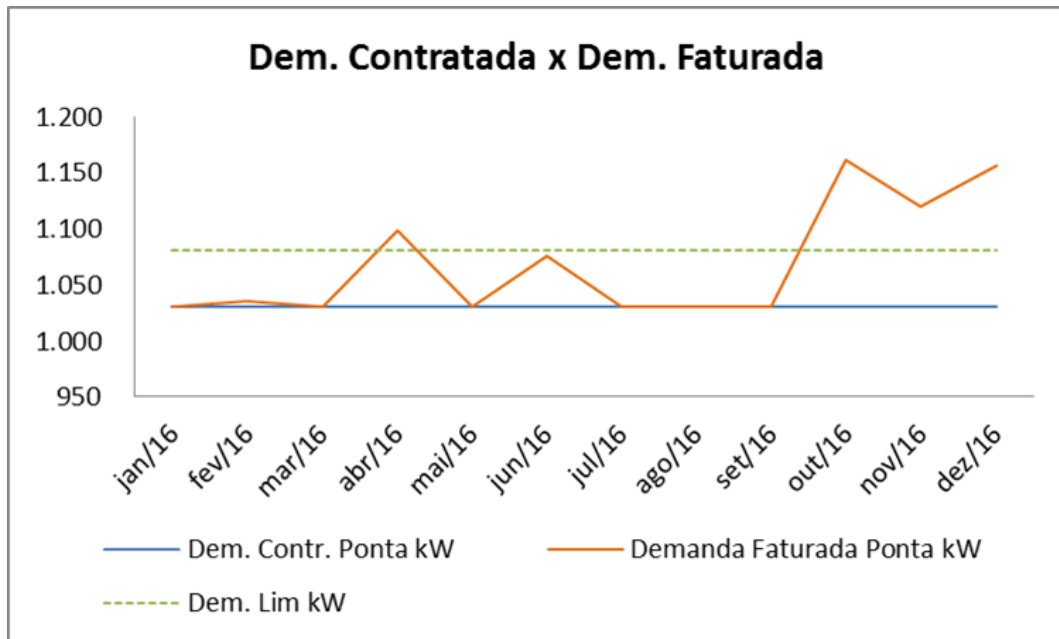
Na Tabela 1 são apresentados valores contratados e valores efetivos de demanda no horário de ponta durante o ano de 2016, assim como o custo final de tais demandas em cada mês.

Uma análise da Tabela 1 pode ser traduzida pelo gráfico apresentado na Figura 9, onde é possível observar a ocorrência de multas nos meses de abril, outubro, novembro e dezembro ao longo de 2016, isso mostra que o dimensionamento quanto ao valor de demanda contratada pode ser melhorado, de forma mais assertiva para evitar gastos com multa por ultrapassagem na demanda contratada. Encontrando a razão entre o valor total pago em multas, pela diferença entre demanda medida e demanda contratada, é possível chegar a um valor de aproximadamente R\$ 75,00 kW pago em multas por ultrapassagem.

Para evitar tal pagamento acima do preço normal, será proposto um novo valor de demanda contratada, onde tal valor corresponde ao consumo máximo de demanda em qualquer mês do ano. Segundo o Manual Tarifário de Energia Elétrica (2011), do MME, a demanda medida para um consumidor corresponde à demanda máxima verificada ao longo do mês de análise, considerando intervalos de 15 minutos.

A tolerância para ultrapassagem de demanda é de 5%, então a demanda ótima a ser contratada é o maior valor registrado ao longo do ano subtraídos os 5%.

Figura 9 – Demanda contratada e efetiva ao longo de 2016 no horário de ponta



Horário de ponta:

$$1161 - (1161 * 0,05) = 1103 \text{ kW}$$

O valor calculado de demanda ótima, de forma a evitar encargos com multas devido a ultrapassagem é em horário de ponta 1103 kW.

A Tabela 2 mostra os valores de demanda contratada e efetiva no ano de 2016 para os horários fora de ponta. Neste caso a análise mostra dimensionamento correto quanto aos valores de contrato, visto que não há presença de multas no decorrer do ano.

A Tabela 3 apresenta valores de consumo de energia nos horários de ponta e nos horários fora de ponta ao longo do ano, assim como o custo assumido pela indústria por tais consumos sem incidência de impostos.

Os valores pagos por kWh não diferem em horário de ponta ou fora de ponta, a diferença de preço é observada na mudança de período do ano, sendo um valor menor nos meses de novembro e dezembro, que corresponde ao período úmido, época do ano onde ocorrem maiores incidências de chuva, então a energia provinda de hidrelétricas são mais utilizadas, e seu custo menor se comparado a usinas térmicas, o que justifica o valor inferior pago pelo kWh.

A soma dos valores mensais de demanda, energia e eventuais multas mais a incidência e impostos resulta no valor pago no ano pelo fornecimento de energia elétrica à distribuidora. Conclui-se que o valor pago no ano de 2016 referentes à demanda foi de R\$ 758.354,00 e de energia foi de R\$ 1.098.195, resultando em uma soma de R\$ 1.825.974,

Tabela 2 – Demanda contratada e efetiva ao longo de 2016 no horário fora de ponta

MÊS	DEMANDA FORA DE PONTA				
	Dem. Contr. kW	Demanda Verificada F. Ponta kW	Multa Ultrapassagem R\$	Valor Unitário Demanda F. Ponta R\$	Valor Pago Demanda F. Ponta R\$
	jan/16	1.160	1.160		18,92
fev/16	1.160	1.160		19,07	22.128,51
mar/16	1.160	1.160		18,77	21.781,96
abr/16	1.160	1.160		19,07	22.128,51
mai/16	1.160	1.160		18,98	22.023,05
jun/16	1.160	1.160		18,82	21.838,41
jul/16	1.160	1.160		18,81	21.821,78
ago/16	1.160	1.160		18,74	21.742,29
set/16	1.160	1.160		18,76	21.765,42
out/16	1.160	1.160		18,83	21.845,07
nov/16	1.160	1.160		19,82	22.991,19
dez/16	1.160	1.160		19,99	23.192,90

Tabela 3 – Tabela 3: Energia no horário de ponta e fora de ponta em 2016

MÊS	ENERGIA PONTA E FORA DE PONTA						
	Energia Ponta kWh	Valor Unitário kWh Ponta R\$	Energia Ponta R\$	Energia F. Ponta kWh	Valor Unitário kWh F. Ponta R\$	Energia F. Ponta R\$	Valor Total de Energia Ativa kWh
	jan/16	40.667	0,19	7.647,26	462.150,00	0,19	86.905,44
fev/16	45.219	0,19	8.570,23	456.075,00	0,19	86.438,67	501.294,00
mar/16	49.780	0,19	9.266,90	506.913,00	0,19	94.382,72	556.693,00
abr/16	47.422	0,19	8.987,75	493.313,00	0,19	93.496,29	540.735,00
mai/16	44.114	0,19	8.320,95	480.600,00	0,19	90.652,75	524.714,00
jun/16	48.120	0,19	9.000,48	464.850,00	0,19	86.946,78	512.970,00
jul/16	46.619	0,19	8.713,09	494.775,00	0,19	82.473,55	541.394,00
ago/16	42.945	0,19	7.997,19	440.213,00	0,19	81.976,21	483.158,00
set/16	47.186	0,19	8.796,29	475.088,00	0,19	88.564,70	522.274,00
out/16	51.137	0,19	9.567,70	523.125,00	0,19	97.876,53	574.262,00
nov/16	44.645	0,12	5.498,66	503.663,00	0,12	62.033,43	548.308,00
dez/16	44.712	0,11	4.927,05	446.063,00	0,11	49.154,20	490.775,00

Tabela 4 – Comparativo entre THS azul e THS verde em 2016

	Demanda/Consumo	Descrição	Valor Tarifa (\$)	JANEIRO	DEZEMBRO	Custo (R\$)	Custo Anual (R\$)
				Quantidade consumida	Quantidade consumida		
AZUL	<u>Demanda:</u>	* Ponta	36,2600000 X	1.030	1.156	465.034,50	3.000.144,23
		* Fora Ponta	18,8900000 X	1.160	1.160	262.948,80	
		* Ultrap.Ponta	72,6400000 X			30.575,00	
		* Ultrap.F.Ponta	39,9300000 X			0,00	
	<u>Consumo-R\$ KWh:</u>	* Ponta-P.Seco	0,4704800 X	40.667	44.712	107.175,34	
		* Ponta- P.Úmido	0,4704800 X			152.795,91	
		* F.Ponta- P.Seco	0,3448200 X	462.150	446.063	815.325,17	
		* F.Ponta-P.Úmido	0,3448200 X			1.166.289,51	
VERDE	<u>Demanda:</u>	* Fora Ponta	18,8900000 X	2.190	2.190	496.429,20	3.265.224,85
		* Ultrap.F.Ponta	39,9300000 X		127	18.687,24	
	<u>Consumo-R\$ KWh:</u>	* Ponta-P.Seco	1,3556200 X	40.667	44.712	308.810,24	
		* Ponta- P.Úmido	1,3556200 X			440.259,28	
		* F.Ponta- P.Seco	0,3482000 X	462.150	446.063	823.317,16	
		* F.Ponta-P.Úmido	0,3482000 X			1.177.721,73	

porém neste valor ainda há a inserção tributos e encargos em torno de 42,17%, então o valor final pago na conta de energia em 2016 foi de R\$ 2.369.455.

O objetivo deste trabalho é comparar entre as modalidades tarifárias horossazonal azul e horossazonal verde, qual traria o melhor custo para essa indústria, ou seja, qual modalidade a mesma pagaria menos ao longo do ano de consumo. Para tal comparação foi utilizada a tabela de simulação tarifária disponibilizada pela marinha. Nesta tabela os dados de entrada serão valores unitários monetários tabelados pela distribuidora de demanda e consumo, e valores mensuráveis de demanda e energia disponibilizados pela indústria em análise. Para homogeneizar os custos de ambas as tarifas e realizar uma comparação justa, utilizou-se dados monetários disponíveis pelo site da Light e não os valores informados na conta de luz. Assim, a Tabela 4 apresenta os valores comparativos entre as modalidades tarifárias azul e verde.

Observa-se que a escolha da indústria pelo modelo tarifário azul é o correto visto que seu custo efetivo total é menor quando comparado com a modalidade THS verde, uma economia de 8% na fatura.

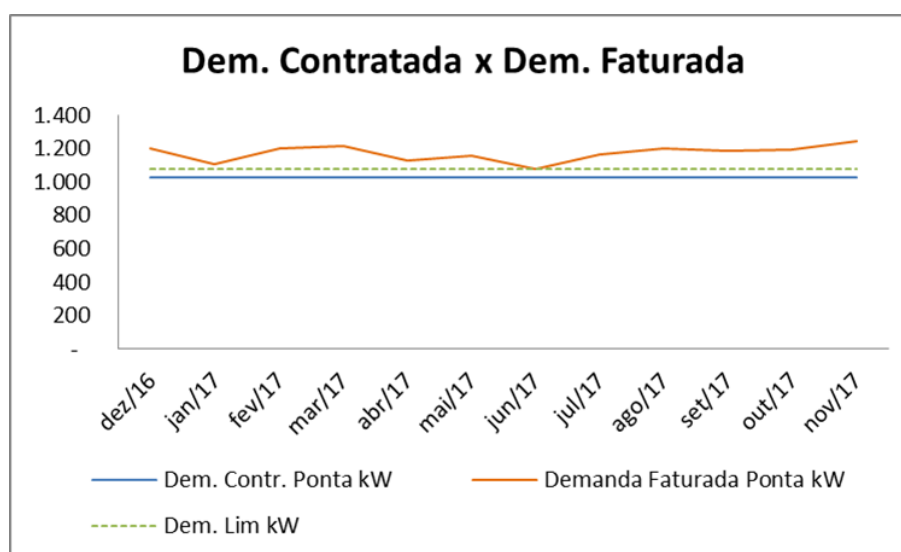
Utilizando dados de 2017, serão realizados os mesmos cálculos ao longo desse ano. As Tabelas 5 e 6 apresentam valores de demanda no horário de ponta e no horário fora de ponta medidos ao longo do ano.

Na Figura 10, a linha tracejada em verde representa o limite de consumo da indústria sem a incidência de multas contratuais. A linha laranja simboliza o consumo efetivo, ou seja, acima do limite contratado. Assim, ocorreram pagamentos de multas ao

Tabela 5 – Demanda contratada e efetiva na ponta em 2017

MÊS	DEMANDA NA PONTA				
	Dem. Contr. Ponta	Demanda Faturada Ponta	Multa Ultrapassagem	Valor Unitário Demanda Ponta	Valor Pago Demanda Ponta
	kW	kW	RS	RS	RS
jan/17	1.030	1.107,0	5.814	37,75	41.795,93
fev/17	1.030	1.201,5	12.940	37,72	45.329,23
mar/17	1.030	1.219,5	16.771	44,25	53.963,63
abr/17	1.030	1.129,5	9.562	48,04	54.271,58
mai/17	1.030	1.156,5	12.100	47,82	55.309,24
jun/17	1.030	1.075,5		47,90	51.518,46
jul/17	1.030	1.165,5	12.952	47,79	55.703,76
ago/17	1.030	1.201,5	16.383	47,76	57.387,38
set/17	1.030	1.188,0	14.962	47,41	56.325,62
out/17	1.030	1.193,0	14.745	45,23	53.959,50
nov/17	1.030	1.242,0	20.032	47,24	58.679,64
dez/16	1.030	1.201	16.158,00	47,33	56.846,33

Figura 10 – Demanda contratada e efetiva na ponta em 2017



longo do ano, como descrito pela Tabela 5.

O mesmo raciocínio pode ser feito para a Figura 11, onde apesar de ser predominante o consumo acima do contratado, este estava dentro da tolerância de 5%, não havendo cobrança de multa, exceto nos meses 4 meses correspondentes à Tabela .

Ao longo de 2017 esta indústria apresentou maiores incidências de multas que no ano de 2016, principalmente para horário de ponta, mostrando mais uma vez que o valor de demanda contratada não estava de acordo com a necessidade. A tabela ainda apresenta os

Tabela 6 – Demanda contratada e efetiva fora da ponta em 2017

MÊS	DEMANDA FORA DE PONTA					
	Dem. Contr.	Demanda Verificada F. Ponta	Dem. Lim kW	Multa Ultrapassagem em	Valor Unitário Demanda F. Ponta	Valor Pago Demanda F. Ponta
	kW	kW	kW	RS	RS	RS
jan/17	1.160	1.278	1.241	5.619,35	19,99	25.552,18
fev/17	1.160	1.256	1.241	3.815,91	19,97	25.083,15
mar/17	1.160	1.188	1.241		23,47	27.883,54
abr/17	1.160	1.160	1.241		25,51	29.596,24
mai/17	1.160	1.184	1.241		25,39	30.054,72
jun/17	1.160	1.160	1.241		25,43	29.505,48
jul/17	1.160	1.188	1.241		25,37	30.149,56
ago/17	1.160	1.211	1.241		25,36	30.700,80
set/17	1.160	1.206	1.241		25,17	30.361,91
out/17	1.160	1.242	1.241		24,01	29.829,19
nov/17	1.160	1.265	1.241	5.268,37	25,08	31.735,74
dez/17	1.160	1.250	1.241	4.516,00	25,43	31.787,50

Figura 11 – Demanda contratada e efetiva fora de ponta em 2017

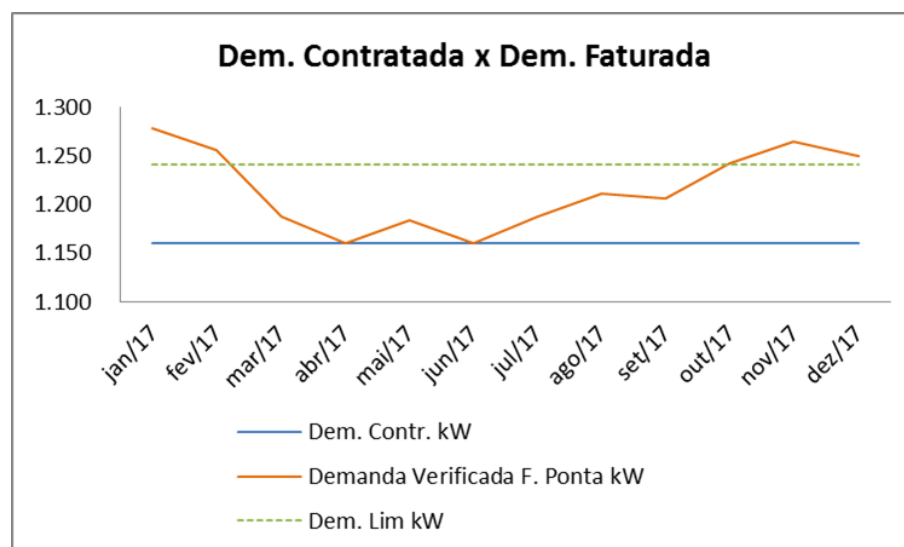


Tabela 7 – Consumo de energia na ponta e fora de ponta em 2017

MÊS	ENERGIA PONTA E FORA DE PONTA						
	Energia	Valor Unitário	Energia	Energia	Valor Unitário	Energia	Valor Total
	Ponta kWh	kWh Ponta R\$	Ponta R\$	F. Ponta kWh	kWh F. Ponta R\$	F. Ponta R\$	de Energia Ativa kWh
jan/17	51.902	0,09	4.893,47	547.763	0,09	51.644,78	599.665,00
fev/17	50.645	0,09	4.771,31	537.975	0,09	50.683,19	588.620,00
mar/17	57.924	0,11	6.260,47	567.225	0,11	61.306,17	625.149,00
abr/17	45.665	0,12	5.276,93	534.375	0,12	91.751,14	580.040,00
mai/17	57.047	0,12	6.561,40	532.800	0,12	61.281,43	589.847,00
jun/17	52.454	0,12	6.042,86	537.638	0,12	61.937,70	590.092,00
jul/17	53.607	0,11	6.161,77	594.900	0,11	68.379,96	648.507,00
ago/17	68.073	0,11	7.819,52	621.563	0,11	71.398,71	689.636,00
set/17	55.846	0,11	6.367,85	603.863	0,11	68.821,59	659.709,00
out/17	61.972	0,11	6.741,16	653.963	0,11	71.136,63	715.935,00
nov/17	56.939	0,11	6.469,75	623.700	0,11	70.868,66	680.639,00
dez/17	57.071	0,11	6.277,81	599.907	0,11	65.989,77	656.978,00

valores pagos em multas, valores unitários de demanda, e o valor total pago por mês. Para dimensionamento de melhor margem de demanda contratada, o cálculo para o ano de 2016 é repetido, respeitando as mesmas considerações de 5% de tolerância na ultrapassagem.

Horário de ponta:

$$1242 - (1242 * 0,05) = 1217 \text{ kW}$$

Horário fora de ponta:

$$1278 - (1278 * 0,05) = 1214 \text{ kW}$$

Os valores escolhidos de demanda ótima, de forma a evitar encargos com multas devido a ultrapassagem são em horário de ponta 1217 kW e no horário fora de ponta 1214 kW. Como o valor para demanda no ano de 2017 é maior que em 2016, possivelmente explicado por maior demanda devido a aumento de produção, o valor final recomendado para esta indústria será de 1217 kW em horário de ponta.

A Tabela 7 traz valores registrados de energia (kWh) consumidos no período de ponta e fora de ponta, e esses valores traduzidos em custos pela empresa de janeiro a dezembro de 2017.

Tabela 8 – Comparativo THS azul e THS verde em 2017

MODALIDADE TARIFÁRIA	Demanda/ Consumo	Descrição	Valor Tarifa (\$)	JANEIRO		NOVEMBRO		Custo Anual (R\$)
				Quantidade consumida	Quantidade consumida	Custo (R\$)	Custo (R\$)	
AZUL	Demanda:	* Ponta	36,2600000 X	1.030	1.030	410.825,80	3.267.325,64	
		* Fora Ponta	18,8900000 X	1.160	1.160	241.036,40		
		* Ultrap.Ponta	72,6400000 X	77	212	112.809,92		
		* Ultrap.F.Ponta	39,9300000 X	118	105	22.979,72		
	Consumo-R\$ KWh:	* Ponta-P.Seco	0,4704800 X	51.902		96.982,87		
		* Ponta- P.Úmido	0,4704800 X		56.939	190.985,71		
		* F.Ponta- P.Seco	0,3448200 X	547.763		754.348,23		
		* F.Ponta-P.Úmido	0,3448200 X		623.700	1.437.357,00		
VERDE	Demanda:	* Fora Ponta	18,8900000 X	2.190	2.190	455.060,10	3.582.979,66	
		* Ultrap.F.Ponta	39,9300000 X	195	317	84.991,01		
	Consumo-R\$ KWh:	* Ponta-P.Seco	1,3556200 X	51.902		279.442,08		
		* Ponta- P.Úmido	1,3556200 X		56.939	550.297,67		
		* F.Ponta- P.Seco	0,3482000 X	547.763		761.742,52		
		* F.Ponta-P.Úmido	0,3482000 X		623.700	1.451.446,28		

O valor monetário pago pela unidade pela demanda efetiva ao longo de 2017 foi de R\$ 1.050.042,00, já considerando as multas incididas em alguns meses. De energia o custo efetivo foi de R\$ 976.577,00, resultando em uma soma de R\$ 1.846.619,00, com a inserção tributos e encargos fiscais em torno de 42,17%, o valor final pago na conta de energia em 2017 foi de R\$ 2.625.338,00.

Com os valores apresentados nas tabelas 5, 6 e 7, é possível realizar a mesma simulação comparativa horossazonal para o ano de 2017, onde é possível estimar custos totais ao se optar por uma THS azul ou uma THS verde. Tal simulação é demonstrada na Tabela 8.

Analogamente, a modalidade THS azul apresentou custos inferiores a verde. Assim, a indústria analisada optou de fato pelo melhor custo benefício, de tal forma que obtém economia expressiva ao longo do ano, próximo de 9%.

Vale ressaltar que esta é uma grande indústria com mais de uma filial, inserida no Mercado Livre de Energia. Esta indústria compra energia o suficiente para todas as suas unidades e tem a mobilidade de transferir demandas entre si, isso quer dizer que se uma unidade consome menos do que o seu valor padrão de contrato, ela pode transferir essa diferença para outra unidade que consumiu acima do seu valor contratado. Neste caso, multas são pagas apenas nos meses onde a demanda ultrapassada não pode ser coberta por sobras de outras unidades.

Tabela 9 – Valores de Custos Anualizados de 2016 e 2017

Ano	Demanda Fora de Ponta	Demanda Ponta	Energia Fora de Ponta	Energia Ponta	Total
2016	R\$ 493.139,33	R\$ 265.214,64	R\$ 1.000.901,27	R\$ 97.293,55	RS 1.856.548,79
2017	R\$ 365.840,29	R\$ 793.509,96	R\$ 795.199,73	R\$ 73.644,30	RS 2.028.194,28

4.3 COMPARATIVO ENTRE MERCADO LIVRE E MERCADO CATIVO

Cabe ao consumidor livre negociar diretamente com os geradores ou comercializadores suas condições de compra, como preço, duração de contrato, entre outros; tal comercialização é concretizada via contrato. A unidade consumidora paga sua fatura referente ao serviço de distribuição, tarifa regulada, e referente à compra de energia, preço negociado via contrato. Já o consumidor cativo é aquele que compra energia diretamente da concessionária de distribuição a qual era ligado e sujeito às suas tarifas.

A possibilidade de poder negociar o preço pago em energia elétrica, e assim pagar mais barato pelo consumo quando comparado á tarifas fixas da concessionária, é a principal vantagem do consumidor ao aderir ao comércio de energia, e uma forma de comprovar tal argumentação é a análise de uma comparação entre custos como consumidor cativo e consumidor livre. Utilizando os dados apresentados anteriormente, podemos resumir os custos dos anos de 2016 e 2017 na Tabela 9.

As principais diferenças entre demanda, no horário de ponta de 2016 x 2017, se deve ao mal dimensionamento no contrato, e como consequencia, altas multas por excesso de consumo, explicado anteriormente. Ainda assim, os valores anualizados pagos em demanda e energia ficaram próximos.

Na Tabela 10 foi apresentado o valor pago como consumidor livre, e o valor que seria pago caso a indústria estudada estivesse inserida como consumidor cativo (valor retirado da tabela 4 e tabela 8, na simulação tarifária azul), ou seja, com tarifas estabelecidas pela distribuidora local. Nota-se que a economia em ambos os casos é de 38%. Comprova-se aqui que um consumidor industrial obtém um desconto interessante em custos ao optar por comercializar sua energia no mercado livre.

4.4 DISCUSSÃO SOBRE ESTUDO DE CASO

No que tange aos modelos tarifários, ao analisar as características das tarifas horossazonais, nota-se que curvas de cargas influenciam diretamente na escolha de alocação tarifária, pois perfis homogêneos de carga, sem grandes picos de demanda, que não sofrem penalidades altas de multas por ultrapassagem tendem a aderir à modalidade horossazonal

Tabela 10 – Comparativo - Consumidor Cativo x Livre

Ano	Consumidor Livre	Consumidor Cativo	Economia
2016	R\$ 1.856.548,79	R\$ 3.000.000,00	38%
2017	R\$ 2.028.194,28	R\$ 3.267.325,00	38%

azul. Por outro lado, perfis de consumo com grande variação na curva de carga podem gerar baixo consumo acumulado no horário de ponta ou fora de ponta, ou seja, baixo custo, não havendo grandes penalidades por multas contratuais, tais perfis preferem aderir à modalidade horossazonal verde.

Neste trabalho, foi possível abordar de forma completa os cálculos para melhor opção de estrutura tarifária e demanda contratada que se encaixariam no perfil do consumidor analisado no estudo de caso. Conclui-se que a opção de tarifação horossazonal azul é a que se encaixa melhor no perfil do consumidor do estudo. Esta opção é a atualmente adotada por esta unidade, portanto nenhuma alteração é necessária.

Com relação à demanda contratada, foi verificada incidência recorrente de multas por ultrapassagem, principalmente ao longo do ano de 2017, assim uma verificação do histórico de demanda foi feita e um novo valor de demanda contratada proposto para o período de ponta e fora de ponta, conseqüentemente gerando economia para a consumidora.

Voltando ao tema mercado livre de energia, através deste trabalho pode-se observar a principal vantagem ao se comercializar no mercado livre de energia, o poder de estabelecer condições acordadas entre o consumidor e o gerador que sejam benéficas principalmente ao consumidor, que é nosso objeto de estudo. Isso é observado ao analisar minuciosamente o custo anual das contas de energia da indústria no estudo.

Desconsiderando encargos, comparando apenas valores de kW e kWh, para valores de demanda e energia, em 2016, o valor pago pela unidade à light foi de R\$ 1.856.548,79. Utilizando os valores de tabela da distribuidora este valor sobe para R\$ 3.000.000,00, ou seja, a comercialização direto com a geradora correspondeu a uma economia de 38% do valor caso fosse um consumidor cativo. Em 2017, o percentual economizado foi novamente de 38%, visto que a simulação nos retornou pelo preço de tabela R\$ 3.267.325,00, e o valor pago pela unidade sem incidência de impostos foi R\$ 2.028.194,28.

Os valores de demanda tiveram descontos, porém na ordem de um dígito percentual, em torno de 6%, por outro lado, os valores acordados entre geradora e consumidor para kWh, trouxeram economia para a indústria na ordem de 47%. Tais percentuais, mostram o poder dessa companhia como cliente perante a uma geradora, e como ao operar com números de consumo tão altos, é possível conseguir descontos extremamente

atrativos, principalmente em valor de kWh, justificando a migração de consumidor cativo para consumidor livre.

5 CONCLUSÃO

A reestruturação da indústria de eletricidade no país teve como consequência a criação de um novo mercado para transicionar a energia elétrica. A eletricidade, que em uma era foi vista como algo técnico, passou a ser tratada da mesma forma que um *commodity*, resultando em criações de mercados competitivos para a geração e suprimento de energia em substituição dos antigos monopólios. Dessa forma, foi necessário ocorrer adaptações em nosso sistema elétrico, conseqüentemente a introdução do mercado livre de energia, onde o consumidor potencialmente livre pode comercializar sua demanda de serviços diretamente com a prestadora deste, ou seja, as geradoras.

A criação de tal mercado e a inserção do consumidor livre no sistema, aflorou a oportunidade de novas modalidades tarifárias surgirem, visto que há necessidade de incentivar consumidores cativos a aderirem ao mercado livre. O resultado dessa necessidade é a criação de modalidades tarifárias, que irão realizar a cobrança de tarifas de acordo com o perfil de consumo do consumidor, de tal forma que este pode optar por aquela que terá um custo x benefício mais agregativo aos seus interesses. O presente trabalho mostrou principalmene, baseado em ferramentas disponíveis, o módulo de cálculo de um perfil específico de consumo, no qual foi possível observar o impacto financeiro positivo ao se optar por ser um consumidor livre, e pela adesão a modalidade tarifária correta, gerando uma economia em torno de 38% do valor pago comparado com o consumidor cativo.

Como sugestão de trabalhos futuros, uma abordagem de eficiência energética da unidade consumidora pode ser feita, onde pode ser avaliada a possibilidade de inserção de geração própria de energia através de fontes renováveis, por exemplo solar, para se obter uma planta mais eficiente energeticamente, mais independente de distribuidoras, resultando em mais economia para unidade consumidora.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. Tarifa Branca. Disponível em : < www.elektro.com.br/Media/Default/pdf/TARIFA-BRANCA_abradee.pdf> Último acesso em: 01 de Janeiro de 2019.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica; Resolução Normativa N° 414, de 9 de Setembro de 2010. Disponível em: www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf. Último acesso em: 23 de Dezembro de 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas do sistema Elétrico – Capítulo 1: Energia no Brasil e no Mundo, disponível em < http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas_par1_cap1.pdf> último acesso em 01 de agosto de 2018.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica; Procedimentos de Regulação Tarifária – Modulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição – Submódulo 7.1: Procedimentos Gerais. REN n° 775/2017.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, disponível em < <http://www.aneel.gov.br>> Último acesso em 31 de julho de 2018.

BRASIL. Decreto n. 2.335, de 6 de out. de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências, Brasília,DF, out 1997.

BRASIL. Decreto n. 5.081, de 14 de mai. de 2004. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, Brasília,DF, mai 2004.

CAPETTA, D; Sistemas de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma Visão Crítica do Referencial Regulatório. Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 2009.

CARVALHO, T. P; Um Estudo de Caso Sobre Tarifação de Energia Elétrica Visando sua Utilização Racional no Centro de Tecnologia da UFRJ. UFRJ, Rio de Janeiro, 2012.

CORREIA, T.B.; MELO, E.; COSTA, A.M.; SILVA, A.J., Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. Revista Economia, v.7, n.3, p.607-627, Brasília, 2006.

CORREIA, T. B.; MELO, E.; COSTA, A. M. Análise e avaliação teórica dos leilões de compra de energia elétrica proveniente do empreendimentos existentes no Brasil. Revista Economia, Brasília, v. 7, n.3, p. 509-529, setembro/dezembro 2006.

FACHINI, F. Crise no setor elétrico brasileiro após a medida provisória n° 259. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

FIRJAN - Federação das Indústrias do Rio de Janeiro. Disponível em: <<https://www.firjan.com.br>> Acesso em: 22 de Dezembro de 2018.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. USP, São Paulo, 2003.

IRFFI, G.; CASTELAR, I.; SIQUEIRA, M. L.; LINHARES, F. C. Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime. Econ. Aplic., São Paulo, V. 13, N. 1, P. 69-98, Janeiro – Março 2009.

KIRSCHEN, D. S.; STRBAC, G. Fundamentals of Power System Economics. John Wiley & Sons, UK, 2004.

KYOSHY, L.C; Um Estudo Sobre o Mercado Livre de Energia Elétrica no Brasil. Tese de Conclusão de Curso. EESC/USP, São Paulo, 2016.

Light; Comparativo Tarifas Anuais. Disponível em: <<http://www.light.com.br/para-empresas/Tarifas-e-Tributos/Comparativo-Tarifas-Anuais.aspx>> Último acesso em: 04/01/2019.

MALAGUTI, G. A. Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais. Universidade Federal Fluminense, Niterói, Rio de Janeiro, 2009.

Marinha do Brasil; Planilha de Simulação Tarifária. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/cpap/sites/www.marinha.mil.br/cpap/files/SIMULADOR%20TARIFAS%20ANUAL_v281015.xls> Último acesso em: 04/01/2019.

Martinez, G. C.; Verificação de Enquadramento Tarifário de Clientes de Média e Alta Tensão Cativos de uma Distribuidora via Simulação. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2017.

MASILO, G. S. Metodologia e software para simulação de leilões de energia elétrica no mercado brasileiro. Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2004.

MAYO, R. Mercado de Eletricidade. Rio de Janeiro: Synergia, 2012.

Ministério de Minas e Energia – MME; Manual de Tarifação de Energia Elétrica. Disponível em: <www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf> Último acesso em: 03/01/2019.

OLIVEIRA, F.L.C; SOUZA, R.C, Modelo de Séries Temporais para Construção de Árvores e Cenários Aplicadas á Otimização Estocástica. Tese de Doutorado, PUC-RIO, Rio de Janeiro, 2013.

ONS – Operador Nacional do Sistema, disponível em < <http://ons.org.br/>> Último acesso em 31 de julho de 2018.

PEDROSA, R. G; Estudo do Modelo Brasileiro de Tarifação do Uso de Energia Elétrica. Escola de Engenharia de São Carlos/ USP, São Carlos, 2012.

PIRES, J. C. L.; Piccinini, M. S. Mecanismos de regulação tarifária do setor elétrico: A experiência internacional e o caso brasileiro. Rio de Janeiro, Julho – 1998.

RODRIGUES, M. A. M.; TITO, F. L.; HENRIQUES, L. A. C.; MACEIRA, M. E. P.; ROSS, R.P.D.; ARAUJO, A. C. P.; ZARUR, P. D.; MELLO, J. C. O.; ANDRADE, D. B.; KOPIER, A. A. Sistema de encadeamento de modelos energéticos. GLP / 009, São Paulo, 2001.

TAMAROZI, R. Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2002.

VINHAES, E. Estrutura de Governança e Comportamento Estratégico em Sistema Elétricos Reestruturados: Uma abordagem Industrial do Poder de Mercado da Indústria de Energia Elétrica Brasileira. Anpec, 2003.