



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**ANÁLISE DO FATOR X NO MODELO TARIFÁRIO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

**Autores: Rafael Lima de Almeida
Thalita Clemente Couto
Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares**

**Brasília, DF
2016**



**RAFAEL LIMA DE ALMEIDA
THALITA CLEMENTE COUTO**

ANÁLISE DO FATOR X NO MODELO TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares

**Brasília-DF
2016**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Almeida, Rafael Lima; Couto, Thalita Clemente.

Análise do Fator X no modelo tarifário de energia elétrica/
Almeida, Rafael Lima; Couto, Thalita Clemente.

Brasília: UnB, 2016. 60 p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Prof.^a Dr.^a
Paula Meyer Soares

1. Fator X 2. Tarifa de Energia. 3. Parcela B I. Soares, Paula
M. II. Análise do Fator X no modelo tarifário de energia elétrica

CDU Classificação



ANÁLISE DO FATOR X NO MODELO TARIFÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA

Rafael Lima de Almeida e Thalita Clemente Couto

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em (27/06/2016) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof.^a Dr.^a: Paula Meyer Soares UnB/ FGA
Orientadora

Prof. Dr.: Fernando Paiva Scardua UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Dr.: Flávio Henrique J. R. da Silva, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília-DF
2016

Esse trabalho é dedicado a Professora Paula, que nos auxiliou e se fez presente, nos guiando durante todo o desenvolvimento deste trabalho e se tornando uma grande amiga.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos primeiramente a Deus, por ter tornado possível a consolidação de mais uma etapa. A Ele somos gratos pelo imenso dom da vida e por nossa redenção, que nos faz trabalhar sempre à espera do Eterno.

Aos nossos familiares, pelo apoio em todos os momentos da trajetória, nos encorajando para sempre progredirmos profissionalmente e pessoalmente.

Aos nossos amigos, que nos acompanharam e ajudaram tanto nos momentos bons, quanto nos períodos difíceis do percurso acadêmico.

Aos nossos professores, pelos ensinamentos, pela paciência e pela dedicação ao nos transmitirem o conhecimento.

À nossa orientadora, sempre atenciosa, pelo auxílio e colaboração para a realização deste trabalho.

À Universidade de Brasília, pela disponibilização de toda a estrutura para a nossa formação.

A todas as pessoas que, de certa forma, participaram e contribuíram para o nosso desenvolvimento.

RESUMO

O estrangulamento do setor elétrico constitui-se em um episódio atual resultante do modelo centralizado e operado em uma grande escala herdado nos idos dos anos 60. Os setores de infraestrutura eram considerados monopólios naturais, devido aos atributos econômicos. Porém, durante as últimas décadas, vem ocorrendo a substituição da participação do estado pela iniciativa privada, acarretando uma migração do modelo tarifário custo de serviço para o price cap. O referido trabalho tem o objetivo de fazer uma análise no Fator X inserido na parcela B (custos gerenciáveis) da tarifa de energia, visando à modicidade tarifária assim como incentivar a melhoria na qualidade de serviço das concessionárias. Para tanto foram captadas informações das notas técnicas do banco de dados da ANEEL e realizada comparação entre oito concessionárias de diversas regiões do Brasil. De acordo com os dados analisados e juntamente com os estudos de órgãos como GESEL e DIEESE, aferiu-se que o Fator X influencia de forma modesta no valor da parcela B, atuando em menos de terço do valor final da tarifa repassada ao consumidor. Portanto, o Fator X mesmo sendo uma iniciativa que auxilia na melhoria da qualidade de serviço prestado pelas distribuidoras, não é preeminente no valor final da tarifa.

Palavras-chave: Fator X. Tarifa de energia. Parcela B.

ABSTRACT

The strangulation on the electric power industry constitutes in an actual episode of the centralized and operated model in a large scale inherited by the 60's. The infrastructure sectors were considered natural monopolies due the economic attributes. However, during the last decades has been taking place the replacement of state participation by the private sector, resulting in a migration of the tariff model from service cost to the price cap. This work is intended to make an analysis on the X factor inserted in part B (manageable costs) of the electricity tariff, aiming the affordability tariff as well as encouraging the improvement in the quality service of the concessionaries. Therefore, information was collected from ANEEL technical notes and a comparison between 8 utilities power distributors from different regions of Brazil. According to the analyzed data and along with studies from agencies as GESEL and DIEESE, gauged that the X factor influence modestly on the price of the part "B", acting in less than a third part or the tariff passed to the final costumer. Finally, even if the X factor being an initiative that assists in improving the service quality, it does not have great influence on the final value of the fare.

Keywords: X Factor. Power Tariff. Parcel B.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Evolução do Preço da Eletricidade no Atacado, Petróleo, Carvão e Gás Natural 2002-2011. (CASTRO, 2014)	27
Figura 2- Índice de variação de consumo de combustíveis fósseis nos Estados Unidos 2000-2013. (LAFRANQUE et. al, 2015)	28
Figura 3- Receita Revisada. (ANEEL, 2015).....	31
Figura 4-Regime de Regulação por Incentivos – Preços Máximos (ANEEL, 2002) .	38
Figura 5-O Regime por incentivo como explicado pela ANEEL (ANEEL, 2006)	39
Figura 6-Ganhos de produtividade no cálculo do Fator X como explicado pela ANEEL (ANEEL, 2006)	40
Figura 7- Tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo 2003-2014. Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.....	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores Comerciais a serem considerados no Mec. de Incentivo.....	43
Tabela 2 - Indicadores Técnicos a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.	43
Tabela 3 - Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras.....	44
Tabela 4 - Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras.....	45
Tabela 5-Tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo.....	46
Tabela 6 - Dados gerais, componentes do Fator X e dados financeiros referentes às empresas selecionadas.....	48
Tabela 7 - Dados referentes às parcelas “A” e “B” da tarifa de energia elétrica das concessionárias escolhidas.....	50
Tabela 8- Participação da Parcela “B” na tarifa final de Energia Elétrica	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BB1	Base blindada
BBR	Base de Remuneração Regulatória
BT	British Telecom
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
CEB	Companhia Energética de Brasília
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
T	Componente da Trajetória dos Custos Operacionais
Pd	Componente de Ganho de Produtividade
CECA	Comunidade Europeia do Carvão e do Aço
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DIEESE	Departamento Intersindical de Estatística e Estudos
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DANEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
ELETROPPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unid. Consumidora
FER	Frequência Equivalente de Reclamação
FHC	Fernando Henrique Cardoso
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico

LIGHT	Light Serviços de Eletricidade S. A
MME	Ministério de Minas e Energia
NDRC	National Development and Reform Commission
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLANTS PEP	Índice preço de eletricidade no atacado na Europa
RT	Reposicionamento Tarifário
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

Sumário

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. ASPECTOS GERAIS	15
1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO	16
1.2.1. Objetivo Geral	16
1.2.2. Objetivos específicos	16
1.3. METODOLOGIA	16
1.3.1. Revisão Bibliográfica	16
1.3.2. Análise Comparativa das Concessionárias	17
1.3.3. Entrevista Semiestruturada	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
2.1. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
2.1.1. Agentes Institucionais	20
2.2. MODELOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA	22
2.2.1. Modelo de tarifação pelo Custo de Serviço	23
2.2.2. Modelo de tarifação pelo Custo Marginal	24
2.2.3. Modelo de tarifação pelo <i>Price Cap</i>	25
2.3. MODELOS TARIFÁRIOS INTERNACIONAIS	25
2.3.1. União Europeia	26
2.3.2. Estados Unidos	28
2.3.3. China	29
2.4. TARIFAS	29
2.5. REVISÕES TARIFÁRIAS	29
2.5.1. Revisão tarifária periódica	30
2.5.2. Reajuste tarifário anual	30
2.5.3. Revisão tarifária extraordinária	30
2.6. CICLOS DAS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS- CRTPs	31
2.6.1. Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	32
2.6.2. Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	32
2.6.3. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica	33
2.7. VISÃO GERAL DO CÁLCULO TARIFÁRIO	34
2.8. FATOR X	36
2.8.1. Introdução do Fator X na tarifa de energia elétrica	36
2.9. CÁLCULO DO FATOR X	40
2.9.1. Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd)	41
2.9.2. Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q)	41
2.9.3. Trajetória de custos operacionais (T)	45
3. RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
3.1. FORNECIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL POR CLASSE DE CONSUMO	46
3.2. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS FATORES CONSTITUINTES DA TARIFA DE ENERGIA	47
3.3. ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DA PARCELA “A” E “B” NA TARIFA DE ENERGIA	49
3.3.1. Análise da participação da Parcela “B” nos dois últimos CRTP	51
3.4. CONSIDERAÇÕES SOBRE O FATOR X E A TARIFA FINAL DE ENERGIA	51
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54

“Somos responsáveis por aquilo que fazemos, o que não fazemos e o que impedimos de ser feito.”

Albert Camus

1. INTRODUÇÃO

1.1. ASPECTOS GERAIS

Considerando o panorama mundial atual, em que a energia é algo fundamental para os processos produtivos, assim como para o avanço do mundo contemporâneo, fica cada vez mais evidente a necessidade de investimentos e estudos no segmento energético.

Nos últimos anos, graças ao aperfeiçoamento de novas metodologias de mensuração da produtividade, o uso e consumo de energia ao longo da cadeia produtiva permitiu a otimização desses processos. Somado a isso, o marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro ajustou-se para a concepção de um sistema produtivo de energia eficiente e regulado por órgãos especializados.

Na década de 1990, após a privatização do setor, foram criados alguns órgãos de fiscalização e regulação, tais como Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE e Operador Nacional do Sistema – ONS. Isso possibilitou ao Governo Federal concentrar seus esforços na qualidade do serviço e do produto.

Diante da crise econômica, o órgão regulador percebeu a necessidade da implantação de um instrumento que viabilizasse o equilíbrio econômico da concessionária e o preço justo para o consumidor.

O Fator X, que já era adotado em outros países, se estabeleceu então como um fator inserido na tarifa de energia elétrica também no Brasil. Com o objetivo de repassar os ganhos em eficiência e produtividade para os consumidores finais, favorece a distribuidora e incentiva a modicidade tarifária.

A partir das experiências do uso do Fator X, no Brasil e em outros países, observou-se que há aspectos quantitativos para o cálculo do mesmo que podem ser aprimorados. Ou seja, mesmo recente no mercado de energia, já há melhorias sendo implementadas nos parâmetros utilizados.

1.2. OBJETIVOS E METAS DO TRABALHO

1.2.1. Objetivo Geral

O objetivo do presente trabalho é analisar o comportamento do Fator X na parcela B e no valor final da tarifa de energia elétrica e os consequentes ganhos repassados ao consumidor.

1.2.2. Objetivos específicos

- Apresentar, dentro de uma perspectiva histórica, a evolução do setor elétrico brasileiro e seus agentes institucionais;
- Apresentar os modelos de regulações tarifárias;
- Retratar alguns modelos tarifários internacionais;
- Apresentar os tipos de revisões tarifárias;
- Descrever os ciclos de revisões tarifárias periódicos;
- Apresentar a metodologia de cálculo da tarifa de energia;
- Exibir os elementos constituintes do Fator X;
- Apresentar o comportamento das tarifas médias de energia no Brasil em diferentes classes de consumo;
- Analisar o comportamento das tarifas das concessionárias selecionadas no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.
- Verificar influência do Fator X na parcela B e sua consequência no valor da tarifa final.

1.3. METODOLOGIA

A metodologia utilizada nesse trabalho consiste em 3 etapas:

- Revisão Bibliográfica do histórico do mercado de energia Brasileiro, da tarifa de energia elétrica e do Fator X;
- Análise comparativa de um grupo constituente de 8 concessionárias;
- Entrevista semiestruturada com responsável na ANEEL;

1.3.1. Revisão Bibliográfica

Primeiramente, foi realizado um levantamento da contextualização do setor elétrico brasileiro, assim como seus agentes institucionais. Para se entender melhor como se deu o surgimento da tarifa de energia, apresentou-se os modelos de regulação tarifários nacionais e internacionais.

Foram feitas pesquisas na base de dados da ANEEL, que disponibiliza as notas técnicas introduzindo os dados das revisões tarifárias. Também se utilizou de pesquisas de artigos científicos que abrangem o escopo dos temas principais do referido trabalho.

Os tipos de revisões tarifárias foram retratados ao longo do texto para se compreender como é a periodicidade desses ajustes realizados. Em seguida, discorreu-se sobre os ciclos das revisões tarifárias periódicas.

Em seguida, introduziu-se um breve memorial de cálculos do Fator X, apresentando seus respectivos elementos: ganhos de produtividade (Pd), qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q), e a trajetória de custos operacionais (T).

1.3.2. Análise Comparativa das Concessionárias

Foram levantados os dados das tarifas médias em algumas classes de consumo no período de 2003 a 2015. Dessa maneira, foi possível a obtenção do comportamento dessas tarifas diante dos acontecimentos no setor elétrico.

Foram selecionadas oito concessionárias das regiões brasileiras consideradas de maior relevância econômica e social: Sudeste, Centro-Oeste e Sul. O critério para a seleção das distribuidoras dessas regiões foi a escolha das mais reconhecidas dentro de sua região e que possuíam características que assemelhavam suas regiões de concessão. Assim, selecionou-se 3 para a região sudeste, 3 para a região nordeste e 2 para a região sul.

Ao se avaliar as notas técnicas referentes ao terceiro ciclo, percebeu-se que alguns dados divulgados eram comuns em todas as notas técnicas. Assim, escolheu-se elaborar tabelas comparativas entre eles para que fosse possível uma percepção mais apurada da influência do Fator X na revisão periódica.

1.3.3 Entrevista Semiestruturada

Para um aprimoramento dos resultados do referido trabalho, utilizou-se de uma entrevista semiestruturada na ANEEL. Levantou-se uma lista de perguntas pré-selecionadas (ANEXO I), para que alguns questionamentos pudessem ser solucionados, acrescentando ao corpo do texto como um complemento às informações obtidas.

A entrevista ocorreu no dia 10/06/2016 às 14 horas na sede da ANEEL, localizada em SGAN 603, s/n - Asa Norte, Brasília - DF, CEP:70830-030. O responsável foi o assessor Hálisson Rodrigues Ferreira Costa, especialista em Regulação e ligado à Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM.

Essa etapa proporcionou uma enorme contribuição para a finalização do trabalho, tanto para confirmar algumas conclusões já previamente obtidas pelo estudo, quanto para esclarecer outras questões que não estavam claramente compreendidas, devido aos problemas enfrentados de assimetria e escassez de informações.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No Brasil, o marco inicial da chegada de energia foi o ano de 1879, quando se inaugurou a prestabilidade contínua de iluminação elétrica na estação central da ferrovia Dom Pedro II, no Rio de Janeiro. Posteriormente, em Diamantina, no estado de Minas Gerais, em 1883, foi edificada a primeira instalação hidrelétrica brasileira. (GOMES et. al, 2006)

Os setores de infraestrutura eram considerados monopólios naturais, devido aos atributos econômicos. Segundo Pires & Piccinini (1999, p. 219),

A situação de monopólio natural pode ser definida como aquela na qual uma única firma provê o mercado a um menor custo do que qualquer outra situação, dado um determinado nível de demanda, devido ao aproveitamento máximo das economias de escala e de escopo existentes.

Durante as últimas décadas, a economia mundial tem demonstrado uma propensão à redução da participação do Estado na economia, concomitantemente à expansão da iniciativa privada. A inserção da competitividade dos mercados nos setores anteriormente estatais corrobora para uma desregulamentação no serviço público. Essa competição dos setores de energia elétrica dar-se-á pelo intuito da melhoria na eficiência econômica. (LEITE et. al, 2006)

A liberalização do setor elétrico para a iniciativa privada requer, por sua vez, a adoção de mecanismos de controle e fiscalização que garantam a efetivação do serviço. Considerando esse aspecto, a regulação do setor se faz necessária de tal modo a garantir o serviço para o consumidor ao menor custo, compatibilizando os níveis adequados para a obtenção da melhor qualidade de energia, evitando assim o abuso por parte do poder do monopólio. (PIRES & PICCININI, 1999)

A origem do marco regulatório do sistema elétrico brasileiro data dos idos dos anos 30, com a criação do Código de Águas (Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934) que tratava da submissão das concessões e autorizações tangentes à exploração da energia hidráulica e serviços de transmissão, transformação e distribuição. (GOMES et. al, 2006)

A evolução regulatória possui caráter incisivo no interesse dos consumidores, pois, mesmo com a inserção da indústria e normas no mercado, essa evolução ocorre especificamente para o setor de geração de energia elétrica; quanto

ao alcance da transmissão e distribuição, persistirão como monopólios naturais. (PIRES & PICCININI, 1998).

2.1.1. Agentes Institucionais

Nos anos 20, a economia brasileira adotava um modelo agroexportador; a maior parte da população vivia no meio rural. O potencial hídrico do país era gigantesco, porém ainda desconhecido e inexplorado para fins produtivos. Na época, o setor elétrico brasileiro era controlado, fiscalizado e regulamentado por uma Comissão de Estudos de Forças Hidráulicas, vinculada ao Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio. (ANEEL, 2015)

Com a eclosão da Grande Depressão em 1929, o país inicia um movimento pró-industrialização. O abandono do modelo agroexportador para o modelo industrial exigiu a consolidação do setor elétrico.

Em 1933, foi criada a Diretoria de Águas com o intuito de gerir os recursos hídricos no país. Segundo Saes (2011), em 1934, a reforma foi iniciada pelo ministro da agricultura Juarez Távora, estabelecendo os recursos minerais e hídricos como patrimônios inalienáveis da nação. Criou-se o Departamento Nacional de Produção Mineral – DNPM, órgão que possui a finalidade de planejar e fomentar a exploração mineral, assim como fiscalizar as atividades de mineração. (DNPM, 2015)

Com a expansão do setor industrial no Brasil, a demanda por recursos energéticos tornou-se o tema central nas decisões do governo. A indústria brasileira consolidou-se e importantes seguimentos intensivos em energia estabeleceram-se nesse período, tais como: siderúrgica, metalúrgica, têxtil, automotiva e construção civil.

Em 1939, foi criado um órgão consultor, ligado à presidência da República, chamado Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica – CNAEE. Sua função era orientar e controlar os recursos hidráulicos e de energia elétrica. Tinha autonomia em todo o Brasil e possuía também poderes executivos. (ANEEL, 2015)

Constatando a necessidade de planejamento do setor para a expansão da geração de energia e a viabilidade do financiamento dessa produção, em meados dos anos 40, foi introduzida a intervenção estatal. (LORENZO, 2002)

Durante o período dos anos 60 a 80, o país desenvolveu um modelo do setor elétrico centralizado e coordenado por uma empresa estatal, a Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS. Esse modelo visava o aproveitamento do

potencial hídrico brasileiro por meio da construção de usinas de grande porte. (FERREIRA, 2008)

No ano de 1960, durante o governo de Juscelino Kubitschek, foi criado o Ministério de Minas e Energia - MME (Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960) com a finalidade de formular, implementar e planejar as políticas públicas do setor energético. Finalmente os assuntos ligados à Energia Elétrica foram desvinculados do Ministério da Agricultura. É importante ressaltar que o MME era subordinado à CNAEE. (COPEL, 2014)

Neste mesmo período, foi criada a ELETROBRAS, que, em 1961, absorveu muitas das funções da CNAEE. O projeto de criação da ELETROBRAS vinha sendo discutido desde o Governo Vargas e só foi finalizado por João Goulart com inauguração em 1962. A criação da empresa gerou uma expectativa de superação de uma grande crise de oferta e demanda no Sistema Interligado Nacional - SIN. Para isso, ela vinha com uma proposta de construção de novas usinas e de instalação de mais linhas de alta tensão em todo o território brasileiro. (ELETROBRAS, 2002)

Em dezembro de 1965, foi criado, dentro do MME, o Departamento Nacional de Águas e Energia – DNAE, que tinha finalidade muito aproximada à do CNAEE. Contudo, não ficou explícito que o CNAEE não deveria mais intervir em assuntos competentes ao DNAE. Isso afetou as políticas energéticas nos anos posteriores. (ANEEL, 2015)

Com a edição do Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, o impasse entre o DNAE e o CNAEE foi solucionado, atribuindo ao DNAE um novo nome: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e designando ao mesmo todas as funções que o CNAEE ainda possuía. (ANEEL, 2015)

Em 1977, foi editada a Portaria nº 234 que aprovou o regimento interno do DNAEE, com objetivo explícito no primeiro parágrafo do referido documento, que segue abaixo:

Art.1º - O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, instituído pela Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, com autonomia financeira assegurada pelo art. 18 do Decreto nº 75.468 de 11 de março de 1975, é o Órgão Central de Direção Superior responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

Nos anos 80, com o arrefecimento da economia mundial, o país mergulha em uma crise fiscal e econômica profunda. A desaceleração da produção interna e o desejo de manter o desempenho econômico da década anterior levaram o governo a adotar medidas de expansão de gastos públicos e emissão de moeda. O Resultado foi uma crise fiscal caracterizada por desequilíbrio nos centros públicos. O setor elétrico brasileiro sofreu os efeitos da desaceleração econômica ocorrida nesse período.

Nos anos 90, houve importantes mudanças no setor elétrico brasileiro visando corrigir tais desequilíbrios. No governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso – FHC, iniciou-se um processo de modernização do setor por meio de privatizações, algumas reformas setoriais e a criação de órgãos importantes para o setor, como a ANEEL e a ONS.

No governo FHC, a ANEEL foi criada por meio da edição da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. A Agência reguladora é uma autarquia em regime especial que está vinculada ao MME e foi instituída com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. (MME, 1997)

Com a publicação do Regimento Interno da ANEEL, que se deu através da publicação do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, foi extinto o DNAEE.

A ANEEL tem como missão “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.” (ANEEL, 2015).

Contudo, as mudanças ocorridas nos anos 90 ainda não conseguiram solucionar problemas que vinham ocorrendo no setor, e que terminaram ocasionando o racionamento de energia que ocorreu em 2001. Segundo Mocelin (2004), apesar de o racionamento ter sido associado às secas, o evento foi um ponto extremo resultante de faltas de investimento no setor elétrico ao longo dos anos.

2.2. MODELOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA

Uma agência reguladora é um órgão independente no que diz respeito às questões políticas para a obtenção de um controle ao atendimento dos contratos de concessão, de forma a garantir a sustentabilidade do segmento ao longo prazo.

Essas agências são responsáveis pelo cálculo do valor da tarifa. (ACENDE BRASIL, 2007)

No âmbito do mercado de energia, é importante a definição dos níveis de tarifa de tal modo a gerar o equilíbrio entre os investimentos realizados pelas concessionárias e o benefício na tarifa do consumidor. Para o alcance desse equilíbrio e estruturação da tarifa “ideal”, são necessárias informações precisas e confiáveis que reflitam os custos de regulação. (SILVA, 2006)

O setor elétrico compreende um modelo de regulação tarifária composto basicamente por três segmentos: tarifação pelo custo de serviço, tarifação pelo custo marginal e o *price cap*. Abaixo consta uma apresentação sobre cada tarifação.

2.2.1. Modelo de tarifação pelo Custo de Serviço

No final do século XIX, motivado pelo início da regulação dos monopólios privados de serviço público nos Estados Unidos da América, surgiu o modelo de regulação de custo de serviço, também conhecida como regulação pela Taxa Interna de Retorno - TIR. Tradicionalmente podemos definir esse tipo de regulação como aquela que permite que o preço seja capaz de superar os custos operacionais envolvidos, além de garantir que todos os investimentos que foram concretizados no aumento da qualidade da prestação de serviços possam alcançar uma taxa de retorno favorável à concessionária. (EL HAGE et. al, 2013).

O que chamamos de “custo de serviço” ou “remuneração garantida” é geralmente utilizado para concessões em serviços de utilidade pública. Nesse regime, se garante à empresa concessionária tanto a sustentabilidade financeiro-econômica por meio de uma remuneração que proporciona uma atratividade real para o negócio, quanto a cobertura de seus custos totais, refletindo assim o seu custo de oportunidade. (SILVA, 2006)

Contudo, desde o início da implantação desse regime, foram percebidos dois grandes problemas: a ausência de incentivos para que as empresas concessionárias invistam na eficiência do seu negócio e a grande impossibilidade de um real levantamento do custo de oportunidade e do valor de base de remuneração do capital. Outro grande problema constatado foi que, como o custo de oportunidade necessita do uso de técnicas financeiras, há alguns fatores determinantes que sofrem com o problema do desencontro de informações. Tais informações podem ser manipuladas pelas concessionárias reguladas para que obtenham um lucro

maior, impossibilitando uma boa regulação pelo órgão responsável. Acontece também de, em alguns casos, o regulado investir em diversos aspectos com o intuito de obter um maior lucro em cima desse capital adicional. (SILVA, 2006)

A propagação desse método se deu após a regulação de monopólios e serviços públicos no final do século passado. Nesse mesmo período, outros países costumavam praticar ações governamentais diretas, não necessitando, diante do processo utilizado, de uma regulação específica. (PIRES & PICCININI, 1999)

Logo, apresenta-se como vantagem a expansão das redes de distribuição, pois fornece segurança ao investimento. Quanto à desvantagem enquadra-se um déficit no estímulo da produtividade, pois as despesas das empresas serão cobertas sem levar em consideração uma análise do seu nível de desenvolvimento. (ACENDEBRASIL, 2007)

2.2.2. Modelo de tarifação pelo Custo Marginal

A tarifação pelo custo marginal repassa para o consumidor um preço com a participação de incrementos relevantes para o seu total atendimento. Seu objetivo é o alcance de melhor eficiência econômica por meio do caráter de multiproduto no setor elétrico. Pires & Piccinini (1999) definem esse caráter no contexto em que:

Embora a indústria de energia elétrica tenha um único produto, as características de demanda (tipos, tamanhos e hábitos diferentes dos consumidores) e oferta (produção diferenciada por estações do ano, requerimentos de oferta diferentes por tipo de consumidor etc.) permitem segmentar a energia produzida em “diversos” produtos.

Como consequência da implantação dessa estrutura, houve a elaboração de um modelo de custos que gerasse o melhor preço para o aproveitamento da capacidade instalada sem a necessidade de crescimento do sistema. Também está relacionado como resultado, o surgimento de áreas dos mercados desregulados, como, por exemplo, os mercados *spots*. (PIRES & PICCININI, 1999)

O termo “*spot*” vem do inglês e significa “imediato”, “instantâneo”. Já “mercado *spot*” é utilizado justamente para designar as negociações e transações nas quais se tem o produto a pronta entrega, ou seja, pode ser entregue imediatamente, mediante um pagamento à vista. O mercado *spot* iniciou-se em transações de mercadorias de cunho agrícola e abrangia basicamente transações nas bolsas de mercadorias.

Diferentemente das negociações baseadas nos insumos agrícolas, a entrega no mercado de energia não é tão rápida. Porém foi uma revolução diante dos prazos anteriores das negociações dessa natureza, que chegavam a durar anos. No mercado spot de energia, geralmente se negocia um fornecimento constante, como um pacote único que em um curto período de tempo consegue suprir uma demanda de energia imprevista. (IPEA, 2009)

2.2.3. Modelo de tarifação pelo *Price Cap*

O preço-teto ou *price cap* consiste na diminuição das tarifas, estabelecendo um limite maior, objetivando o aumento dos preços da indústria. O limite pode ser determinado especificadamente para uma média dos serviços e também individualmente. (MAFRA, 2010)

Como vantagem para este sistema, considera-se a exclusividade sobre os serviços diretamente na empresa atuante como monopolista, pois se evita lucros extraordinários e preços incoerentes à concorrência. Como desvantagem, surge a abertura para ocorrência de insuficientes investimentos, devido à existência de um teto de receita, porque aumentando o capital, diminui a taxa de lucro. (MAFRA, 2010)

O modelo de regulação por incentivos diferencia-se do modelo custo de serviço devido à frequência em que ocorrem as revisões tarifárias serem maiores. Esse período mais extenso da realização de revisão acarreta em uma melhoria no que tange ao aumento dos benefícios mediante medidas de redução de custos e ganhos de eficiência, sendo posteriormente entregues ao consumidor com uma periodicidade previamente determinada. (ANEEL, 2002)

2.3. MODELOS TARIFÁRIOS INTERNACIONAIS

Uma questão frequentemente abordada no Brasil é a comparação das tarifas de energia elétrica com outros países. Porém, obter esse entendimento é complexo, pois exige-se um conhecimento detalhado do setor elétrico de cada país. Será discorrido um pouco sobre a problemática, relacionando-se o Brasil, União Europeia, China e Estados Unidos.

A iniciativa de se comparar tarifas de energia se torna conveniente no que tange à gestão dos processos de contratação, pois proporciona às empresas auferir vertentes de energéticos complementares e/ou substitutos à eletricidade. Isso

viabiliza a inserção de novas fontes de produção futuras inclusive com inovações tecnológicas. (LAFRANQUE et. al, 2015)

Segundo LEITE (2012), um mercado eficiente de energia elétrica é aquele em que a demanda acompanha a oferta das centrais elétricas simultaneamente à baixos custos. Inserindo incentivos para novos investimentos com transações de eletricidade na rede sem congestionamento.

2.3.1. União Europeia:

Em 1951 por meio da formação da Comunidade Europeia do Carvão e do Aço (CECA), originou-se um acordo entre Alemanha, Bélgica, França, Itália, Luxemburgo e Países Baixos para a integração de suas indústrias de carvão e de aço. Em 1992, com a assinatura do Tratado de Maastricht, emergiu-se oficialmente a União Europeia, com normas e prazos estabelecidos para moeda e políticas comuns. (VÉLEZ, 2005)

Nos países desenvolvidos a criação de um mercado único e integrado de energia elétrica é um processo mais lento, mas que está sendo implantado com os mercados regionais existentes. A estratégia para liberação da atividade de geração nos mercados e principalmente em relação à comercialização de energia elétrica no atacado é fortalecer os mercados regionais e estimular a competição de compra e venda de energia. (CASTRO et. al, 2014)

Há vários interesses em se tornar os setores domésticos isolados em um setor elétrico integrado. Ao passo em que ocorre um aumento da quantidade de centrais elétricas, reduz o custo de produção, além de dificultar o controle do mercado pelas firmas elétricas. Conjuntamente, resultaria na redução de investimentos em ativos de geração e transmissão, pois portaria uma capacidade de reserva maior. (ZACHMANN, 2010)

A geração térmica era a fonte dominante da Europa, logo, o preço da energia era vigorosamente ligado aos preços dos combustíveis para geração. A evolução do Plants PEP (índice preço de eletricidade no atacado na Europa como um todo) é comparado com o preço de alguns insumos energéticos no gráfico 3 abaixo.

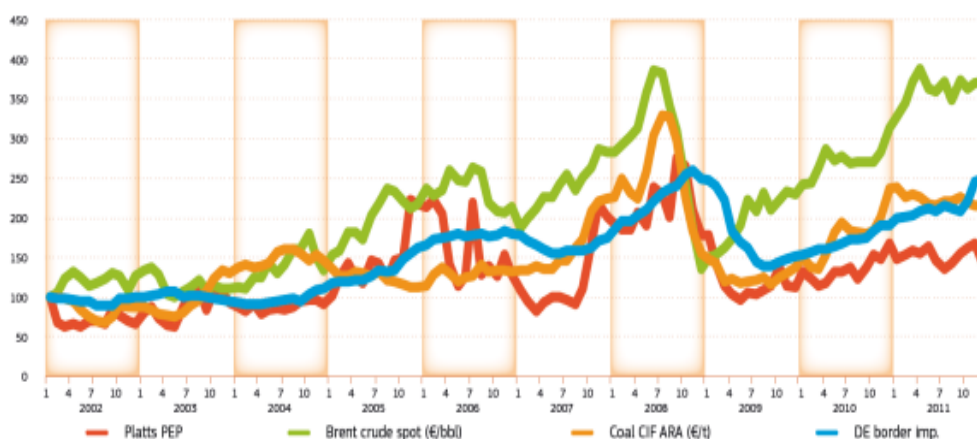


Figura 1- Evolução do Preço da Eletricidade no Atacado, Petróleo, Carvão e Gás Natural 2002-2011. (CASTRO, 2014)

De acordo com gráfico, é notório o acompanhamento da evolução dos preços entre 2002 e 2008 com os índices de preço de gás (border imp) e do carvão, assim como o descolamento após 2008, passando a seguir uma trajetória mais amena diante da alta dos preços do gás e carvão. (CASTRO et. al, 2014)

A queda do valor da energia elétrica diante do comportamento dos combustíveis fósseis se deu devido a diminuição no valor dos direitos de emissão de gases do efeito estufa no mercado europeu juntamente ao aumento da participação de fontes renováveis, principalmente a eólica. A geração de energia provinda de fontes alternativas vem aumentando desde os anos 90, representando em 2012 a terceira forma de geração igualada ao carvão, combustíveis fósseis e geração nuclear. (CASTRO et. al, 2014)

A União Europeia busca um mercado unificado de energia desde a década de 1990. Porém, o progresso para essa integração ainda enfrenta resistência, entre elas, limitações para alocar os direitos de uso das redes limítrofes, rede de transmissão insuficiente e políticas para fontes alternativas distintas. (BUGLIONE et. al, 2009)

Embora no mercado *spot* o comportamento dos preços da energia decaia como consequência das renováveis, a tendência para o custo quanto aos consumidores é uma elevação. Essa trajetória deve-se às tarifas subsidiadas para energias alternativas. Em circunstâncias onde há exportação de energia, há subsídios não intencionais que acabam interferindo em atividades exportadoras advindos desses incentivos.

Uma alternativa para solucionar essa problemática seriam inovações regulatórias para o surgimento de um sistema que forneça um certo ressarcimento aos consumidores do país exportador, quando a geração de energia é remunerada pelos consumidores. (CASTRO et. al, 2014)

2.3.2. Estados Unidos:

A oferta de combustível no mercado interno nos Estados Unidos teve um aumento significativo em 2000 com a produção em grande escala de gás de xisto, chegando à 525% no ano de 2014 em comparação à 2008. Esse crescimento ocasionou a substituição dos combustíveis fósseis como petróleo e carvão pelo gás natural. (LAFRANQUE et. al, 2015)

O gráfico 4 abaixo representa a variação do consumo desses combustíveis fósseis.

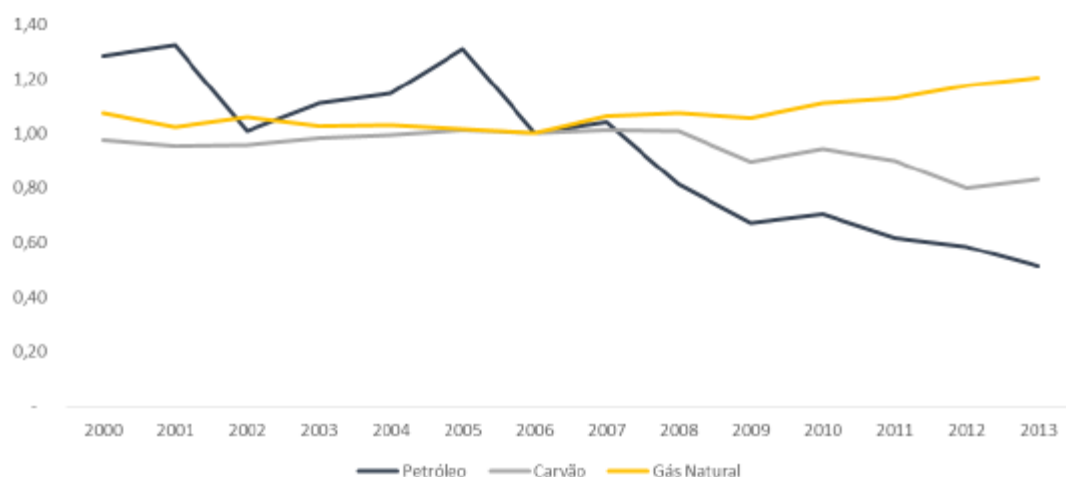


Figura 2- Índice de variação de consumo de combustíveis fósseis nos Estados Unidos 2000-2013. (LAFRANQUE et. al, 2015)

Esse desempenho propiciou ao setor elétrico americano ganhos quanto à geração de energia elétrica provinda de termoelétricas, chegando a corresponder em 2012 da matriz elétrica 75,6% em capacidade térmica. Concomitantemente, essa dinâmica veio acompanhada do declínio do custo da produção de eletricidade, logo, interferindo na tarifa do consumidor final.

Esse efeito sobre o custo de geração se deve a dois fatores. A princípio, por ser uma produção interna, tende a diminuir o valor do combustível se comparado aos outros países devido à isenção do transporte. Outro fator a ser considerado é o

entreve dos Estados Unidos quanto à exportação de gás natural livremente, conseqüentemente, queda do preço no mercado interno. (LAFRANQUE et. al, 2015)

2.3.3. China:

As políticas públicas da China possuem ligação direta com as tarifas de energia elétrica do país, conseqüentemente essas são mais baratas. O Estado que determina a tarifa do consumidor e aplica subsídios cruzados nos setores. A tarifa não influencia no valor da energia no mercado atacadista, a desigualdade é de responsabilidade das estatais. . (LAFRANQUE et. al, 2015)

A China é o país que mais produz e consome carvão no mundo, e mesmo assim o preço da geração de energia não acompanha o carvão. Porém, a partir de 2009 deixou de ser exportadora para ser importadora, elevando os preços.

O preço do carvão é subsidiado anualmente pelo National Development and Reform Commission (NDRC). Em 2004 o NDRC autorizou o ressarcimento de 70% ao consumidor final do incremento do carvão, quando esse ultrapassar 5%. Logo, a imposição do Estado diante da regulação de preços é a origem de tarifas amenas, assim como regula o preço do carvão.

2.4. TARIFAS

Tarifa de energia elétrica consiste no somatório de todas as atividades e componentes em um processo desde a geração, transmissão, distribuição até a comercialização de energia. Consta também o acréscimo de encargos voltados para o pagamento de políticas públicas, sendo essa conjuntura constituinte do preço da conta do consumidor. Os propósitos das tarifas são assegurar qualidade e garantia do fornecimento de energia, atendimento, custeamento das atividades operacionais e remunerar adequadamente os investimentos para expansão da capacidade. (MAFRA, 2010)

2.5. REVISÕES TARIFÁRIAS

A revisão tarifária é algo de fundamental importância nos processos de regulação econômica. Estabelece tarifas que consigam manter o devido equilíbrio entre o investimento desembolsado pelas concessionárias de distribuição e preços justos para os consumidores. Porém a regulação possui um grande problema: a assimetria de informação, que aumenta os custos envolvidos na regulação de serviços como um todo. (SILVA, 2006)

A regulamentação do fornecimento dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica é avaliada de acordo com a legislação imposta nos contratos de concessão. Esses contratos são assinados entre a ANEEL e as concessionárias prestadoras de serviço quanto à transmissão e à distribuição de energia, que determinam diretrizes para o atendimento ao consumidor, assim como impõe penalidades diante das irregularidades. Três mecanismos de alteração tarifária são definidos nos contratos e expostos abaixo. (ANEEL, 2013)

2.5.1. Revisão tarifária periódica

Esse processo possui um período de ocorrência que é definido previamente, usualmente são quatro anos. Possui o intuito de aferir a estabilidade econômico-financeira da concessão e avaliar os custos efetivos diante da necessidade de investimentos prescientes. (ANEEL, 2013)

A Revisão Tarifária Periódica - RTP é constituída de dois estágios identificados como Reposicionamento Tarifário - RT e o cálculo do Fator X. No segmento do RTP, são estabelecidos os valores das tarifas que se adequam aos investimentos efetuados pela distribuidora. (CARÇÃO, 2011)

Segundo Hálisson Rodrigues Ferreira Costa, assessor da ANEEL, as participações nesses processos de revisões tarifárias funcionam da seguinte maneira: inicia-se por uma reunião pública de diretoria que abre a audiência pública com toda a documentação para que o público externo possa contribuir, ou seja, qualquer pessoa pode ir e dar sua contribuição. Posteriormente ocorre uma reunião presencial que ocorre na principal cidade na área de concessão da empresa concessionária.

2.5.2. Reajuste tarifário anual

Os reajustes acontecem anualmente, porém, nos anos em que ocorrem as revisões tarifárias periódicas, os reajustes não são realizados. Esse mecanismo possui o propósito de firmar um controle na aquisição da receita obtida através da realização das tarifas aplicadas pela concessionária. (ANEEL, 2013)

2.5.3. Revisão tarifária extraordinária

A revisão tarifária extraordinária pode ser realizada em qualquer período de tempo, desde que exista a ocorrência de alguma instabilidade na relação econômico-financeira. Também pode ser aplicada em casos de comprovação de

significâncias negativas devido à formação, modificação ou eliminação de tributos ou encargos legais. (ANEEL, 2013)

2.6. CICLOS DAS REVISÕES TARIFÁRIAS PERIÓDICAS - CRTPs

As revisões tarifárias periódicas são também um dos mecanismos de definição do valor que o consumidor paga na sua conta de energia. São realizadas em média de quatro em quatro anos. O primeiro ciclo de revisões periódicas aconteceu entre 2003 e 2006, o segundo entre 2007 e 2010 e o terceiro entre 2011 e 2014. O novo ciclo de revisões tarifárias iniciou-se em 2015. (ANEEL, 2015)

Os custos estabelecidos pela ANEEL que são postos nos processos de revisão tarifária podem superar os custos que as distribuidoras efetivamente praticam, assim como ser inferiores aos mesmos. Comumente, realizam-se uma comparação entre as distribuidoras, nomeado como um mecanismo de *benchmarking*. Porém, na prática, após serem determinados os valores eficientes, esses serão apenas reajustados até a próxima revisão tarifária. (ANEEL, 2015)

Em 2015, houve uma modificação no conceito de ciclo tarifário. Até então as metodologias para definição da parcela B eram avaliadas simultaneamente para em seguida serem aplicadas de forma semelhante na revisão de todas as distribuidoras. Hoje, a metodologia para os elementos da Parcela B podem ser revistos individualmente. Na figura 1 abaixo está representada a receita revisada.

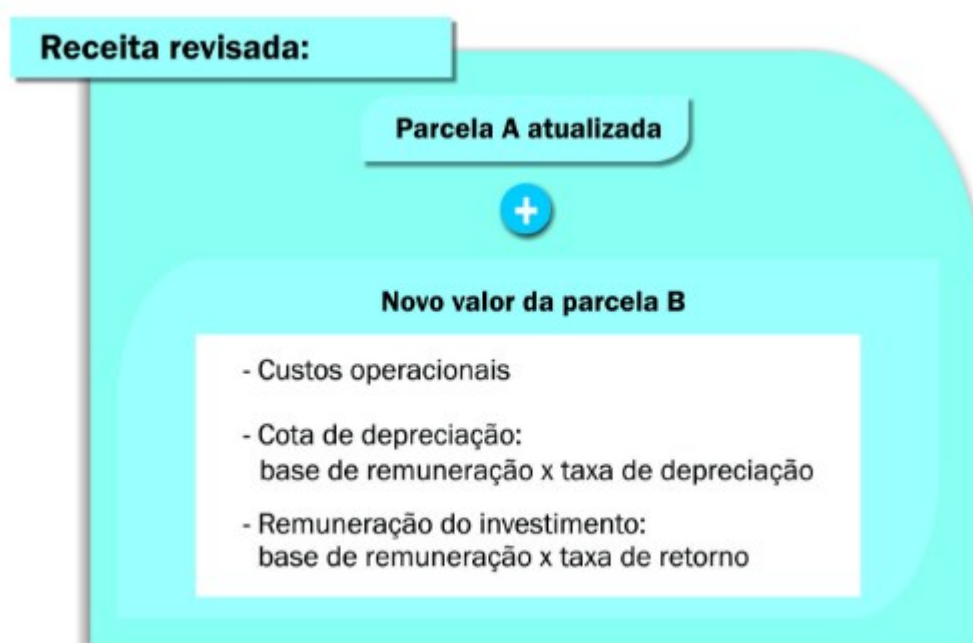


Figura 3- Receita Revisada. (ANEEL, 2015)

2.6.1. Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

A composição da Base de Remuneração Regulatória- BRR, para o primeiro ciclo era composta da seguinte maneira: ativo imobilizado em serviço, o qual era avaliado de acordo com os critérios estabelecidos na resolução; almoxarifado de operação; ativo diferido; obrigações especiais, validadas de acordo com o investimento da concessionária; e capital de giro, do qual a movimentação da concessionária era totalmente dependente. (TCU, 2014)

Desde o primeiro CRTP, a BRR é determinada pelo valor novo de reposição, e não baseado em um custo histórico, buscando sempre o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos. Esse valor é resultado do banco de preços da concessionária ou custo contábil atualizado.

A base de remuneração utilizada pela ANEEL para realização de cálculo do 1º CRTP fundamentou-se na verificação dos ativos já existentes naquela época para cada distribuidora, considerando apenas aqueles efetivamente disponibilizados na prestação de serviços de distribuição. Materializou-se então a base blindada –BB1, definida para viabilizar as futuras revisões tarifárias, sem a necessidade de uma nova reavaliação dos ativos. (TCU,2014)

2.6.2. Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Foi aprovada em outubro de 2006 as melhorias a serem implantadas no segundo ciclo de revisão tarifária, o qual ocorreu no período de 2007 a 2010. Essas melhorias tiveram início entre 7 e 28 de julho sob audiência pública, na qual a ANEEL recebeu propostas por escrito. Em seguida, em 2 de agosto, com a participação de 125 pessoas, ocorreu a audiência pública presencial. Fórum Forte Integração, é um ambiente via internet, no qual essas propostas ficaram disponíveis para um posterior debate. (ANEEL, 2006)

Segue um apanhado dos aperfeiçoamentos do conjunto de metodologias:

- Retirou-se do Fator X, o Índice de Satisfação do Consumidor – Iasc, porém, o fator continua a refletir os ganhos de produtividade da concessionária;

- Reavaliou-se o custo de pessoal, os dados dos ativos, clientes, estrutura central, e cálculos dos processos comerciais. Essa metodologia é nomeada como “Empresa de Referência”, permite e propicia replicar os resultados, a tornando disponível aos interessados;

- A base de remuneração passou a ser revisada de dois em dois ciclos de revisão. Ela corresponde aos investimentos necessários para a prestação dos serviços.

- Alteração para o estabelecimento do tratamento regulatório de perdas técnicas e não técnicas de energia. Passaram a ser analisadas caso a caso no caso de furto e fraudes para as distribuidoras. Foram fixados limites e metas para essas perdas e não mais uma redução gradativa.

- A metodologia para remunerar as concessionárias quanto ao custo médio ponderado de capital e à estrutura ótima serão por atualização de série de dados.

- No quesito do cálculo para outras receitas, aquelas consideradas não unicamente das tarifas, porém que se relaciona a bens e serviços prestados, que preservem a modicidade tarifária concomitantemente instigando a procura de novas receitas.

- Para averiguação da correspondência entre a qualidade que chega ao consumidor e investimentos precisos para esse atendimento, assim como as consequências na tarifa de energia elétrica, inseriu-se uma ferramenta computacional que correlaciona o montante de investimentos com metas de qualidade.

- O período para o cronograma de atividades no decurso dos processos de revisão foi alterado para 240 dias, que anteriormente eram 360. Logo, uma participação mais abrangente quanto aos debates das revisões dos conselhos de consumidores.

Em 2007, 7 distribuidoras passaram pelo processo de revisão tarifária. Em 2008 mais 36 concessionárias, 2009 outras 17 e 2010 mais uma. (ANEEL, 2006)

2.6.3. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

O terceiro ciclo de revisão tarifária periódica estava previsto para ocorrer no período correspondente de 2011 a 2013. Porém, foi adiado, tendo início em 2012 e 2013 devido aos atrasos nos debates para implantação das alterações a serem realizadas nos procedimentos regulatórios. (DIEESE, 2014)

Segue alteração para determinação da Parcela B do terceiro ciclo:

- Retirou-se o modelo de “Empresa de Referência”, caracterizado por uma empresa fictícia a qual definia a tarifa designando parâmetros de acordo com a características da região, mercado e porte da concessionária. A ANEEL afirmou que

esse modelo não estava sendo corretamente entendido pela sociedade. A partir de então, os custos operacionais passaram a ser levantados em dois estágios. (DIEESE, 2014)

O primeiro consistia na revisão monetária dos custos operacionais relativos ao segundo ciclo por essa Empresa de Referência, e o segundo uma análise de eficiência entre mercado, área de concessão e qualidade de serviço. Esses estágios são então comparados. Em caso de equivalência, prevalece o valor do primeiro, quando não, a diferença se converte em um percentual que incrementará ou descontará um valor entre -2% e +2%, o chamado elemento “T”-Trajetória de Custos Operacionais do Fator X. Logo, o estudo ficou dirigido preferencialmente para o custo de cada concessionária de forma geral, e não mais para a atividade executada por cada uma.

- No que diz respeito aos investimentos realizados pela concessionária que possui a ligação direta com o ganho dos acionistas, possui duas ramificações. Primeiramente, a remuneração dos investimentos, a qual a ANEEL é a responsável por defini-la, analisando uma estrutura que atenda à área de concessão para realização dos serviços de distribuição. A outra, que consiste no custo médio ponderado do capital próprio e do capital de terceiros, nomeada como taxa de retorno. (DIEESE, 2014)

A modificação que ocorreu nesse segmento, foi dar uma maior importância aos capitais terceiros, que eram a minoria anteriormente. Passaram a representar 55% do total, logo, a taxa de retorno líquida passou de 9,95% para 7,05%.

- A outra mudança que ocorreu nesse ciclo está diretamente vinculada à estrutura que é hoje dada ao Fator X, visando a modicidade tarifária. Essa alteração adveio através dos três elementos seguintes: Ganhos de Produtividade (Pd), correspondente ao crescimento do mercado e do número de unidades consumidoras; Qualidade de Serviço (Qd), resultantes dos indicadores DEC e FEC, podendo impactar na tarifa com acréscimo ou decréscimo de 1% na parcela B; e a Trajetória dos Custos Operacionais (T), como já mencionado acima.

2.7 VISÃO GERAL DO CÁLCULO TARIFÁRIO

No segmento da distribuição de energia elétrica no Brasil, a receita inicial da concessionária é constituída de duas parcelas, nomeadas de A e B. A parcela “A” é referente aos custos não gerenciáveis, os quais não são submetidos à ingerência

da concessionária, como por exemplo, compras de energia e encargos setoriais. Já a parcela “B” contempla os custos gerenciáveis, que estão sob os comandos das decisões da concessionária que podem ser serviços de terceiros, mão de obra, depreciação em material. (ANEEL, 2002)

O submódulo 2.1 da Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição da ANEEL de 2015 afirma que o valor da parcela A é a composição pela soma dos componentes de acordo com a Eq.(1), que se encontra abaixo:

$$\mathbf{VPA = CE + CT + ES} \quad (1)$$

Em que:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

Encargos setoriais compõem os custos que não dependem das decisões das concessionárias de distribuição de energia elétrica. São definidos por lei e valorados pelo órgão regulador. Sua nomenclatura é oriunda da conjuntura do recebimento de recursos do consumidor através das distribuidoras serem designados ao setor de energia elétrica, porém sem existência de uma correlação direta à operação e manutenção dos sistemas. (CARÇÃO, 2011)

O submódulo 2.1 da Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição da ANEEL de 2015 afirma que o valor da parcela B (VPB) será calculado no processo de revisão tarifária conforme a Eq. (2) abaixo:

$$\mathbf{VPB = (CAOM + CAA) \times (1 - Pm - MIQ) - OR} \quad (2)$$

Em que:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado; e

MIC: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

Os custos referentes ao VPA são integrados totalmente nas tarifas que serão repassados aos consumidores. Distintamente dos custos referentes ao VPB, os quais são anualmente modificados no processo de reajuste tarifário e devidamente ajustados de acordo com o Fator X. (FUGIMOTO, 2010)

Os cálculos referentes ao Fator de Ajuste de Mercado e ao Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade serão realizados considerando a metodologia do cálculo do elemento “Pd” e do elemento “Q” do Fator X, os quais serão detalhados a seguir.

2.8. FATOR X

2.8.1. Introdução do Fator X na tarifa de energia elétrica

O modelo de regulação tarifária pelo custo de serviço foi utilizado durante muitos anos. Em 1995, após a edição da Lei 8.987/95 que trata das concessões de serviço público das distribuidoras de energia elétrica, determina fundamentos como regularidade, continuidade, eficiência e segurança na realização dos serviços, chegando ao fim desse modelo e migrando para o price cap. Surge então um mecanismo nomeado como Fator X para o acompanhamento e efetivação do compartilhamento dos ganhos de produtividade. (SANTOS et. al, 2003)

O Fator X foi criado pela ANEEL e permite o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade projetados para as empresas no intervalo entre as revisões tarifárias periódicas. (ANEEL, 2002)

A estruturação do Fator X, como é hoje, surgiu em 1984 na Inglaterra. Foi concebida por Stephen Littlechild, que a estabeleceu pouco depois da venda da British Telecom - BT para o capital privado. Esse novo modelo de regulação veio ao encontro da necessidade de que as empresas que possuíam o monopólio não utilizassem o preço que desejassem. Além disso, para que fossem assegurados os lucros associados aos ganhos de produtividade de cada concessionária entre o período que abrangeu da privatização até a primeira revisão, já que também aí era necessário que os interesses dos consumidores fossem defendidos. (ANEEL, 2002)

Enquanto se discutia a revisão dos controles de preço que se iniciou em 1999 na Inglaterra, a agência reguladora britânica colocou como prioridade realizar a comparação entre as 12 empresas distribuidoras e incorporou, após o término do estudo, a comparação ao Fator X. O interesse dessa ação foi de repassar tais

ganhos em eficiência para as distribuidoras e incentivá-las a investirem em eficiência. (NETTO, 2011)

É interessante ressaltar que a decisão mais importante, diante do momento que o sistema elétrico britânico estava vivendo, foi a transição de um cost-plus-fixed-fee (“cost plus”) para um regime de price cap. (Jones, 2001)

No Brasil, entre outros, o Fator X é aplicado nos reajustes das tarifas de fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição. Foi inicialmente proposta em 2002 pela Nota Técnica n° 326/2002-SRE/ANEEL ao processo de Audiência Pública – AP, da ANEEL n° 023/2002, visando propor metodologia de cálculo do Fator X. (ANEEL, 2002)

O Fator X é decisivo no que diz respeito ao incentivo à eficiência de uma empresa, pois, para a obtenção do crescimento econômico visando maiores lucros, o seu ganho de produtividade deverá ser maior que o fator. O incremento de uma elevada diligência na definição e aplicação do Fator X deve ser levado em consideração pelo regulador. De acordo com a alteração do valor como uma alta ascensão, pode-se resultar em consequências drásticas levando à inviabilização dos negócios, como também uma redução pode gerar lucros extraordinários retrocedendo ao preço de monopólio. (ROSA, 2004)

Para explicar melhor a maneira como se trabalha com o Fator X no mercado de energia elétrica brasileiro, serão utilizados alguns gráficos disponibilizados pela própria ANEEL.

A Figura (1) mostra a maneira pela qual o regime de preços máximos atua sobre a concessionária. Foi admitido que não houve variações no índice de reajuste da parcela “B” (IGP-M), também como na parcela “A”, ou seja, ambas as parcelas permaneceram constantes ao longo do primeiro período tarifário. Logo, a tarifa (T1) permanece inalterada no período. Admitiram-se esses fatores para simplificar o entendimento do funcionamento do processo. Desse modo, a concessionária tem a oportunidade de, durante esse período, diminuir seus custos de operação, representado pela área azul do gráfico na Fig. (1). Assim a concessionária que conseguir otimizar seu processo terá um maior faturamento no período.

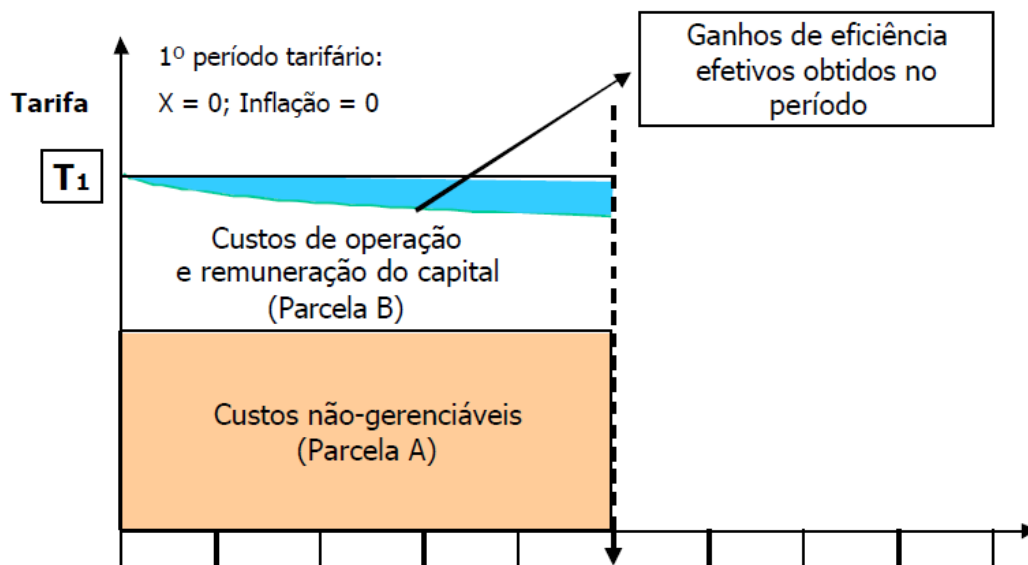


Figura 4-Regime de Regulação por Incentivos – Preços Máximos (ANEEL, 2002).

Ao se findar o período tarifário, é realizada a primeira revisão tarifária periódica, colocando a tarifa ao nível da receita necessitada para os custos de operação e repassando à concessionária os valores necessários para cobrir os investimentos visando à eficiência pela empresa nesse período.

Na Figura (2) é exemplificado como o processo é realizado. Nessa etapa é estimado o quanto a concessionária irá aumentar sua eficiência durante o próximo período tarifário. Com o regime de regulação por incentivos, o lucro projetado que será obtido pela concessionária graças à eficiência é repassado para o consumidor. Tudo isso está englobado no Fator X. Também pode ser visto que as tarifas que foram mantidas fixas, independente do desempenho da empresa, possibilitaram que houvesse um lucro acima da remuneração regulatória. Tal receita pode ser visualizada na área azul da Fig. (2)

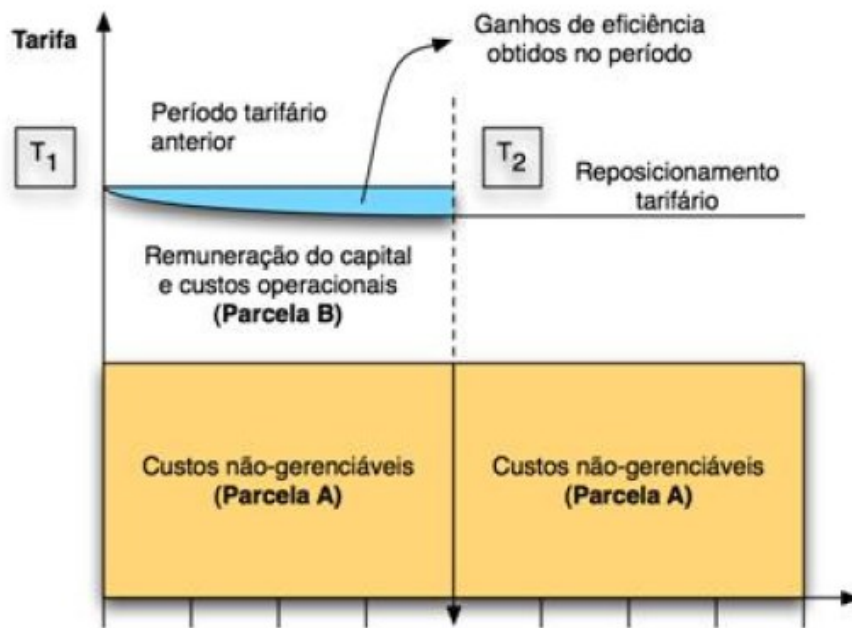


Figura 5-O Regime por incentivo como explicado pela ANEEL (ANEEL, 2006)

Assim, a concessionária é incentivada a reduzir seus custos, já que posteriormente não há nenhuma maneira de captura desse lucro pela agência reguladora. É interessante ressaltar que, se houvesse captação desses ganhos pela ANEEL ou se fosse cogitado nas tarifas estipuladas para o próximo período, não haveria incentivo algum para que a empresa fosse mais eficiente. (LAFFONT & TIROLE, 1994)

Além disso, na Figura (2), a nova tarifa de custo (T2) serve de referência para o próximo ciclo tarifário. Assim, o parâmetro para que sejam executados os novos estudos são as práticas de eficiência das diversas empresas, sem que as concessionárias sejam penalizadas por não ter alcançado determinado nível de eficiência.

Já na Figura (3), as reduções na tarifa que provêm do aumento de produtividade para o próximo período tarifário são representadas pela área verde. Contudo, tais reduções não estão diretamente ligadas a um avanço de eficiência da concessionária. Ao passo que a eficiência na qualidade da gestão da distribuidora não entra no Fator X, então, se torna um ganho extra para as empresas que conseguem ser mais eficientes que a regulação padrão estipulada no início do ciclo. Esse ganho de eficiência na gestão da concessionária está sinalizado na área amarela da Fig. (3).

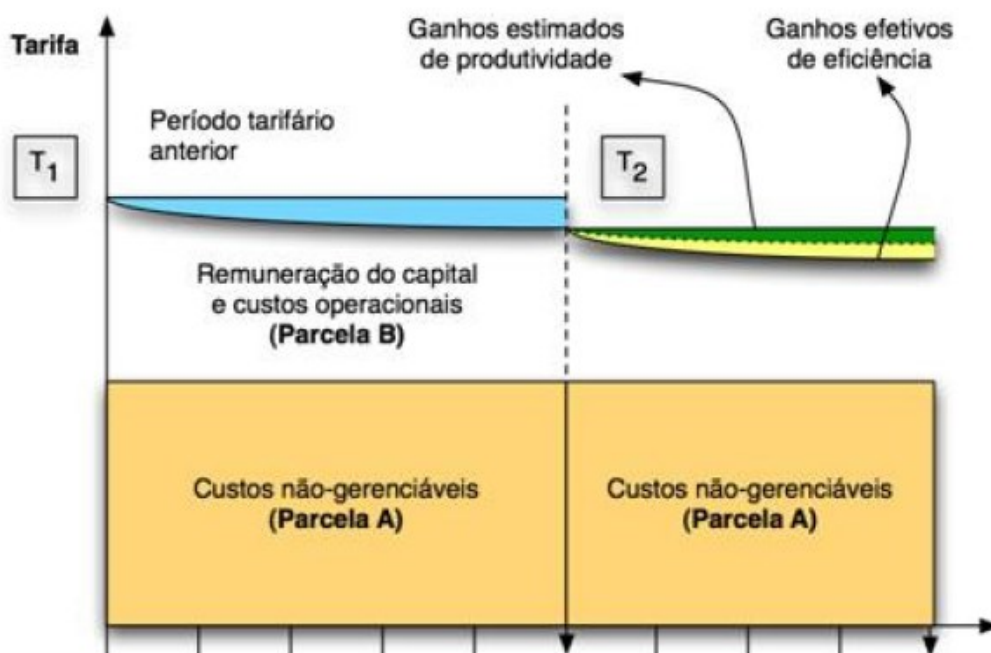


Figura 6-Ganhos de produtividade no cálculo do Fator X como explicado pela ANEEL (ANEEL, 2006).

Assim sendo, a concessionária fica com os lucros obtidos por meio do ganho na sua eficiência até a próxima revisão tarifária. Somente após tal revisão é que será revisto o patamar de eficiência e novamente reavaliado.

2.9. CÁLCULO DO FATOR X

Segundo a ANEEL, o Fator X é fundamental nos contratos relativos às regras de reajuste e revisão das tarifas. Segundo o Contrato de Concessão de Distribuição padrão da ANEEL, que foi aplicado em contratos com as distribuidoras Brasileiras, o reajuste tarifário pode ser calculado pela seguinte equação:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm \text{Fator X})}{RA_0} \quad (3)$$

Em que:

IRT: Índice de Reajuste Tarifário;

VPA: Valor da parcela "A";

VPB: Valor da parcela "B";

IVI: divisão no IGPM da Fundação Getúlio Vargas do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

Fator X: Número índice definido pela ANEEL.

As demonstrações matemáticas a seguir se baseiam no submódulo 2.5 da segunda revisão tarifária periódicas das concessionárias de distribuição. (ANEEL, 2015)

O Fator X é constituído por três elementos:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad (4)$$

Em que:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor;

T: Trajetória de custos operacionais.

2.9.1. Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição (Pd)

Os ganhos de produtividade são alcançados conforme demonstrado abaixo:

$$\mathbf{Pd(i) = PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \Delta MWh - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \Delta UC))} \quad (5)$$

Em que:

Pd(i): Ganhos de Produtividade da atividade de distribuição

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária i, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

ΔMWh média: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

ΔUC média: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a.

2.9.2. Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor (Q)

As qualidades técnicas e comerciais são alcançadas conforme demonstradas abaixo:

$$Q = 0,7 \times Q_{Técnico} + 0,3 \times Q_{Comercial} \quad (6)$$

Em que, a qualidade técnica é obtida utilizando-se indicadores de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora - FEC, já a qualidade comercial por outros cinco distintos. Segue abaixo a tabela com os referidos indicadores:

Tabela 1 - Indicadores Comerciais a serem considerados no Mec. de Incentivo.

Sigla do Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência Equivalente de Reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado da pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual à: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades

Fonte: ANEEL, 2015

Tabela 2 - Indicadores Técnicos a serem considerados no Mecanismo de Incentivos.

Sigla do Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada distribuidora	Todas

Fonte: ANEEL, 2015.

Os indicadores apresentados acima possuem pesos diferenciados, que serão executados gradativamente até 2019. A equação do componente de qualidade será da seguinte forma após período de transição:

$$Q = 0,5 * Q_{DEC} + 0,2 * Q_{FEC} + 0,1 * Q_{FER} + 0,1 * Q_{IASC} + 0,04 * Q_{INS} + 0,03 * Q_{IAb} + 0,03 * Q_{ICO} \quad (7)$$

Para distribuidoras com Unidades Consumidoras inferiores a 60 mil, serão avaliadas por apenas quatro indicadores. Como não são obrigadas a implantar uma Central de Tele atendimento – CTA, elas são isentas dos indicadores ICO, IAb e INS. A equação, se transformando em:

$$Q = 0,5 * Q_{DEC} + 0,2 * Q_{FEC} + 0,15 * Q_{FER} + 0,15 * Q_{IASC} \quad (8)$$

Para o período de transição estabelecido entre 2006 e 2019, ocorrerá gradativamente um incremento nos indicadores de qualidade comercial apresentados a seguir:

Tabela 3 - Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras.

Indicador	Metodologia 3º CRTP		Nova Metodologia		
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30%	27%	20%
INS			0,75%	1,8%	4%
ICO			0,375%	0,9%	3%
IAb			0,375%	0,9%	3%
FER			3%	7,2%	10%
IASC			3%	7,2%	10%
TOTAL	100%	60%	75%	90%	100%

Fonte: ANEEL, 2015

Tabela 4 - Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras

Indicador	Metodologia 3º CRTP		Nova Metodologia		
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30%	27%	20%
FER			3,75%	9%	15%
IASC			3,75%	9%	15%
TOTAL	100%	60%	75%	90%	100%

Fonte:(ANEEL, 2015).

De acordo com o desenvolvimento das concessionárias, elas foram divididas em 4 classes, as quais um grupo atende ao padrão e o outro que não atende ao padrão estabelecido. Essa divisão está apresentada abaixo:

- 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul);
- 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde);
- 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha);
- 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

2.9.3. Trajetória de custos operacionais (T)

Custos operacionais contemplam os relacionados aos materiais, serviços de terceiros, pessoal e outros de energia elétrica.

Cálculo para o componente T:

$$T_P = \left(1 - \sqrt[n-1]{\frac{CO_{meta}}{CO_P}} \right) \times \left(\frac{CO_P}{VPB_P} \right) \quad (8)$$

Em que:

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual.

CO_P : valor de custos operacionais regulatórios a ser considerado na revisão tarifária em processamento;

VPB_P : valor de Parcela B da revisão tarifária em processamento;

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1. FORNECIMENTO DE ENERGIA NO BRASIL POR CLASSE DE CONSUMO

Para melhor compreensão das consequências das revisões tarifárias e a evolução das tarifas de energia no Brasil, foi elaborada a tabela 5. Nela se encontra um histórico das tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo. Foram escolhidas as classes rural, residencial, poder público e industrial por ser as maiores classes de consumo do país.

A seguir estão representadas as tarifas na tabela 5.

Tabela 5 - Tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo.

Classes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Industrial (R\$/MWh)	130,54	158,26	191,35	213,59	222,32	214,48	228,35
Poder Público (R\$/MWh)	219,84	253,5	278,3	296,36	297,88	288,37	299,82
Residencial (R\$/MWh)	241,98	274,71	294,3	299,88	297,83	282,01	293,33
Rural (R\$/MWh)	137,99	165,21	177,96	184,99	186,54	178,28	188,87

2010	2011	2012	2013	2014	2015
231,89	245,54	257,33	223,19	249,01	369,98
300,22	315,87	329,72	286,11	305,96	420,87
300,56	315,64	333,44	285,24	305,35	427,16
198,47	211,62	219,89	193,87	213,16	306,33

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

De acordo com a análise do comportamento dos preços das tarifas de energia, percebe-se que houve um aumento gradativo durante o período de 2003 a 2012 decorrente de reajustes anuais. Porém, em 2013, verificou-se um decréscimo de 13% na tarifa de energia. Segundo a ANEEL, foi resultante da Lei nº 12.783/2013 que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição, sobre a redução dos encargos setoriais e modicidade tarifária. Os principais motivos foram alocação das cotas de energia, redução dos custos de transmissão e encargos, além de retirada de subsídios da estrutura da tarifa. (ANEEL, 2013)

Em 2015, ocorreu um aumento de aproximadamente 42% em relação ao ano de 2014. Isto ocorreu devido ao acionamento de termelétricas e ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. (ELETROPAULO, 2015)

Podemos visualizar no gráfico 1, essa variação ocorrida durante esse período em que as tarifas de energia voltam a elevar-se.

Gráfico Tarifas de Energia 2003-2014

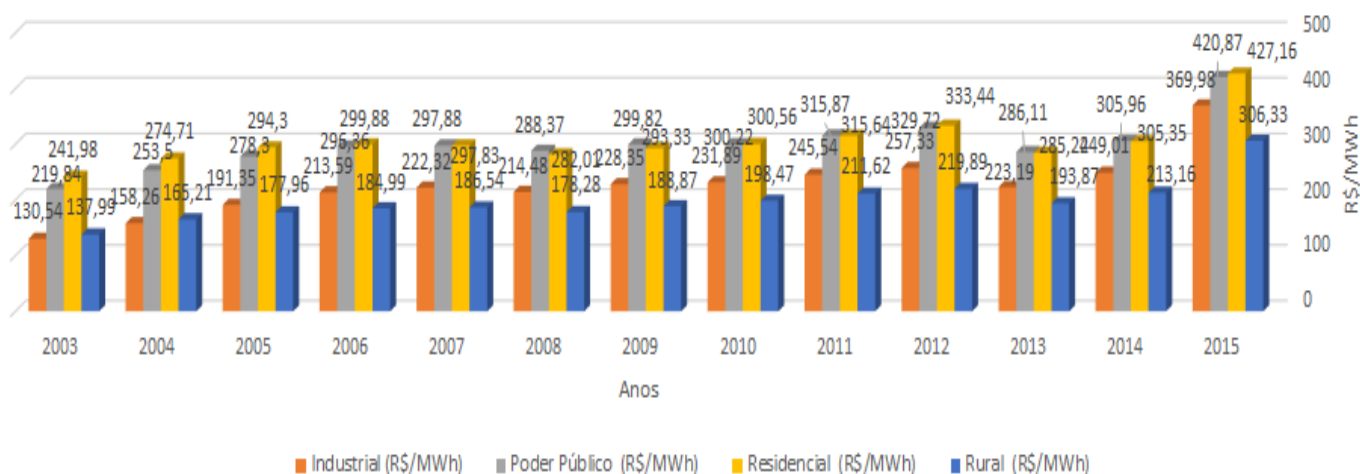


Figura 7- Tarifas médias de fornecimento de energia por classe de consumo 2003-2014. Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

3.2. ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DOS FATORES CONSTITUINTES DA TARIFA DE ENERGIA

Foram escolhidas algumas concessionárias de diferentes regiões do país para a realização de um quadro comparativo entre elas. Os dados relatados foram os que estavam disponíveis publicamente através de Notas Técnicas divulgadas pela ANEEL e em estudos do DIEESE – Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos.

A tabela 6 traz alguns dados relativos à terceira revisão tarifária periódica das concessionárias selecionadas.

Tabela 6 - Dados gerais, componentes do Fator X e dados financeiros referentes às empresas selecionadas.

Concessionárias	Área de Concessão (km ²)	Número de unidades Consumidoras	Mercado BT (GWh)	Componentes do Fator X		Impacto da Parcela B na Revisão	Reposicionamento Tarifário
				Pd (%)	T (%)		
ELETROPAULO (SP)	4.526	6.654.852	25.205	1,03	0,0	-8,40%	-7,23%
LIGHT (RJ)	10.970	3.657.749	13.579	1,31	0,0	-8,22%	-4,18%
CEMIG (MG)	567.400	7.734.265	18.079	1,19	0,52	-9,11%	-0,80%
COELBA (BA)	563.374	5.364.000	9.902	0,73	2,00	-6,59%	-4,44%
CELPE (PE)	98.547	3.330.813	6.965	1,22	0,46	-5,25%	1,02%
COSERN (RN)	52.811	1.243.666	2.943	0,89	1,25	-6,73%	4,11%
CELESC (SC)	95.703	2.589.757	9.021	1,33	0,00	-4,92%	3,99%
CEEE (RS)	73.627	1.573.244	4.659	1,19	0,00	-8,90%	2,95%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

As concessionárias de distribuição escolhidas na região Sudeste foram: ELETROPAULO - Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A, LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S. A. e CEMIG - CEMIG Distribuição S/A. Das 8 concessionárias escolhidas das diversas regiões, estas são as que possuem um maior mercado de baixa tensão, ou seja, que fornecem mais energia a unidades domésticas e comerciais. Isso se explica pelo fato das concessionárias estarem nos estados mais populosos do país. Outro fato relevante é que não houve grande variação entre elas nos valores do Impacto da Parcela B na Revisão, assim como os fatores de Produtividade (Pd) e da Trajetória dos Custos Operacionais (T) do Fator X. Apesar da pouca variação do Impacto da Parcela B na Revisão, o reposicionamento tarifário das concessionárias variou consideravelmente entre as distribuidoras.

As concessionárias de distribuição escolhidas na região Nordeste foram: COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, CELPE - Companhia Energética de Pernambuco e COSERN - Companhia Energética do Rio Grande do Norte. As três concessionárias, apesar de estarem situadas na região Nordeste, possuem indicadores que distinguem entre si, possuindo grandes variações em termos de Área de Concessão, Quantidade de Unidades Consumidoras e Mercado de Baixa Tensão. É interessante ressaltar que apesar da COELBA e COSERN possuírem valores semelhantes dos fatores de Produtividade (Pd) e Trajetória dos Custos Operacionais (T), que leva a uma variação mínima do Impacto da Parcela B

na Revisão, o resultado do reposicionamento tarifário das duas concessionárias é consideravelmente diferente.

Já para a região Sul, foram escolhidas somente duas concessionárias: a CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. e a CEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, do Estado do Rio Grande do Sul. Ao compararmos os fatores “Pd” e “T” das duas concessionárias, vemos que o valor de “Pd” para as duas é muito semelhante (apenas 0,14 de diferença) e que possuem o mesmo valor de T. Contudo, os valores do impacto da parcela “B” na revisão são muito diferentes, e a diferença entre o reposicionamento tarifário das duas também é relevante.

Ao se comparar os valores relativamente próximos de “Pd” e “T” das concessionárias CEMIG e CELPE, respectivamente 1,19% e 1,22% para “Pd” e 0,52% e 0,46% para “T”, pode-se afirmar que os mesmos exercem baixa influência no impacto da parcela B (onde está contido o Fator X) e no reposicionamento tarifário das respectivas concessionárias (respectivamente -9,11% e -5,25% para o impacto da parcela “B” na revisão e -0,80% e +1,02% para o reposicionamento tarifário).

Considerando os dados das 8 empresas contidas na Tabela 6 pode-se afirmar que os componentes “Pd” e “T” do Fator X possuem pouca influência no reposicionamento tarifário e também no impacto da parcela B da revisão em análise. Além disso, é possível se afirmar que os outros dados analisados aparentemente não possuem grande influência no resultado final do reposicionamento tarifário.

3.3. ANÁLISE DA PARTICIPAÇÃO DA PARCELA “A” E “B” NA TARIFA DE ENERGIA

Como não foi possível a obtenção de informações acerca do percentual de influência do Fator X na Parcela “B” da tarifa de energia e sabendo-se que ele está contido dentro dos custos variáveis englobados nesta parcela, foi elaborado a Tabela 7. Nela se encontram dados referentes às parcelas “A” e “B” da tarifa de energia no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.

Tabela 7 - Dados referentes às parcelas “A” e “B” da tarifa de energia elétrica das concessionárias escolhidas.

Concessionárias	Impacto da Parcela “A” na revisão	Impacto da Parcela “B” na revisão	Participação da Parcela “A” na receita	Participação da Parcela “B” na receita	Reposicionamento Tarifário	Efeito Médio Percebido Pelo Consumidor
ELETROPAULO (SP)	1,76 %	-8,40 %	79,55 %	20,45 %	-7,23%	-9,03 %
LIGHT (RJ)	4,04 %	-8,22 %	65,90 %	34,10 %	-4,18%	-3,30 %
CEMIG (MG)	12,99 %	-12,53 %	64,15 %	35,85 %	-0,80%	2,99 %
COELBA (BA)	2,15 %	-6,59 %	56,67 %	43,33 %	-4,44%	-4,46 %
CELPE (PE)	6,27 %	-5,25 %	63,97 %	36,03 %	1,02%	3,12 %
COSERN (RN)	10,84 %	-6,73 %	64,99 %	35,01 %	4,11%	4,91 %
CELESC (SC)	3,29 %	-4,92 %	77,80 %	22,20 %	3,99%	-0,32 %
CEEE (RS)	10,43 %	-8,90 %	77,07 %	22,93 %	2,95%	2,57 %

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

O primeiro fator importante a ser considerado é a diferença de variação do impacto da parcela “A” das concessionárias, que vai desde 1,76% para a ELETROPAULO até 12,99% para a CEMIG. Tal fato se deve às grandes variações dos fatores que englobam os custos não gerenciáveis. Como esperado, o impacto da parcela “A” resultou em aumento da tarifa para todas as empresas. Isso se deve aos custos com a compra e a transmissão de energia, a inflação e os encargos setoriais que estão englobados nesta parcela.

Quanto ao impacto da parcela “B”, todos os valores são negativos, ou seja, os custos gerenciáveis de cada uma das empresas foi otimizado, custando menos a elas e reduzindo seu valor na tarifa. Este fato é um indicador que as empresas estão trabalhando para a melhora do que engloba a qualidade de serviço, minimização dos custos operacionais e a produtividade. Com essa melhoria, são beneficiados consumidores e concessionárias. Contudo, os percentuais do impacto na parcela “B” ainda são modestos, principalmente ao se considerar que a revisão tarifária periódica só ocorre a cada 4 anos.

Outro fator de relevância na análise dos dados é a Participação da Parcela “A” e a Participação da Parcela “B” na receita. A participação média da parcela “B” das 8 concessionárias escolhidas é de 31, 23%, ou seja, em média menos de um terço do valor final da tarifa repassada para o consumidor provém da parcela dos custos gerenciáveis, onde o Fator X está englobado.

3.3.1. Análise da participação da Parcela “B” nos dois últimos CRTP

A participação média da parcela “B” na receita foi considerada relativamente baixa, por isso verificou-se a participação da mesma no Segundo e no Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica. Tal comparação foi realizada para averiguar se houve uma grande alteração do seu valor entre os dois CRTP. A variação desses dados está na Tabela 8, abaixo.

Tabela 8- Participação da Parcela “B” na tarifa final de Energia Elétrica

Concessionárias	Parcela “B” - Terceiro Ciclo	Parcela “B” - Segundo Ciclo
ELETROPAULO (SP)	21%	28%
LIGHT (RJ)	34,1%	-
CEMIG (MG)	36%	41%
COELBA (BA)	43%	42%
CELPE (PE)	35%	35%
COSERN (RN)	36%	38%
CEB (DF)	24%	28%
CELESC (SC)	23%	26%
CEEE (RS)	24%	31%

Fonte: Elaboração do autor, com base em dados da Aneel.

Os dados da Tabela 8 revelam que a participação da Parcela “B” na tarifa final diminuiu em 6 das 8 concessionárias escolhidas para análise. Com isso, pode-se afirmar que o Fator X exerceu menor influência no terceiro ciclo de revisão tarifária periódica.

A média da participação da parcela “B” para as concessionárias analisadas no segundo CRTP foi de 34%, enquanto no terceiro CRTP foi de apenas 31%. Apesar de ter ocorrido uma variação pequena, isso é importante para a análise, já que um dos objetivos do Fator X é repassar para o consumidor os ganhos em produtividade e qualidade de serviço da concessionária.

Esta análise mostra que apesar das ações da Aneel no intuito de reduzir o custo da parcela “B”, nos dois últimos CRTP houve pequena queda que leva a uma tendência de impactar cada vez menos na tarifa final paga pelo consumidor.

3.4. CONSIDERAÇÕES SOBRE O FATOR X E A TARIFA FINAL DE ENERGIA

Após a realização das análises anteriores, pode-se apurar um pouco melhor a influência do Fator X na tarifa final. Segundo o estudo realizado, pouco influencia o porte da concessionária, a quantidade de unidades consumidoras e a própria área

de concessão no reposicionamento tarifário. Pode-se ainda afirmar ainda que algumas concessionárias, apesar de terem áreas de concessão próximas, possuíram desempenhos divergentes quanto ao aspecto do reposicionamento tarifário.

Além disso, não foi possível realizar análise direta acerca da relação entre a variação dos componentes integrantes do Fator X (“Pd” e “T”) e o reposicionamento tarifário das concessionárias. Isso se deve à grande dificuldade da aquisição de dados relacionados ao Fator X e à Parcela “B”.

É possível se alegar que não há ligação direta entre o Impacto da Parcela “B” na Revisão e o Efeito Médio Percebido pelo Consumidor, assim como entre a Participação da Parcela “B” na receita e o Efeito Médio Percebido pelo Consumidor. Com base nisso, a influência do Fator X no Efeito Médio Percebido pelo Consumidor na revisão não pode ser diretamente mensurada.

Segundo o DIEESE, um exemplo que retrata coerentemente o comportamento da tarifa é que se a concessionária ELETROPAULO realizar uma ação que leve a uma redução de 10% nos seus custos operacionais, isso implicará em uma alteração de aproximadamente 2% na tarifa que chega ao consumidor.

Dessa maneira, o objetivo inicial do Fator X que é alcançar a modicidade tarifária, contrabalanceando os interesses entre a concessionária e o consumidor, está sendo alcançado de forma frugal devido ao baixo impacto da parcela “B” no preço final da tarifa.

Em suma, o estudo atesta que o Fator X já impulsiona as concessionárias a se preocuparem com a qualidade da prestação dos serviços, seus custos operacionais e com o desempenho de produtividade. Porém, o consumidor ainda é pouco beneficiado com tudo isso. Uma das explicações para isso é que o valor final da tarifa é reajustado em cada revisão anual, extraordinária e periódica, enquanto a parcela “B” somente em cada revisão periódica. Além disso, uma das formas de beneficiamento do consumidor através do Fator X é mediante a melhoria dos serviços prestados pelas concessionárias.

Desta maneira, se tratando do valor de tarifa que chega ao consumidor, a atuação do Fator X é exígua, fazendo com que a real valia do mesmo para o consumidor esteja associada de forma mais relevante à qualidade dos serviços recebidos por ele em detrimento do benefício financeiro ligado à tarifa.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O Fator X tem se tornado um incentivador de desenvolvimento da qualidade dos serviços de energia prestados pelas distribuidoras. Desde sua implantação teve o objetivo de controlar o preço cobrado pelas concessionárias que tinham monopólios naturais constituídos pelos contratos de concessão, e ao longo dos anos tem se aperfeiçoado nisso.

Contudo, devido a fatores externos como: políticas públicas, condições climáticas e os grandes impactos sofridos pela economia brasileira e mundial nos últimos anos, os custos não gerenciáveis da tarifa de energia elétrica sofreram grandes aumentos no país. Isso tornou o Fator X cada vez menos influente no preço final da tarifa paga pelo consumidor.

Segundo Hálisson Rodrigues Ferreira Costa, assessor da ANEEL, no momento atual o Fator X tem um valor nominal de menos de 3% do valor final da tarifa. Isso se deve à sua relação direta com a Parcela B, ou seja, 1% positivo no Fator X é 1% a menos da Parcela B em termos reais, descontado a inflação. Logo, a elevação da Parcela A resultou na diminuição da interferência do Fator X, passando seu impacto final ser cada vez mais dependente do peso da Parcela “A” (custos gerenciáveis da tarifa).

Diante da trajetória dos elementos constituintes do Fator X e segundo a análise de suas relevâncias, pode-se inferir que o componente de produtividade “Pd” é geralmente próximo se comparado entre as empresas. Enquanto isso, o componente “Q” depende da qualidade de cada empresa, possui variação considerável e dificilmente irá superar o componente de produtividade “Pd”. Já o componente “T” pode ser alto para algumas empresas, sendo diretamente vinculado ao desempenho da concessionária em relação à meta de custos operacionais.

É interessante ressaltar que no início da revisão tarifária a ANEEL abre a receita da empresa e estima os custos operacionais gerando uma meta de custos eficientes. Se a diferença for elevada, aumenta-se consequentemente a trajetória. Logo, há casos em que o “T” pode superar o “Pd”, porém não há uma tendência geral desses fatores, devendo ser analisado caso a caso nas revisões.

O cálculo dos parâmetros utilizados nos fatores advém da sensibilidade da agência quanto àquilo que possui maior relevância para o bem estar do consumidor, como citado por Hálisson Rodrigues Ferreira Costa. Para ilustrar,

podemos citar o DEC, que na primeira CRTP não era ao menos considerado nos parâmetros e qualidade, apareceu na terceira CRTP e hoje é um dos principais parâmetros da qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor.

Um dos exemplos das alterações que ocorreram no Fator X no decorrer dos anos foi o “Iasc”, definido como Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor no primeiro CRTP. Ele constituía de uma pesquisa realizada que apresentava o quão satisfeito o consumidor estava com os serviços prestados, onde o consumidor dava uma nota para os serviços prestados pela concessionária. Entretanto, para segunda revisão esse fator foi considerado como subjetivo, já que a percepção de qualidade em diferentes regiões do país pode ser muito divergente. Além disso, a percepção da população de como esse fator alterava na tarifa gerou mais instabilidade, já que um percentual da população passou a alegar notas ruins a fim de obter uma conta de tarifa final mais baixa.

A troca da empresa de referência pelo Benchmark foi outra modificação muito relevante no que tange à assimetria de informações. Anteriormente essa empresa era representada por uma planilha que tentava calcular de forma pormenorizada todos os itens de custos operacionais, como por exemplo: poda de árvores, equipe para efetuar esse serviço, equipamentos, etc. Esse modelo de certa forma superestimava alguns itens assim como subestimava outros. O Benchmark surgiu então como um novo modelo que pretendia ao expurgar os efeitos das particularidades.

Com base nos estudos e na entrevista com o profissional do setor, é possível se afirmar que as mudanças realizadas na metodologia de cálculo do Fator X em cada novo CRTP contribuem sempre mitigando a assimetria de informação e contribuindo com ganhos nos desempenhos de qualidade de serviço.

Finalmente, pode se constatar que o Fator X hoje cumpre com mérito seu objetivo que é pressionar as distribuidoras a melhorarem seus serviços prestados, sua gestão, custos operacionais e produtividade. Com isso, o consumidor é beneficiado com um serviço que tende a ter uma contínua melhoria. Porém, graças aos grandes custos englobados na parcela “A” da tarifa, o retorno financeiro da aplicação do Fator X na tarifa é mínimo.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em novembro de 2015. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8>>

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **PORTARIA MME Nº 349, DE 28 DE NOVEMBRO DE 1997**. Acesso em novembro de 2015. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bprt1997349mme.pdf>>

ANEEL. (2002). Nota Técnica Nº 326/2002/SRE/ANEEL – **Cálculo do Fator X na Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. Acesso em novembro de 2015. Disponível em ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Audiencia_Publica/audiencia_proton/2002/ap023/NT_FX_29out02.pdf>

ANEEL. (2012). Nota Técnica nº 374/2012-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEED. RESULTADO FINAL**. Acesso em junho de 2016. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/058/resultado/nt_374_nivel_tarifario_ceee_3crtp_2012.pdf>

ANEEL. (2012). Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Celesc Distribuição S.A. - CELESC. RESULTADO FINAL**. Acesso em junho de 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20121322.pdf>>

ANEEL. (2013). Nota Técnica nº 134/2013-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Companhia Energética de Pernambuco – CELPE. RESULTADO FINAL**. Acesso em junho de 2016. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/resultado/nivel_tarifario_celpe_3crtp_2013.pdf>

ANEEL. (2013). Nota Técnica nº 28/2013-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CEMIG Distribuição S.A. – CEMIG-D. AUDIÊNCIA PÚBLICA.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/008/resultado/nivel_tarifario_celpe_3crtp_2013.pdf>

ANEEL. (2013). Nota Técnica nº 109/2013-SRE-SRD/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA. RESULTADO FINAL.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/006/resultado/nt_est_rutura_tarifaria_coelba_versao_pos_ap.pdf>

ANEEL. (2013). Nota Técnica nº 117/2013-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. RESULTADO FINAL.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/009/resultado/nota_tecnica_117-2013_sre-aneel.pdf>

ANEEL. (2012). Nota Técnica nº 203/2012-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A. - ELETROPAULO. RESULTADO FINAL.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/025/documento/nt_n%C2%BA_60_2012_eletropaulo.pdf>

ANEEL. (2013). Nota Técnica nº 330/2013-SRE/ANEEL – **TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – Light Serviços de Eletricidade S/A. – LIGHT.**

AUDIÊNCIA PÚBLICA. Acesso em junho de 2016. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/089/documento/nivel_tarifario.pdf>

ANEEL. (2015). Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL – **METODOLOGIA DE TRATAMENTO REGULATÓRIO PARA PERDAS NÃO TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA. AP 023/2014 FINAL.** Acesso em junho de 2016. Disponível em:<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_pnt_30.4.pdf>

ANEEL. (2013). **Informações Técnicas** - Tarifas. Acesso em novembro de 2015. Disponível em ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=764>>

ANEEL. (2015). **Procedimentos de Regulação Tarifária - Fator X.** Acesso em Outubro de 2015. Disponível em ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.5_V2.pdf>

Acende Brasil. (2007). **Caderno de Política Tarifária** – Análise do processo de Revisão Tarifária e da Regulação por Incentivos. Acesso em Outubro de 2015. Disponível em Acende Brasil: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/Caderno_01_Regulacao_por_Incentivos.pdf>

Carção, J. F. (2011). **Tarifas de Energia Elétrica no Brasil.**

DNPM – **Departamento Nacional de Produção Mineral.** Institucional. Acesso em novembro de 2015. Disponível em: <<http://www.dnpm.gov.br/aceso-a-informacao/institucional>>

COPEL – Companhia Paranaense de Energia. **As Instituições do Setor Elétrico Brasileiro.** Acesso em novembro de 2015. Disponível em:

<<http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FC892DB1C6B86FF29032574170042FBE7>>

Fugimoto, S. K. (2010). **Estrutura de Tarifas de Energia Elétrica: Análise Crítica e Proposições Metodológicas.**

GESEL – Grupo de Estudos do Setor Elétricos da UFRJ. Ozório, L., Brandão R., Castro, N. J. (2011). **O Desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE34.pdf>>

GESEL. Brandão R., Castro, N., Hubner, N., Dantas, G., Rosental, R. (2014). **O Desempenho financeiro das distribuidoras de energia elétrica e o processo de revisão tarifária periódica.** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/56_GESEL%20-%20TDSE%2062%20Pre%C3%A7o%20da%20Energia.pdf>

GESEL. Brandão R., Castro, N. J., Ramos, D. S. (2011). **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?** Acesso em junho de 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58_TDSE47.pdf>

Gomes, A. C. S., Abarca, C. D. G., Faria, E. A. S. T. & Fernandes, H. H. O. (2006). **O Setor Elétrico.**

Jones, T., Weyman (2001). **Yardstick and Incentive Issues in Uk Electricit Distribution Price Controls**

Laffont, J-J. & Tirole, J. (1994). **A Theory of Incentive Issues in UK Electricity Distribution Price Controls.**

Leite, A. L. S., Martignago, G & Fiates, G. G. S. (2006). **Reforma, Privatização e Regulação no Setor Elétrico Brasileiro: Breve Análise do Período 1996 a 2006.**

Lorenzo, H. C. (2002). **O Setor Elétrico Brasileiro: Passado e Futuro.**

Mafra, D. D. (2010). **Análise da Composição Tarifária de Energia Elétrica em Santa Catarina.**

MOCELIN, M. (2004). **Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico.** Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE.

Pires, J. C. L. e Piccinini, M. S. (1999). **A Regulação dos Setores de Infraestrutura no Brasil.**

Pires, J. C. L. e Piccinini, M. S. (1999). **Modelo de Regulação Tarifária do Setor Elétrico.**

Rosa, A. G. (2004). **Implicações do Fator X nas Empresas de Distribuição de Energia Elétrica**

Saes, G. A. M. (2011). **Juarez Távora e o Projeto Econômico do Grupo Tenentista no Poder (1930-1934) (Parte 1).** Acesso em novembro de 2015. Disponível em Grupo de Pesquisa Arqueológica Histórica da Unicamp: <<http://historiaehistoria.com.br/materia.cfm?tb=artigos&id=181>>

Santos, A. H. M., Garcia, M. A. R. A., Masseli, S. (2003). **Metodologia de Cálculo do Fator X para Concessionárias de Energia Elétrica.**

Silva, A. H. L. (2006). **Mensuração da Produtividade relativa para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica Nacional inserida no Cálculo do Fator X.**

(ANEXO I- Perguntas Entrevista)

- Qual dos fatores que compõem o cálculo do Fator X é mais importante, em sua opinião? Por que?
- Como são definidos os termos numéricos dos fatores? Como a Aneel definiu que seriam esses dados que iriam compor cada um deles e como tais dados são adquiridos e analisados? Ainda são essas as equações utilizadas na quarta revisão periódica?
- Com base em que a “empresa modelo”, utilizada como base para o cálculo da revisão periódica, é simulada? Essa simulação é bem vista pela regulação e pelas concessionárias?
- Diante de como hoje funciona o Fator X, o consumidor já está sendo beneficiado?
- Com o decorrer dos acontecimentos, desde a primeira revisão, o que concomitou para um aperfeiçoamento ou declínio da concepção do Fator X até os dias atuais?
- A metodologia de cada revisão periódica é revista com base em quê? As concessionárias também participam?
- Quais foram as principais alterações realizadas no cálculo do Fator X para este quarto ciclo de revisões? A NT já foi divulgada?