

Universidade Federal de Pernambuco
Centro Acadêmico do Agreste
Departamento de Ciências Econômicas

CAMILA LÚCIA GOMES DA SILVA

**COMPOSIÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA PERTENCENTES
AO GRUPO NEOENERGIA**

**Caruaru-PE
2017**

CAMILA LÚCIA GOMES DA SILVA

**COMPOSIÇÃO DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA DAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA PERTENCENTES
AO GRUPO NEOENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso de
apresentado como requisito final para
obtenção do grau de Bacharel em
Ciências Econômicas pela Universidade
Federal de Pernambuco.

Orientador: Prof. Dr. Carlos Alberto Gomes de
Amorim Filho

**Caruaru-PE
2017**

Catálogo na fonte:

Biblioteca – Paula Silva – CRB/4-1223

S586c Silva, Camila Lúcia Gomes da.
Composição do processo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica pertencentes ao Grupo Neoenergia. / Camila Lúcia Gomes da Silva. – 2017.
83f.; il.: 30 cm.

Orientador: Carlos Alberto Gomes de Amorim Filho.
Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Universidade Federal de Pernambuco, CAA, Economia, 2017.
Inclui Referências.

1. Energia elétrica (Brasil). 2. Serviços de eletricidade – Tarifas (Brasil). 3. Monopólios (Brasil). 4. Serviços de eletricidade – Custos. I. Amorim Filho, Carlos Alberto Gomes de (Orientador). II. Título.

330 CDD (23. ed.) UFPE (CAA 2017-170)

CAMILA LÚCIA GOMES DA SILVA

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DA MONOGRAFIA
DA GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS DE**

CAMILA LÚCIA GOMES DA SILVA

A comissão examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera a candidata Camila Lúcia Gomes da Silva **APROVADA**.

Caruaru, 21 de Fevereiro de 2017.

Prof. Dr. Carlos Alberto Gomes de Amorim Filho
Orientador
(DECON/UFPE)

Prof^ª. Dra. Lídia Maria Alves Rodella
(NG/UFPE/CAA)

Prof^ª. Dra. Lucilena Ferraz Castanheira Corrêa
(NG/UFPE/CAA)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, sou grata aos meus pais, por toda a educação recebida que me permitiu chegar a este momento.

Agradeço aos professores que me passaram os seus conhecimentos e por toda a ajuda deles recebida, tornando possível, a realização deste trabalho.

“Temos o destino que merecemos. O nosso destino está de acordo com os nossos méritos.”

Albert Einstein.

RESUMO

Desde a instalação de companhias energéticas no começo do século XX até profundas mudanças no início dos anos 90, o setor elétrico brasileiro veio passando por momentos de crise e posterior reestruturação. Como mercado regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o setor de energia aparenta necessitar de indícios de um bom planejamento para que se torne cada vez eficiente na prestação de serviços que contribuem para o crescimento e desenvolvimento econômico do país. A regulação tarifária visa, entre outros objetivos, controlar o ajuste de preços que serão cobrados, a variação de preços em virtude das diferentes classes de consumidores, e também alternativas complementares para que haja benefícios aos consumidores em virtude da eficiência das empresas prestadoras do serviço. O objetivo desta monografia é apresentar a composição tarifária das distribuidoras de energia elétrica que atendem aos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande de Norte, todas pertencentes ao Grupo Neoenergia, bem como o último processo de revisão tarifária à qual foram submetidas as referidas empresas. E com evidências de que o custo com compra de energia proveniente de outras fontes além da energia hidrelétrica (como a energia gerada pelas termelétricas) é um possível fator responsável pelos diferentes percentuais de revisão tarifária entre as distribuidoras de energia, a presente monografia apresenta ainda uma metodologia explicativa proveniente de dados constantes em Notas Técnicas emitidas pelo órgão regulador ANEEL para as concessionárias dos três estados abordados.

Palavras-chave: Energia elétrica. Setor elétrico. Revisão tarifária. Monopólio.

ABSTRACT

Since the installation of energy companies in the early twentieth century to deep changes in the early 1990s, the Brazilian electric sector came through times of crisis and subsequent restructuring. As a market regulated by the National Electric Energy Agency - ANEEL, the energy sector appears to need indications of good planning so that it becomes increasingly efficient in providing services that undoubtedly contribute to the country's economic growth and development. Tariff regulation aims, among other objectives, to control the price adjustment that will be charged, the price variation due to the different classes of consumers, and also complementary alternatives so that there are benefits to the consumers due to the efficiency of the companies that provide the service. The objective of this monograph is to present the tariff composition of the electric power distributors that serve the states of Bahia, Pernambuco and Rio Grande de Norte, all belonging to the Neoenergia Group, as well as the last tariff review process to which these companies were submitted. And with evidence that the cost of purchasing energy from sources other than hydroelectric power (such as energy generated by thermoelectric plants) is a possible factor responsible for the different rates of tariff revision among energy distributors, this monograph also presents a Explanatory methodology derived from data contained in Technical Notes issued by the ANEEL regulatory organ for the concessionaires of the three states addressed.

Key words: Electric power. Electric energy. Tariff review. Monopoly.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Curvas de Custo Médio e Custo Marginal.....	21
Figura 2: Monopólio Natural	21
Figura 3: Regulamentação do Preço do Monopólio Natural.....	22
Figura 4: Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico.....	36
Figura 5: O novo modelo do Setor Elétrico.....	39
Figura 6: Instituições do atual Setor Elétrico	41
Figura 7: Sistema Interligado Nacional - SIN.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifa Residencial de Fornecimento de Energia Elétrica (US\$/MWh)	17
Tabela 2 – Destinação dos Recursos Recebidos a cada R\$ 1,00	53
Tabela 3 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – COELBA.....	68
Tabela 4 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – CELPE.....	68
Tabela 5 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – COSERN	70
Tabela 6 – Reposicionamento Tarifário Final.....	71
Tabela 7 – Compra de Energia - Leilões	72
Tabela 8 – Compra de Energia: Participação total na Parcela A.	73
Tabela 9 – Impacto na Revisão Tarifária 2013 – Parcelas A e B.....	74

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Clientes por classe da COELBA	47
Gráfico 2 – Clientes por classe da CELPE	48
Gráfico 3 – Clientes por classe da COSERN	50
Gráfico 4 – Receita Verificada e Receita Requerida em milhões (R\$)	68
Gráfico 5 – Receita Bruta das Concessionárias em milhões (R\$).....	69

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVOS	14
1.1.1 Objetivo Geral.....	14
1.1.2 Objetivos Específicos.....	15
1.2 JUSTIFICATIVA	15
2. REFERENCIAL TEÓRICO.....	17
2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS	17
2.1.1 Teoria da Regulação.....	17
2.1.2 Monopólio Natural.....	18
2.1.3 Externalidades.....	23
2.2 PRINCIPAIS INSTRUMENTOS DE REGULAÇÃO.....	24
2.2.1 Fixação de preço baseado no valor do Custo Marginal	25
2.2.2 Formação de preços sob regulação pelo Custo de Serviço	29
2.2.3 Preço-Teto (Price-Caps)	30
2.3 REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: APLICAÇÕES DOS CONCEITOS INTRODUZIDOS	33
3. EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL.....	35
3.1 ASPECTO HISTÓRICO	35
3.2 O SETOR ELÉTRICO PRIVATIZADO E SUA CONFIGURAÇÃO ATUAL...37	
3.3 O GRUPO NEOENERGIA S/A	44
3.3.1 Histórico da Empresa.....	44
3.3.2 COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.....	45
3.3.3 CELPE – Companhia Energética de Pernambuco	47
3.3.4 COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte.....	48
4. ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA DO GRUPO NEOENERGIA	51
4.1 ENERGIA ELÉTRICA - TARIFA	51
4.2 RECEITA INICIAL E SUA ESTRUTURA TARIFÁRIA	52
4.2.1 Resolução da Parcela A.....	53
4.2.1.1 Compra de Energia Elétrica.....	53
4.2.1.2 Encargos Tarifários	54
4.2.1.3 Encargos de uso das redes elétricas.....	56
4.2.2 Resolução da Parcela B	57
4.2.2.1 Determinação dos custos operacionais.....	59
4.2.2.2 Receitas Irrecuperáveis	60
4.2.2.3 Remuneração do capital e quota de reintegração regulatória.....	61

4.2.2.4 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.....	62
4.3 RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA	65
4.3.1 Receita Requerida e Receita Verificada.....	65
4.3.2 Parcela B – Reposicionamento Tarifário	67
4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS	71
4.4.1 Compra de Energia Elétrica – Influência significativa no cálculo da Parcela A.....	71
5. CONCLUSÃO	75
REFERÊNCIAS	77
APÊNDICE – Incidência tributária na conta de energia elétrica do consumidor.....	82

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos bens mais essenciais que podemos dispor e também, um recurso indispensável ao desenvolvimento econômico e social de qualquer país. Uma grande parte da geração de energia elétrica no Brasil advém da produção hidrelétrica¹, proveniente do aproveitamento dos grandes recursos hídricos que o país possui (bacias e rios)².

Duas grandes multinacionais conduziram o setor pelo capital privado até o final dos anos 30, a saber, a Light, sendo monopolista nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, e a Amforp (American & Foreign Power) cuja área de distribuição concentrou-se no interior de São Paulo e das capitais dos estados, do nordeste até o sul do país, incorporando-se com as diversas concessionárias existentes. Ambas detinham 70% das empresas de energia, sendo que a Light detinha toda a carga nacional contra 20% da Amforp, embora esta última possuísse uma maior abrangência territorial. (SZMRECSÁNYI, 1986 *apud* FERREIRA et al., 2012)

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CEE, o modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica passou por mudanças significativas deixando, por exemplo, de ter competição inexistente (Monopólio), passando a ter uma estrutura de conveniência entre Mercados Livre e Regulado.

Em dezembro do ano de 1997, foi criada a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, cuja principal atribuição tem em vista regular desde a produção até o processo de comercialização de energia elétrica, a fiscalização dos serviços de energia, estabelecer tarifas, entre outras condições favoráveis para que haja equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade³.

O objetivo do presente estudo é apresentar a composição da tarifa de energia elétrica bem como o processo da última revisão tarifária feita no ano de 2013 sobre o consumo das empresas pertencentes ao Grupo Neoenergia S/A. Entre as décadas de 70 e 90, havia uma tarifa única no Brasil, os consumidores dos diversos estados pagavam o mesmo valor pela energia consumida. Num ciclo vicioso que incluía a inadimplência

¹ Embora o Brasil conte com sistemas de geração de energia renovável, tais com energia eólica e solar, o foco abordado é a produção de energia por meio de hidrelétricas.

² Disponível em www.portalsaofrancisco.com.br

³ ANEEL (2003) *apud* Sepúlveda et al (2008, p.114)

entre distribuidoras e geradoras sem a realização de novos investimentos, e a insuficiente remuneração mínima para as concessionárias⁴, surgiu a Lei 8.631/93 pela qual a tarifa passou a ser fixada por concessionária, conforme características específicas de cada área de concessão. Posteriormente, foi aprovada a Lei 8.987/95 que garantiu o equilíbrio econômico-financeiro às concessões de distribuição de energia elétrica.

Se essa área de concessão coincidir com a de um estado, a tarifa é única naquela unidade federativa.

A determinação das tarifas das distribuidoras de energia elétrica é feita em duas etapas: na primeira etapa é calculada a receita requerida total que a empresa poderá obter para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro em um ano, obtendo assim, o seu nível tarifário; e na segunda etapa, as tarifas a serem cobradas dos diversos tipos de usuários são determinadas de modo a produzir a receita desejada. A esse conjunto de preços denomina-se estrutura tarifária. (ANEEL, 2010)

Para alcançar o objetivo estipulado, este trabalho, além desta introdução, está dividido em mais quatro capítulos. No capítulo seguinte são apresentados alguns conceitos sobre a regulação do setor elétrico. O terceiro capítulo trata da evolução do setor elétrico no Brasil e do Grupo Neoenergia. O quarto capítulo apresenta a estrutura tarifária das concessionárias de energia do grupo Neoenergia. O quinto e último capítulo apresenta as conclusões do estudo, trazendo, também, as limitações da pesquisa e sugestões para trabalhos futuros.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo Geral

Detalhar e comparar os principais componentes da tarifa de energia elétrica e o processo de revisão tarifária realizada no ano de 2013 nos estados da Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte.

⁴ Disponível em www.cemig.com.br

1.1.2 Objetivos Específicos

1. Abordar a evolução do Setor Elétrico no Brasil.
2. Verificar através de dados expositivos as mudanças ocorridas no setor, desde a sua criação até posterior privatização.
3. Comparar os índices finais repassados ao consumidor pelas respectivas concessionárias.

1.2 JUSTIFICATIVA

Grande parte dos avanços tecnológicos alcançados se deve à energia elétrica. A eletricidade se tornou a principal fonte de luz, calor e força utilizada no mundo moderno e possui fundamental importância para o desenvolvimento das sociedades atuais. Embora seja de alto valor para os consumidores diminuições nas tarifas geradas principalmente pelo aumento da produtividade e eficiência no setor, não é, de fato, o que ocorre no Brasil, que é considerado um dos países onde o custo com a energia está entre os mais altos do mundo. (BARRUCHO, 2012)

A energia elétrica fornecida para as residências brasileiras chega a ser bem mais cara do que em alguns países ricos como Canadá e Estados Unidos, por exemplo. Enquanto no Brasil o preço médio do kilowatt-hora (kWh) para consumo residencial custa US\$ 0,174; nos EUA o preço é de US\$ 0,125⁵. Vejamos na tabela a seguir, o preço médio do megawatt-hora (MWh) em alguns países neste comparativo, feito através de pesquisa realizada em 2015 pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee).

⁵ Embora o consumo residencial citado seja medido em quilowatt-hora (kWh), a medida de consumo informada na geração de energia elétrica pelos países é medida em megawatt (MW). Uma unidade de (MW) corresponde à 1.000 (kWh)

Tabela 1 – Tarifa Residencial de Fornecimento de Energia Elétrica (US\$/MWh)

País	Tarifa (US\$/MWh)
Canadá	107
Coreia do Sul	110
Estados Unidos	125
Turquia	170
Brasil	174

Fonte: ABRADDEE (2015)

O assunto em pauta é importante, pois é uma tarefa complexa fixar uma tarifa de energia que seja, ao mesmo tempo, justa para o consumidor e suficiente para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Energia é um dos pilares fundamentais do desenvolvimento econômico e social de um país, influenciando decisivamente na infraestrutura para os setores produtivos, geração de riquezas, emprego e renda, qualidade de vida e cidadania.

Embora seja um fator determinante para o funcionamento das sociedades modernas, sua importância está relacionada de acordo com o estágio e o modelo de desenvolvimento de cada país, não deixando de ser um insumo de vital importância para o sistema produtivo e pra manutenção do crescimento e desenvolvimento econômico e social de uma nação.

No Brasil, as privatizações e a assinatura de novos contratos de concessão e poder de barganha das empresas energéticas privadas conduziram à fixação de tarifas mais elevadas e vedaram o Estado de um instrumento de indução de outras atividades econômicas. Este capítulo apresenta uma síntese da teoria da regulação que serve como modelo para o setor elétrico brasileiro.

2.1.1 Teoria da Regulação

A economia de regulação possui diversas definições que abordam sua importância. Em síntese, refere-se às restrições governamentais sobre as decisões das firmas em relação à preço, quantidade e entrada e saída. Segundo Viscusi, Vernon & Harrington (1998), a regulação tem sido definida como uma limitação imposta pelo Estado sobre a discricão que pode ser exercida pelos indivíduos ou organizações, as quais são sustentadas pela ameaça de sanção. Para Spulber (1989), a regulação é o estudo da intervenção governamental nos mercados. Kahn (1970) observou que a essência da regulação é uma troca explícita da competição por ordens governamentais como sendo o principal mecanismo institucional para assegurar o bom desempenho de uma economia. E Church e Ware (2000) destacam que a regulação pode ser definida, de modo amplo, como sendo a intervenção governamental que busca mudar os resultados de um mercado.

A regulação inicialmente busca por mecanismos que possam sanar as chamadas “falhas de mercado”⁶ existentes em alguns setores da economia - como o setor elétrico - e normalmente se apresenta em padrões de qualidade de atendimento, preços máximos (*price-cap*⁷), monopólio ou ainda, se houver alguma externalidade.

A função reguladora está expressamente prevista na Constituição⁸, como vantagem do Estado destinada a suprir as falhas de mercado.

2.1.2 Monopólio Natural

De acordo com Shleifer (1985) *apud* Kessler (2006), as condições de monopólio são importantes, pois o setor elétrico organiza-se em grande parte em monopólios regionais, especialmente suas atividades de transmissão e distribuição de energia são tipicamente monopólios naturais.

Em termos conceituados, uma empresa monopolista é única em controlar a produção e comercialização, ou apenas uma destas atividades, de um determinado produto ou serviço. O poder de mercado de um monopolista é mantido graças às barreiras à entrada no mercado que o possibilita manter o poder de mercado impedindo, assim, que outras empresas ingressem no mesmo, criando a competição. Algumas barreiras decorrem das características de mercados⁹, como:

- (i) Economias de escala: para os volumes de produção relevantes o aproveitamento das economias de escala exige que haja apenas um produtor no mercado - uma única empresa pode produzir o *output* total com menor custo que um número maior de empresas;
- (ii) Vantagens absolutas de custos: custos inferiores, resultantes, por exemplo, da experiência de estar no mercado há mais tempo, ou de se utilizar uma

⁶ Usualmente, são identificadas quatro fontes de falhas de mercado: a presença de empresas com poder de mercado, problemas de informação, bens públicos e externalidades. Poder de mercado resulta da presença de economias de escala. Problemas de informação adequada impedem que alguns mercados se desenvolvam, contrariando a hipótese de mercados completos. Bens públicos não são ofertados em quantidade adequada pelos mercados e externalidades resultam em oferta excessiva (no caso de externalidades negativas) ou insuficientes (no caso de externalidades positivas) pelos mercados, do ponto de vista da sociedade. (ver Pindyck, Rubinfeld (2006, p. 523-525).

⁷ *Price Cap* é o modelo baseado na fixação de um preço teto para cada ano, baseado com base no Retail Base Index (RPI), geralmente um índice de inflação, e um fator de eficiência X. Para cada ano o preço teto é baseado no preço do ano anterior ajustado pelo índice de inflação menos o fator de eficiência X determinado pelo regulador. O preço teto pode ainda ser ajustado por um Índice de correção Z que mede o efeito de eventos exógenos que afetam os custos das concessionárias.

⁸ Ver Art. 174 da Constituição Federal (1988).

⁹ Disponível em <https://www.fep.up.pt/disciplinas/lge108/slides/slides3.pdf>

tecnologia mais eficiente ou de se ter acesso a preços dos fatores produtivos mais baixos, permite ao monopolista baixar o preço e ganhar guerras de preço. Este é o caso do setor elétrico.

- (iii) Patentes e concessões: trata-se de uma proteção legal para uso exclusivo do produto que a empresa desenvolveu, permitindo a recuperação dos investimentos assumidos e fomentando a inovação;
- (iv) Diferenciação: quando o produto é diferenciado, as empresas não são tomadores de preços mesmo quando são em número elevado.

Um monopólio natural é possível quando os investimentos necessários para a produção de um determinado serviço apresentam custos altos e relativamente fixos, e à medida que a produção aumentar, os custos totais de longo prazo caem. Se os custos de produção de uma única empresa forem menores, ao invés de produzidos por uma única firma ao invés de duas ou mais, temos um monopólio natural. (DiLORENZO, 2012)

Suponha:

$x^* = x_1 + x_2$ (quantidade do mesmo produto) e as curvas de custos das firmas a , b e c .

O monopólio natural ocorre se:

$$C_a(x^*) < C_b(X_1) + C_c(X_2) \quad (1)$$

Onde a condição necessária e suficiente para que a expressão acima seja verdadeira é a existência de economia de escala em toda a produção, e fica caracterizado que é mais barato produzir apenas na firma “A”, do que dividir a produção entre as firmas “B” e “C”. E sempre que o custo marginal for declinando com o aumento da produção, a firma estará na condição de monopólio natural.

A figura 1 mostra um caso de monopólio natural, em que o custo médio de longo prazo (CMe) e o custo marginal de longo prazo (CMg) são decrescentes, com a (CMg) sempre inferior ao custo médio.

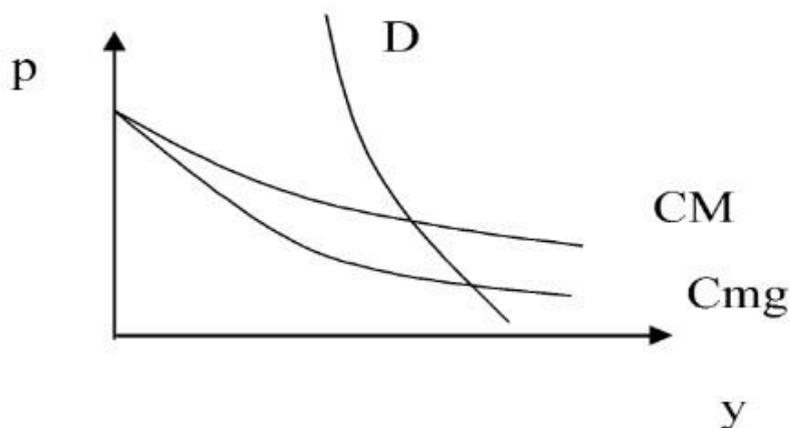
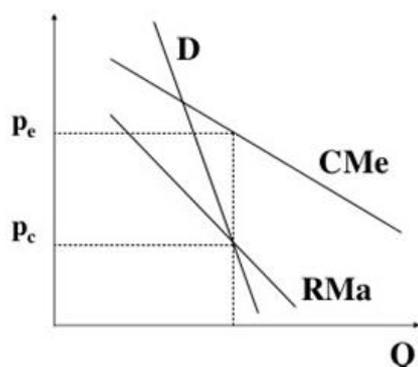


Figura 1: Curvas de Custo Médio e Custo Marginal
Fonte: Anatomia da Economia (2016)

O monopólio natural traz consigo o problema em sua natureza que é o conflito entre eficiência alocativa e eficiência produtiva. A eficiência alocativa requereria a redução de custos pelo monopolista e a prática do preço adequado visando atender as prioridades da população, operando ao nível do custo marginal o que lhe garantiria um lucro equivalente sobre o capital investido ao que obteria caso estivesse em concorrência. (BOARATI, 2006)

Ao passo que na eficiência produtiva, ter apenas uma firma em funcionamento resulta na tarefa de fazer a melhor combinação possível de todos os recursos existentes a fim de minimizar os custos, pois com o aumento da produtividade do sistema os pesados custos fixos são assim minimizados.



Problema típico do monopólio natural:
 Se $p = p_c (= RMa)$ a firma pode não ser capaz de cobrir os seus custos médios devido a presença de economias de escala ($RMa < CMe$)

Figura 2: Monopólio Natural
Fonte: FGV (2015)

De acordo com Baumol et al., (1982) *apud* Terry (2003), se a função de custo é subaditiva no longo prazo, o custo de produção de um ou mais bens por uma única empresa ou um conjunto de empresas, atuando solidariamente, é inferior ao total dos custos de quaisquer produções individuais dessas mesmas empresas, atuando em separado (o custo de produzir o todo é menor que o custo de produzir as partes). Onde a subaditividade de custo se caracteriza quando:

Y_i : (Y) quantidade produzida pela empresa i , atuando em separado;

C_i : (C) custo total de produção da empresa i , atuando em separado;

$r_i(C_i, Y_i) = 0$: (r) relação de produção em condições isoladas da empresa i , que relaciona os pares viáveis de custo e produto, (C_i, Y_i) ;

Y_S : (Y) quantidade produzida pelo conjunto solidário ou empresa única S ;

C_S : (C) custo total de produção do conjunto solidário ou empresa única S ;

$r_S(C_S, Y_S) = 0$: (r) relação de produção do conjunto solidário ou empresa única S , que relaciona os pares viáveis de custo e produto, (C_S, Y_S) .

para,

$$Y_S = \sum_{i \in S} Y_i, \quad Y_S \neq Y_i, \quad i \in S;$$

se tenha,

$$C_S < \sum_{i \in S} C_i;$$

com,

$$r_S(C_S, Y_S) = 0;$$

Segundo Terry (2003),

Um exemplo de subaditividade de custo no sistema brasileiro de geração de energia elétrica é a modalidade de operação complementar das usinas térmicas e hidráulicas. Nesse tipo de operação, as usinas térmicas só são postas em produção em períodos de estiagens longas e deixam de produzir, economizando nas despesas com combustíveis, quando os reservatórios estão vertendo ou quando seus estoques de água estão elevados. Operando solidariamente, as

usinas térmicas e hidráulicas conseguem em conjunto produzir a custos menores em função da economia de combustível. (2003)

Se em condições de subaditividade uma firma pode produzir um determinado produto com maior economia que em qualquer combinação de muitas firmas, Baumol et. al, (1982) concluem:

- (i) O custo marginal de cada produto não cresce com a produção de y e implica na queda do custo médio de y ;
- (ii) Logo a função de custo é subaditiva em y ;
- (iii) Porém, a reversão desta conclusão não é verdadeira – subaditividade não implica custo médio declinante e custo médio declinante não implica custo marginal declinante.

Supondo o caso mais comum em que o (preço = custo marginal) não é lucrativo, temos assim um problema de política pública. A grande problemática é de que forma a sociedade pode se beneficiar da produção ao menor custo – a qual requer a produção por parte de uma só firma sem sofrer o preço de monopólio.

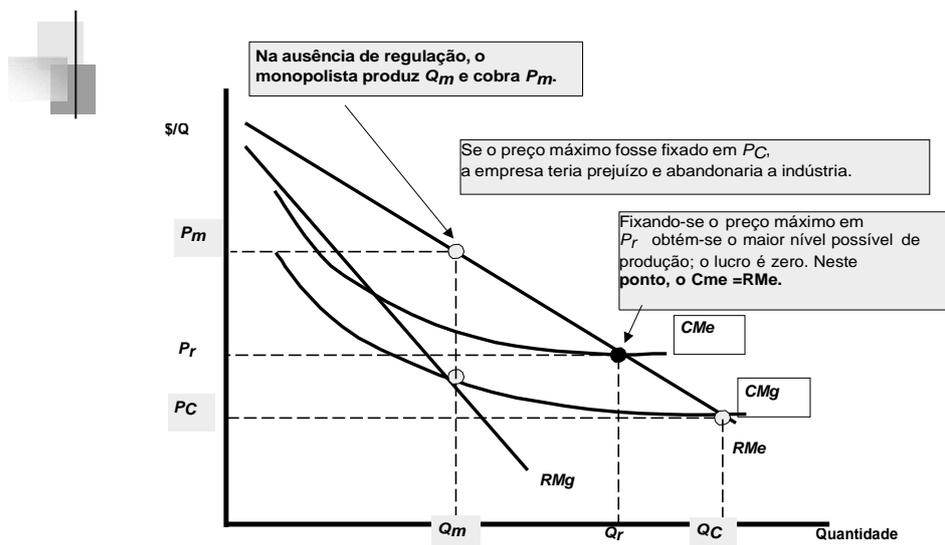


Figura 3: Regulamentação do Preço do Monopólio Natural
Fonte: Byrns (1996)

2.1.3 Externalidades

Externalidades de produção são fatores que afetam o resultado dos agentes econômicos, causados por decisões produtivas de terceiros, tomadas fora de seu controle. O primeiro agente não se preocupa se a sua tomada de decisão afetará o bem-estar do segundo agente. (TERRY, 2003).

As externalidades despertam, por outro lado, interesse na coordenação dos comportamentos das empresas, já que assim podem conseguir maiores lucros do que atuando cada qual por si. A maximização de lucros incentiva a internalização das externalidades, através da cooperação ou da concentração de produção, e acaba levando à desejável eficiência alocativa. Entretanto, essa mesma cooperação elimina ao mesmo tempo a livre competição, que deveria promover o repasse aos consumidores dos benefícios alocativos obtidos, e induz, portanto, à prevalência do monopólio. (Ibid, 2003).

Quando uma indústria é regulada, os resultados em termos de eficiência produtiva e alocativa são determinados tanto pelas forças do mercado quanto por processos administrativos (VISCUSI et al., 1995).

Duas correntes dominavam o comportamento do regulador na teoria econômica, desde o momento em que o Estado deixou de ser visto como uma entidade cujo objetivo é o bem público: a Teoria da Captura, proposta inicialmente por Stigler (1971)¹⁰ e Posner (1974) aperfeiçoada mais tarde por Peltzman (1976), e a “análise normativa como teoria positiva” (NPT¹¹).

Segundo Posner (1971 p.22) *apud* Vale (2014), “a regulação numa indústria é resultado da necessidade de corrigir falhas de mercado sendo o monopólio natural e as externalidades as principais falhas de mercado apontadas”. No entanto, a Teoria da Captura não consegue explicar como a indústria controla a regulação, bem como os

¹⁰ “Em regra, a regulação é adquirida pela indústria regulada e é concebida e executada primariamente em seu benefício”, sendo esta estabelecida, não para a prossecução do interesse público, mas para beneficiar os agentes privados e os seus interesses. Esta tese é a base de todos os posteriores desenvolvimentos da teoria da captura regulatória. Stigler (1971, p.3) *apud* Gonçalves (2014).

¹¹ Normative analysis as a positive theory (NPT), nome dado por Joskow e Noll (1981 p.36), onde os autores afirmam que “a essência desta análise normativa como uma teoria positiva é que se inicia uma análise de um processo regulatório com a suposição de que seu objetivo é maximizar alguma medida universal de bem-estar econômico, como o superávit excedente ou total dos consumidores”.

benefícios pelos quais o produtor é condicionado pela mesma. Apenas há o princípio de que a regulação traz benefícios ao produtor.

Apesar de não chegar a conclusões muito diferentes daquelas da Teoria da Captura, o trabalho de Stigler inovou ao propor uma integração entre a análise da economia e o comportamento político. Ele aponta os modos pelos quais o Estado pode beneficiar determinada indústria e especula sobre o que determinaria a escolha de uma indústria como beneficiária dos favores estatais. Para tal ele propõe uma teoria da oferta e da demanda da regulação: a indústria que demanda a regulação deve procurar o vendedor desse produto, ou seja, o partido político.

Já a abordagem normativa, enquadra-se numa visão clássica da regulação alinhada com uma linha de pensamento baseada na teoria do interesse público, segundo a qual a regulação é instituída com o propósito de zelar pelo interesse público (Joskow e Noll, 1981). Essa teoria, que é encontrada na análise econômica desde Adam Smith, considera que as falhas de mercado são as razões que levam a regulação de determinada atividade. Uma vez adotadas medidas regulatórias, supõe-se que os agentes reguladores diminuem ou eliminam as ineficiências geradas pelas falhas de mercado.

O maior problema da NTP era que até meados dos anos 60 essa teoria não havia sido sistematicamente testada, e nessa mesma época, a falha de mercado mais popular categoricamente, era a do monopólio natural seguido pelas externalidades.

Talvez o primeiro teste formal dessa crença tenha sido a análise realizada em 1962 por Stigler e Friedland sobre os efeitos da regulação das tarifas de energia elétrica. Naquela época, nada era tão amplamente aceito na análise econômica do que os efeitos benéficos daquela regulação. Acreditava-se então, que limitando a entrada de novos concorrentes e impondo limites aos monopólios naturais, as tarifas seriam mais baixas. E na conclusão desses autores, a regulação não resultou numa diminuição no valor das tarifas.

2.2 PRINCIPAIS INSTRUMENTOS DE REGULAÇÃO

A regulação é um instrumento que pode ser utilizado para administrar mercados com características de monopólio natural. De acordo com Fiani e Pinto Jr (2003, p. 516) “no caso de um monopólio natural com um único produtor, os custos são menores se produzimos uma dada quantidade x do produto em uma única firma do que em duas”.

Alguns métodos são utilizados no serviço de regulação, pois segundo Kon (1999) *apud* Alexandre (2005), os mercados com alto grau de monopolização são regulados governamentalmente com o intuito tanto de estabelecer níveis de preços evitando excessivos lucros por parte da firma como também estabelecer uma estrutura de preços entre uma variedade de clientes que seja justa e razoável.

Os principais instrumentos utilizados na regulação de preços aqui apresentados são: i) Fixação de preço baseado no valor do custo marginal; ii) Formação de preços sob regulação pelo custo de serviço; iii) Preço-Teto (*Price Caps*).

2.2.1 Fixação de preço baseado no valor do custo marginal

Os custos marginais podem ser relacionados diretamente ao que é produzido e vendido. Eliminando o produto, esses custos deixam de existir. Na ótica de formação de preços, o que difere a recuperação de custos é o conceito entre custo marginal e custo pleno¹². Com base no custo pleno, a ideia é que os preços cubram todos os custos, incluindo os custos fixos. Enquanto que para o custo marginal, qualquer contribuição aos custos é melhor do que nenhuma.

De acordo com Pires e Piccinini (1999), a tarifação pelo custo marginal procura transferir ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. As tarifas são, então, diferenciadas de acordo com as distintas categorias de consumidores (residencial, comercial, industrial, rural etc.) e com outras características do sistema, tais como as estações do ano, os horários de consumo, os níveis de voltagem, as regiões geográficas etc.

Para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, devem ser consideradas três requisitos básicos; a) a definição da potência requerida, em kW, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo; b) a energia total consumida em kWh; e c) a desagregação das diferentes características consideradas na definição da tarifa, a saber: categorias de consumidores, horários de utilização etc.

Estes requisitos qualificam e quantificam o comportamento da demanda, permitindo, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento. A partir dos

¹² O produto do método de custeio pleno é o denominado custo pleno, um número agregado médio obtido para as unidades do objeto de custeio em questão, que inclui parcela dos materiais diretos, mão-de-obra direta, custos indiretos de fabricação, despesas de vendas, distribuição, administrativas, gerais e até financeiras. (Backer & Jacobsen, 1973, p.214; Morse, 1981, p.115; Nascimento, 1989, p.30; Horngren, Foster & Datar, 1997, p.390).

dados sobre a potência requerida, a energia consumida e as características que compõem a demanda, torna-se possível modelar as curvas de carga típicas dos consumidores e do sistema, caracterizar os usos e hábitos de consumo e prever a evolução do comportamento da demanda de acordo com as categorias de consumidores. Abreu (1999) cita os principais tipos de tarifas inspiradas no princípio do custo marginal, que são:

- *Monômias*: tarifas definidas apenas com base na energia consumida - tarifa de consumo;
- *Binômias*: tarifas que incorporam dois componentes de faturamento, a saber: um referente ao consumo de energia (tarifa de consumo) e outro equivalente à demanda máxima de potência requerida no período de utilização de ponta do sistema (tarifa de demanda);
- *Horosazonais*: tarifas diferenciadas para grandes consumidores, de acordo com as horas do dia e/ou estações do ano;
- *Em blocos*: o preço unitário varia de acordo com o total de kWh consumido, e a tarifa é progressiva no caso de a estrutura conter preços mais reduzidos para os primeiros blocos de consumo, método utilizado para beneficiar consumidores de baixa renda (no caso em que o preço diminui com o aumento do consumo, a tarifa é decrescente e visa incentivar o aproveitamento das economias de escala do sistema);
- *Interruptíveis*: modalidade tarifária em que o consumidor concorda em ser desconectado sempre que existir dificuldade de fornecimento de energia por parte da concessionária;
- *Instantâneas*: tarifas cujos valores apresentam grandes variações em curtos períodos de tempo, normalmente usadas para estimular a utilização de eventuais sobras de energia do sistema e que compõem o mercado *spot* de energia elétrica.

Embora existam vantagens na utilização dos custos marginais como guia para a formação dos preços e como sinalizador precioso dos efeitos das mudanças dos custos e preços sobre os lucros, não se deve utilizar esta técnica indiscriminadamente no longo prazo, com riscos na recuperação dos custos totais da empresa, sem considerar que a prática de preços a baixo nível por um longo período pode tornar-se de difícil recuperação. (BACCI e ROBLES, 2001).

A alternativa seria a cobrança de uma taxa adicional para a cobertura dos custos fixos. Entretanto, como os consumidores têm preferências diferenciadas e desconhecidas, esta intervenção pode trazer ineficiências e, inclusive excluir do mercado, consumidores de baixa renda [ARMSTRONG, COWAN E VICKERS (1994)].

A alternativa do *second-best* é formalmente idêntica à de preços pelo custo médio, se a situação não se altera ao longo do tempo, não há incerteza e a depreciação iguala as despesas com reposição. A lógica, entretanto, é muito diversa. O lucro, assim como o cálculo do custo, não está ligado aos investimentos realizados historicamente. Com um mundo cambiante, a diferença pode ser enorme. (ARAÚJO, 2001).

A maior diferença ocorre no caso de bens ou serviços múltiplos. Demonstra-se que a solução de *second-best* leva a preços, para os diversos bens ou serviços, que satisfazem as equações de Ramsey-Boîteux (RAMSEY, 1927; BOÎTEUX, 1956):

$$\frac{p_i - CM_i}{CM_i} = \frac{\alpha}{\epsilon_{ii}}$$

Onde $i = 1, \dots, k$ e k é o número de bens ou serviços fornecidos.

Nestas equações (que supõem demandas independentes para os diversos bens ou serviços), p_i é o preço do bem ou serviço i , CM_i seu custo marginal no ponto de operação, α é uma constante de proporcionalidade que depende do déficit entre outras coisas, e ϵ_{ii} é a elasticidade-preço da demanda desse bem ou serviço no mesmo ponto¹³.

É interessante notar que a razão $(p-CM)/CM$, conhecida como índice de Lerner, surge na análise de comportamento de monopólios; para um monopólio não-regulado e maximizando seu lucro, essa razão é igual a $1/\epsilon_{ii}$. A diferença está em que a regra de Ramsey força equilíbrio entre custo e receita; o coeficiente α é menor do que 1 e pode ser negativo (no caso de um monopólio natural fraco, em que o custo marginal é maior que o custo médio no equilíbrio).

Caso as demandas não sejam independentes (o caso mais comum) a expressão complica-se com termos adicionais. A característica básica da solução, entretanto, pode ser vista mais facilmente no caso simples de independência.

¹³ Elasticidade-preço da demanda de um bem é a razão entre a variação relativa na demanda desse bem e a variação relativa no seu preço (quando esta é pequena). Assim, uma elasticidade de valor r indica que um aumento de preço de 1% está associado a um aumento (redução, se for negativo) de $r\%$ na demanda do bem. Se a elasticidade é menor que 1 em valor absoluto, a demanda é dita inelástica; se maior que 1, ela é dita elástica. (Santana, 2004, p.58)

Há dificuldades no critério de tarifação pelo custo marginal para sua aplicação prática, cabendo destacar as seguintes: assimetrias informacionais; penalização dos *peak-users* pelo acréscimo dos custos fixos; análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e aquisição de expertise para modelagem de previsão de elasticidades e de curvas de demanda. Além disso, esse método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, tais como razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes. (PIRES e PICCININI, 1999).

Mesmo com todas as dificuldades, o critério de tarifa baseado no princípio do custo marginal representa uma evolução em termos de eficiência econômica e para contornar dificuldades, sua adoção tem ocorrido em conjunto com outros métodos tarifários. (Ibid, 1999)

Ainda de acordo com Pires e Piccinini (1999), a incorporação do conceito do custo marginal nos critérios tarifários tem levado a dois resultados relevantes no setor elétrico: um melhor gerenciamento da demanda e uma sinalização para os preços da energia nos segmentos desregulados da indústria (mercado *spot*¹⁴).

O primeiro efeito está relacionado à implementação por parte das *utilities*, de políticas de incentivo à eficiência energética, que teve início após a crise do petróleo dos anos 70. O método do custo marginal passou a ser utilizado para criar uma estrutura de preços que permitisse às empresas melhor aproveitamento da capacidade instalada e redução das necessidades de investimentos na expansão do sistema¹⁵.

O segundo resultado prático da aplicação do método de tarifação pelo custo marginal está relacionado à constituição de segmentos de mercado desregulados, tais como os mercados *spot* de eletricidade, onde a tarifação pelo custo marginal torna-se mais adequada para sinalizar as transações econômicas. Estes grupamentos, implementados a partir da garantia de acesso à rede (*open access*), estão sendo

¹⁴ Um dos vários significados que a palavra inglesa *spot* tem é "instantâneo", "imediato". E é exatamente essa a característica do mercado *spot*, porque ele admite apenas transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento é feito à vista. (Revista Desafios do Desenvolvimento. [on line]. Edição 21: Brasília, 2006. Disponível em www.ipea.gov.br)

¹⁵ A legislação norte-americana de 1978, conhecida como *Public Utilities Regulatory Policies Act* (PURPA), incentivava, entre outras medidas, a tarifação pela carga de pico do sistema, viabilizando a otimização dos investimentos, a proteção do meio ambiente e a minimização dos custos dos sistemas elétricos [Viscusi, Vernon e Harrington Jr. (1995)]. No Brasil, a partir do final da década de 80, foram incorporados alguns princípios tarifários com base no custo marginal. As tarifas foram diferenciadas por classes de consumidores e por níveis de tensão. Posteriormente, passaram, também, a serem diferenciadas de acordo com os períodos do ano, os horários de consumo e o nível de garantia do fornecimento. Apesar das dificuldades de conciliação com a tarifação pelo custo do serviço, a introdução de tarifas horárias teve impactos positivos na *curva de carga diária* do sistema.

constituídos na maioria dos países que vêm reestruturando seus setores elétricos, como no caso do Brasil¹⁶.

Logo, ninguém põe em dúvida a utilidade do método do custo marginal ou variável para decisões de curto prazo e como instrumento para a evidenciação do limite inferior para uma decisão de preço.

2.2.2 Formação de preços sob regulação pelo Custo de Serviço

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, é o regime tradicionalmente utilizado para a regulação tarifária dos setores de monopólio natural. (PIRES e PICCININI, 1999).

Historicamente, é o regime mais antigo e mais difundido. Neste procedimento, fixa-se a taxa de remuneração do capital investido e as tarifas são calculadas de modo a satisfazer essa taxa, para um nível de consumo previsto. O preço do serviço é definido pelo ponto onde a curva de custo médio (embutindo a remuneração ao capital investido) encontra a curva de demanda. (ARAÚJO, 2001)

A fórmula básica é (lembrando que $Receita = Tarifa \times Consumo$):

$$Receita - Despesas - Depreciação - Impostos = s \times (Base de Capital)$$

Onde s é a taxa de retorno especificada por lei ou pelo órgão regulador e a *Base de Capital* é igual ao total de Investimentos (em funcionamento efetivo) ainda não depreciados. O órgão regulador decide quais despesas e investimentos são aceitáveis. Isto não é uma tarefa simples, principalmente porque a firma (incumbente ou concessionária) tem sempre mais informação que o regulador. Este, a cada período, a partir dos dados contábeis, da política de depreciação e da inflação no período, fixa níveis tarifários sob dadas hipóteses de mercado. Pode haver negociações sobre diversos aspectos, em particular sobre o que fazer com os desvios de rentabilidade no período anterior com relação ao previsto (por exemplo, pode criar-se uma rubrica de resultados a compensar e incluí-la nas revisões tarifárias).

¹⁶ No Brasil, a tarifa da energia do mercado *spot*, prevista no modelo de reestruturação do setor elétrico, terá como base o custo marginal de longo prazo (de expansão do setor). (PIRES e PICCININI, 1998)

O procedimento é mais complexo quando existem vários bens ou serviços fornecidos pela firma. Neste caso, a definição dos diversos níveis tarifários exige rateio dos custos comuns (despesas e investimentos incorridos independentemente do *mix* de bens e serviços), de modo a obter preços relativos consistentes. Há três métodos mais usuais: i) segundo os custos específicos¹⁷ dos diversos bens ou serviços; ii) segundo as receitas obtidas pelos diversos bens ou serviços; iii) segundo as quantidades dos diversos bens ou serviços vendidas no último período. Todos os três são arbitrários (e os dois últimos são circulares) e podem levar a ineficiências e subsídios cruzados. (ARAÚJO, 1991).

Um caso interessante foi o método usado pelo setor elétrico brasileiro depois de 1981: mantendo a equação básica para a receita global, os preços para as diversas categorias de fornecimento eram tomados proporcionais aos seus custos marginais de longo prazo (Ibid, 1991).

Ainda de acordo com Araújo (2001), uma característica central deste procedimento é que a Base de Capital inclui apenas investimentos efetivamente realizados no passado, donde o nome custo histórico. Normalmente, somente instalações em funcionamento efetivo são consideradas para manter o princípio de pagar quem usa. Assim, investimentos em reposição podem ser incluídos na base, mas não investimentos em expansão em princípio. Presume-se que investimentos para expansão serão cobertos por financiamentos externos e pela depreciação (que pode ser acelerada para estimular esses investimentos). No entanto, se o crescimento do mercado exige acelerar os investimentos, pode haver rubricas especiais para viabilizá-los, adicionadas à tarifa. Exemplos disto eram o Imposto Único de Energia Elétrica e o Empréstimo Compulsório, para o setor elétrico brasileiro.

2.2.3 Preço-teto (Price-Caps)

O método foi inicialmente proposto por Littlechild (1983) desde então, várias adaptações já foram feitas na regulação de empresas no Reino Unido e em outros países.

¹⁷ O que nem sempre é simples. Por exemplo, uma usina de beneficiamento de algodão pode ter duas unidades (descaroçamento e prensagem) e três produtos: algodão, torta, óleo. O algodão sai do descaroçamento, enquanto torta e óleo saem da prensagem. Como custos específicos restariam apenas enfiamento do algodão e embalagem de torta e óleo, que guardam pouca ou nenhuma relação com custos de fabricação. Ver Kahn (1988 p.77-83/I).

A abordagem do preço limite ou preço teto (*price-cap*) é talvez a mais significativa inovação em termos de regulação enquanto alternativa ao ROR (*Rate of Return*¹⁸).

O método *price-cap*, também é conhecido como Modelo RPI-X (*Retail Price Index*), e baseia-se na fixação de um preço teto, para cada ano, definido com base no *Retail Price Index* (RPI) e um fator de eficiência X. Para cada ano, o preço teto é calculado com base no preço teto do ano anterior ajustado pelo RPI menos o fator de eficiência X determinado pelo regulador. O preço teto pode ainda ser ajustado usando um fator de correção Z que mede o efeito de eventos exógenos que afetem os custos das empresas. (FIANI, 2004).

A regra do *price-cap* determina que, definido o valor inicial da tarifa, o seu reajuste não pode ultrapassar um valor máximo (o preço-teto), cuja magnitude é expressa pela fórmula abaixo:

$$P_t = P_o + \text{Infl.} - X \quad (2)$$

De acordo com a fórmula acima, o valor da tarifa deve ser igual ao valor inicialmente praticado mais a inflação acumulada ao longo do intervalo iniciado com o último reajuste e menos o valor de um parâmetro (X) previamente fixado, esse último correspondente aos ganhos estimados de produtividade para cada ano do período de aplicação do mecanismo.

Segundo Kupfer e Hasenclever (2002), o sistema *price-cap* consiste em estabelecer um limite superior para a indústria regulada aumentar seus preços, limite este que pode ser estabelecido para cada preço individualmente ou para a média de preços dos serviços fornecidos pela indústria regulada. No caso do modelo RPI-X, o teto do reajuste é estabelecido como sendo um índice geral de preços menos um valor X a título de aumento de produtividade. Esse teto de reajuste vale entre os períodos de revisão tarifária, quando a tarifa que serve como base do reajuste é reavaliada.

Assim, se fosse escolhido um índice de preço *I* para reajuste entre os períodos de revisão tarifária, e se fosse almejado um crescimento de produtividade de 2% ao ano, teríamos um fator X de 2%, e nosso índice de reajuste anual ficaria:

$$(I) - 2\%$$

¹⁸ Taxa de Retorno.

Portanto, em um dado ano, se o índice de preços I fosse 5%, a firma regulada sujeita a essa regra de reajuste teria direito então a $5\% - 2\% = 3\%$ de aumento em sua tarifa.

O método RPI-X também apresenta algumas vantagens defendidas em comparação com alguns métodos empregados na regulação, como por exemplo, o método com base na taxa de retorno:

- (i) É um método que atinge exclusivamente os serviços em que a empresa regulada atua como monopolista. Assim, supondo uma empresa multiproduto, que atue também em mercados competitivos, o RPI-X incidiria apenas naqueles mercados em que a empresa efetivamente atua como monopolista. Nos demais mercados, não há necessidade de regulação. Em relação à taxa de retorno, é necessário estabelecer todas as tarifas, de modo que a receita global da empresa gere a taxa de retorno adequada;
- (ii) Como toda redução de custos é apropriada pela empresa, espera-se que o RPI-X estimule a eficiência produtiva e promova a inovação;
- (iii) O custo do aparato da regulação econômica seria baixo, uma vez que este se resumiria ao cálculo de índices de preços, sem envolver o levantamento de dados contábeis a respeito da empresa regulada (quase sempre sujeitos a problemas de alocação de custos fixos e avaliação de valor de ativos), exceto no momento de revisão tarifária;
- (iv) Dada a simplificação do processo regulatório, este se encontra menos sujeito ao risco de ser manipulado pela empresa regulada, com informações falsas sobre demanda e custos, ou seja, está menos sujeito ao que se conhece como “risco de captura”.

Pinto e Fiani (2012) ressaltam que o método RPI-X também apresenta problemas, o mais sérios deles dizendo respeito ao investimento. Uma forma de aumentar a taxa de lucro quando há um teto de receita é reduzir a base de capital sobre a qual esta taxa é calculada. O sistema de preço-teto tem, portanto, como resultado indesejável promover o subinvestimento, com efeitos negativos não apenas sobre o crescimento da oferta da empresa regulada, mas também sobre a qualidade dos serviços prestados ou sobre os

estímulos para a inovação. Para minimizar este problema é exigido à agência reguladora um esforço adicional para controlar os planos de investimento e qualidade dos serviços prestados pela firma regulada.

2.3 REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO: APLICAÇÕES DOS CONCEITOS INTRODUZIDOS

Como monopólios naturais, os serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica estão sujeitos à regulação. Em síntese, os modelos utilizados para regulação tarifária no setor são: tarifação pelo custo de serviço, método *price-cap* e tarifação baseada no custo marginal.

Pires e Piccinini (1999) anotam que as agências reguladoras desenvolveram mecanismos complementares, com o objetivo de mitigar os problemas surgidos. Merece destaque o intervalo de revisão das tarifas, o mecanismo de *yardstick competition* (padrões de eficiência) e as licitações para concessão de serviço público.

A reforma no setor elétrico brasileiro deu-se na década de 90, juntamente com outras reformas e a sua reestruturação veio com a Lei das Concessões onde se criaram condições legais para que os geradores e distribuidores de energia elétrica pudessem competir pelo suprimento dos grandes consumidores de energia elétrica.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – (ANEEL) tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal bem como disciplinar o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. A ANEEL estabelece as condições gerais de acesso ao sistema de transmissão e de distribuição e regula as tarifas correspondentes.

De acordo com Moritz (2001), os reajustes de tarifas concedidos às concessionárias do início da década de 1990 até o advento do plano Real, eram baseados na inflação interna dessas concessionárias. A partir das assinaturas dos novos contratos de concessão, no final dessa década, foi implementado o modelo de regulação pelo *price cap*.

Pires e Piccinini (1998) definem o modelo *price cap* como um mecanismo de tarifação que funciona a partir da definição de um preço-teto, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um

fator de produtividade, para um período determinado de anos. Esse modelo, ainda de acordo os autores (1998), pode incluir também um fator de repasse de custos aos consumidores. Durante o intervalo das revisões tarifárias, realizadas a cada quatro anos, o preço-teto será reajustado por um índice de preços (no Brasil IGPM) menos um fator X de produtividade.

De acordo com uso do *price-cap*, a empresa pode se apropriar de qualquer ganho de produtividade obtido no período entre as revisões tarifárias desde que seja superior ao fator de redução (fator X) estabelecido pelo regulador, funcionando como um incentivo à eficiência produtiva. Isso permite aos consumidores se apropriar de parte dos ganhos de produtividade obtidos pela concessionária, haja vista que quanto maior for o valor de X menor será o valor de reajuste anual das tarifas.

Além disto, o regime de *price cap* prevê o repasse para as tarifas de todos os custos provocados por eventos econômicos que fujam ao controle ou previsibilidade da concessionária. (PIRES e PICCININI, 1998).

Estes custos compõem o fator Y da fórmula geral do *price cap*, conhecida como $IGPM - X + Y$. No caso Brasileiro, como resultado prático dessa previsão de repasse, as tarifas de fornecimento estão sendo elevadas por conta do aumento do custo do suprimento da energia adquirida de Itaipu, que por sua vez é calculado em dólares.

Como o redutor tarifário referente ao fator de produtividade a ser repassado para os consumidores (fator X) foi estipulado como zero, o incentivo é repassar parte dos seus benefícios aos consumidores em forma de redução de preço final, caso venha ocorrer a alteração do seu valor durante a revisão tarifária.

A definição do valor inicial do fator de produtividade refletiu a preocupação de se garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão a longo prazo tendo em vista a sua estrutura tarifária inicialmente estabelecida. (PIRES, 1999).

3 EVOLUÇÃO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

3.1 ASPECTO HISTÓRICO

A existência da energia elétrica já era de conhecimento público desde o século XVIII, contudo, sua incorporação ao dia a dia e ao processo produtivo não foi tarefa simples. Em 1867, o transporte da energia entre a fonte geradora e os poucos consumidores brasileiros acontecia com dínamos¹⁹, mas a tecnologia não era suficiente para a sua utilização em larga escala e transporte para longas distâncias. Sem recursos públicos suficientes, foi preciso que empresas estrangeiras dessem os primeiros passos para o desenvolvimento da eletrificação no Brasil. (GOEKING, 2010).

O setor elétrico brasileiro – compreendendo o conjunto das atividades de geração, transmissão e distribuição ou comercialização final de eletricidade – vem sendo marcado por profundas transformações em suas estruturas organizacionais e produtivas ao longo das últimas décadas. São mudanças que têm, como orientação geral, o incremento da eficiência técnica e econômica na prestação do serviço fundado na privatização e na concorrência de mercado. (CASTELO BRANCO, 1996).

Cabe observar que, desde meados dos anos setenta, reformas setoriais – não necessariamente restritas à área de energia elétrica – foram empreendidas ou estão em andamento em diversas partes do mundo, especialmente nos continentes europeu e americano (ROSA et. al, 1998). Cabe ainda salientar que a reestruturação em curso na atividade se inscreve no marco mais geral das reformas de cunho liberalizante que começaram a serem implementadas timidamente pelo país nos anos finais da década de oitenta, focadas no Estado e nas funções que este desempenha no campo da economia, para se intensificarem na década de noventa. (CANO, 1993; SOLA et. al., 1995; BRESSER-PEREIRA, 1996; CRUZ, 1997; DINIZ, 1997).

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADDEE, “por sua vez, os setores de transporte da energia – a transmissão e a distribuição – são considerados monopólios naturais, pois sua estrutura física torna economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Nestes dois segmentos, predomina o modelo de regulação de preços ou regulação por incentivos”.

¹⁹ Máquina rotativa que converte energia mecânica em elétrica. (Dicionário Aurélio, 2001).

Ainda de acordo com a ABRADÉE, nos anos 70, a forte e direta presença do Estado no setor elétrico foi marcada principalmente por meio da criação de empresas estatais em todos os segmentos da indústria. Para se ter uma ideia do nível de investimentos realizados nesta época, a potência instalada no país passou de 1.300 MW para 30.000 MW em pouco mais de 20 anos.

Na década de 1980 a crise da dívida externa brasileira resultou em altos cortes de gastos e investimentos pelo governo. As tarifas de energia, que eram iguais para todo o país, foram mantidas artificialmente baixas como medida de contenção da inflação, não garantindo às empresas do setor uma remuneração suficiente para o seu equilíbrio econômico. A equalização tarifária entre todos os estados brasileiros provocava subsídios cruzados entre empresas eficientes e ineficientes. Tal situação adversa criou condições para a proposição de um novo paradigma para o setor elétrico, assim como ocorreu também para outros setores de infraestrutura no país, como o de telecomunicações. (ABRADÉE, s.d.)

Com a política tarifária em combate à inflação, a consequência foi a queda da remuneração média do setor, que ficou muito abaixo da remuneração legal permitida pelo "serviço pelo custo". A essa situação juntou-se o uso das empresas elétricas estatais como instrumento de cobertura de déficits da balança de pagamentos, obrigando-as a captar recursos no exterior para a cobertura das altas faturas da "conta petróleo", provocadas pela crise de 1979. (GOLDENBERG e PRADO, 2003).

Dessa forma, o chamado "serviço pelo custo" foi deixado para segundo plano e ocorreu grande contenção tarifária, visando ao combate à inflação. A diferença entre a remuneração legal preestabelecida e a realmente efetivada foi lançada pelas concessionárias nas Contas de Resultado a Compensar (CRC). (Ibid, 2003).

A figura 4 mostra a queda na remuneração do setor, no período de 1974 a 1987;

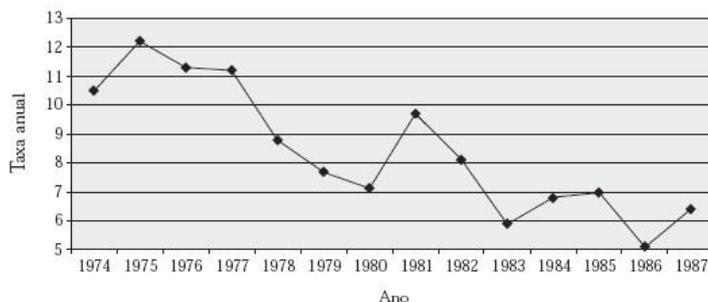


Figura 4: Taxas Anuais de Remuneração do Setor Elétrico.

Fonte: Goldenberg e Prado (2003).

Com a promulgação da Constituição Federal de 1988, retiraram-se fontes de recursos utilizados pelo setor, como o Imposto Único sobre a Energia Elétrica (IUEE) e os empréstimos compulsórios. Essa circunstância inibiu o autofinanciamento do setor, que necessitou cada vez mais utilizar recursos de terceiros, gerando um elevado serviço da dívida, e o levou à inadimplência tanto entre as empresas como em relação a fornecedores e empreiteiros. (GOLDENBERG e PRADO, 2003).

Em meados da década de 90, a reforma do setor elétrico permitiu, como efeito mais imediato, um alívio para as empresas de energia elétrica, pois reconhecia que os valores das CRC eram um direito das concessionárias. A Lei nº 8.631²⁰ reorganizou o setor elétrico dentro de uma filosofia empresarial, permitindo tarifas menos comprimidas. (Ibid, 2003).

3.2 O SETOR ELÉTRICO PRIVATIZADO E SUA CONFIGURAÇÃO ATUAL

Foi no governo do presidente Figueiredo (1979-1985) que o Brasil viu nascer seu primeiro programa de privatizações, com a criação, em 1981, da Comissão Especial de Desestatização, ainda no regime militar. Esta comissão estabeleceu normas que restringiam a criação de empresas estatais e definiu diretrizes para a transferência de empresas públicas para o setor privado. Durante todo o governo de Figueiredo foram privatizadas 20 empresas (COSTA e PECI, 1999).

No entanto, o principal objetivo com as privatizações não era diminuir o tamanho do Estado, mas era desacelerar a expansão do setor público, que havia saído do controle do governo nos anos anteriores.

O processo de privatizações ganhou força a partir do governo do presidente Fernando Collor de Melo (1990-1992), com a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND).

O PND foi lançado como uma peça fundamental de ajuste fiscal em um contexto mais amplo de reformas do Estado. Nesse sentido, o Programa passou a assumir características muito mais amplas e a ter como alvo não mais a “reprivatização” de empresas, mas a privatização de empresas tradicionais do setor produtivo estatal. Desta forma, representou um dos mais importantes eixos para a política de reforma

²⁰ Promulgada em de 4 de março de 1993.

institucional e ajuste econômico, desenvolvido na esfera do governo federal e descentralizado para os estados da federação (SAUER, 2002).

No governo de Fernando Henrique Cardoso (1994-2002) foram definidos os novos regimes de concessão e o sistema Eletrobrás e suas quatro subsidiárias regionais – Furnas, Eletrosul, Eletronorte e Chesf – foram incluídas no Plano Nacional de Desestatização. Em São Paulo, foi lançado o Plano Estadual, com a desverticalização da Cesp, CPFL e Eletropaulo, dividindo-as em várias empresas para sua posterior venda.

As mudanças introduzidas configurariam a ruptura final relativamente ao modelo estatal vigente por mais de 30 anos. O planejamento, antes normativo, passou a ser apenas indicativo; no lugar dos preços regulamentados de geração, estes passaram a se formar no Mercado Atacadista de Energia (o MAE); empresas que antes atuavam integradas em regime de monopólio foram desverticalizadas, e as atividades de geração, transmissão e distribuição tornaram-se independentes, com instituição do livre acesso às malhas de transmissão; produtores independentes passaram a ser admitidos no sistema.

O início das privatizações das concessionárias de energia elétrica acontece antes do novo modelo institucional do setor, inaugurado com a Lei nº 9.427, de dezembro de 1996, que institui a ANEEL e estipula a forma de concorrência ou leilão para licitação da exploração dos potenciais hidráulicos. A Agência nasce com a missão de “proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade”. Entre suas atribuições estão as de fixar tarifas e de fiscalizar a qualidade dos serviços e o cumprimento dos contratos de concessão. Muito deste novo modelo é resultado das sugestões apresentadas no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RESEB), da consultoria inglesa Coopers & Lybrand, que culmina na edição da Lei nº 9.648 de 27 de Maio de 1998. As novas regras têm como premissa a desverticalização das empresas, com a separação das áreas de geração, distribuição²¹, transmissão²² e comercialização. A regulação se dá apenas no transporte (transmissão e distribuição) da energia. (ANEEL 2010)

A reforma no setor energético teve por objetivos básicos atrair investidores privados para o mercado elétrico e melhorar o desempenho econômico-financeiro do setor. Estas

²¹ A energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, podendo ser rede de tipo aérea (suportada por postes) ou de tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados sob o solo, dentro de dutos subterrâneos).

²² Transmissão de energia elétrica é o processo de transportar energia entre dois pontos. O transporte é realizado por linhas de transmissão de alta potência, geralmente usando corrente alternada, que de uma forma mais simples conecta uma usina ao consumidor.

melhorias deveriam advir de inovações gerenciais e tecnológicas. A convergência do mercado elétrico com o emergente mercado do gás natural era percebida como um dos elementos motores da melhoria do desempenho setorial (ARAÚJO; DE OLIVEIRA, 2005). Idealizada a partir da experiência inglesa (SURREY, 1996), a reforma brasileira preservou alguns pontos (IPEA 2010):

- i. Preservação do regime monopolista na gestão das redes de transporte (transmissão e distribuição);
- ii. Foi criado um mercado atacadista (para as transações comerciais entre os agentes do mercado elétrico) no qual geradores e consumidores contratam bilateralmente os "fluxos energéticos que transitam pelas redes de transporte";
- iii. No novo mercado elétrico, a coordenação do despacho físico foi centralizada no Operador Nacional do Sistema (ONS) (porém a coordenação do despacho econômico passou a ser realizada descentralizadamente pelos agentes, com base em contratos);
- iv. Criação de um mercado de curto prazo (*spot*) para permitir o encontro de contas para as inevitáveis diferenças entre quantidades contratadas e quantidades efetivamente consumidas ou geradas.

De acordo com Sauer (2002), o novo modelo do Setor Elétrico pode ser esquematizado da seguinte forma:

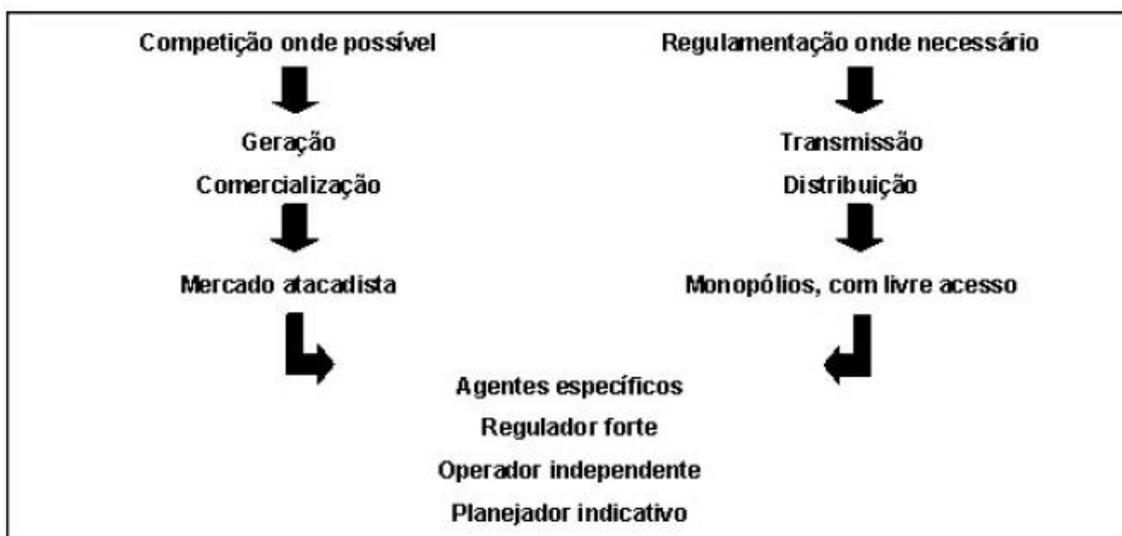


Figura 5: O novo modelo do Setor Elétrico.
Fonte: Sauer (2002)

Juntamente com a mudança no setor, algumas novas entidades surgiram no cenário:

- i. ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, criada para aproximar as ações de regulação, fiscalização e mediação dos consumidores, agentes regulados e da sociedade em geral, sendo também sua a responsabilidade de fixar tarifas para os consumidores cativos e para o uso das redes de transporte.
- ii. ONS – Operador Nacional de Sistema, entidade sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
- iii. MAE – Mercado Atacadista de Energia, ambiente no qual passou a se processar a compra e venda de energia, através de contratos bilaterais e do mercado de curto prazo, com funcionamento até 2004 e precedido pela CCEE.
- iv. CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, cuja função é promover discussões e propõe soluções para o desenvolvimento do setor elétrico nacional, fazendo a interlocução entre os agentes e as instâncias de formulação de políticas e regulação.

A figura a seguir ilustra as principais instituições do atual modelo setorial:



Figura 6: Instituições do atual Setor Elétrico
Fonte: ONS (2004)

Em junho de 2001²³, o governo federal implantou um rigoroso programa de racionamento para evitar um colapso na oferta de energia elétrica em grande parte do território nacional. Tanto pela intensidade quanto pela abrangência, o racionamento de 2001 foi o maior da história do país. A crise foi provocada não apenas por condições hidrológicas bastante desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste, mas também pela insuficiência de investimentos em geração e transmissão. O resultado foi um progressivo esvaziamento dos maiores reservatórios do Sistema Interligado Nacional evoluindo-se para uma deficiência estrutural de energia. O racionamento perdurou até fevereiro de 2002 e gerou dúvidas quanto à capacidade da reforma elétrica oferecer os benefícios econômicos anunciados pela introdução da concorrência.

Algumas mudanças em anos posteriores à crise do racionamento ficaram limitadas ao mercado atacadista, surgindo então leilões de compra de energia elétrica a fim de atender a demanda do mercado regulado e evitar uma nova situação de risco no suprimento.

Os leilões de compra de energia elétrica são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) por delegação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e ocupam papel essencial no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Os compradores e vendedores de energia participantes dos leilões formalizam suas relações comerciais por meio de contratos registrados no âmbito do ACR. Nos leilões estruturantes definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os leilões são realizados diretamente pela ANEEL. Ainda no âmbito de evitar novos riscos de racionamento, foram criadas a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico tem como função “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional”. Cabe também ao CMSE elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico. Já a Empresa de Pesquisa Energética “tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras”. Como entidade

²³ Decretado em 1 de Junho de 2001 pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), o racionamento cortou 20% do consumo de energia elétrica das regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste e 10% na região Norte. Disponível em www.cariacica.es.gov.br

independente, a EPE não está subordinada a nenhuma empresa, estando apenas vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Duas medidas provisórias foram convertidas posteriormente na Lei 10.848 de 15 de março de 2004. A primeira (10.847) criou a Empresa de Energia Elétrica, e a segunda (10.848) mudou o desenho da comercialização da energia elétrica. Assim, a nova Lei “estabelece regras para a comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores e altera Leis anteriores pertinentes a área”. Alguns aspectos do Novo Modelo:

- i. Marco regulatório estável
- ii. Segurança no suprimento de energia elétrica
- iii. Modicidade tarifária
- iv. Clareza nas definições de responsabilidades e funções do setor
- v. Planejamento
- vi. Competitividade na geração
- vii. Contratação com antecedência e de longo prazo.

Os objetivos anunciados para a nova organização do setor seriam a sua capitalização, em função da crise financeira por que passavam as empresas e a redução de custos de geração e distribuição, via promoção da livre competição. Os comercializadores de energia passariam a ter livre trânsito entre os agentes produtores e consumidores, liberando-se o acesso às redes de transporte.

No Brasil, todos os grandes geradores são conectados aos centros de consumo através de linhas de transmissão, as quais são responsáveis por transportar diretamente a energia gerada aos grandes consumidores, ou indiretamente aos pequenos consumidores por meio das empresas de distribuição. Na Figura 7, apresenta-se o sistema interligado nacional de energia elétrica, assim como as fontes de energia em cada região.

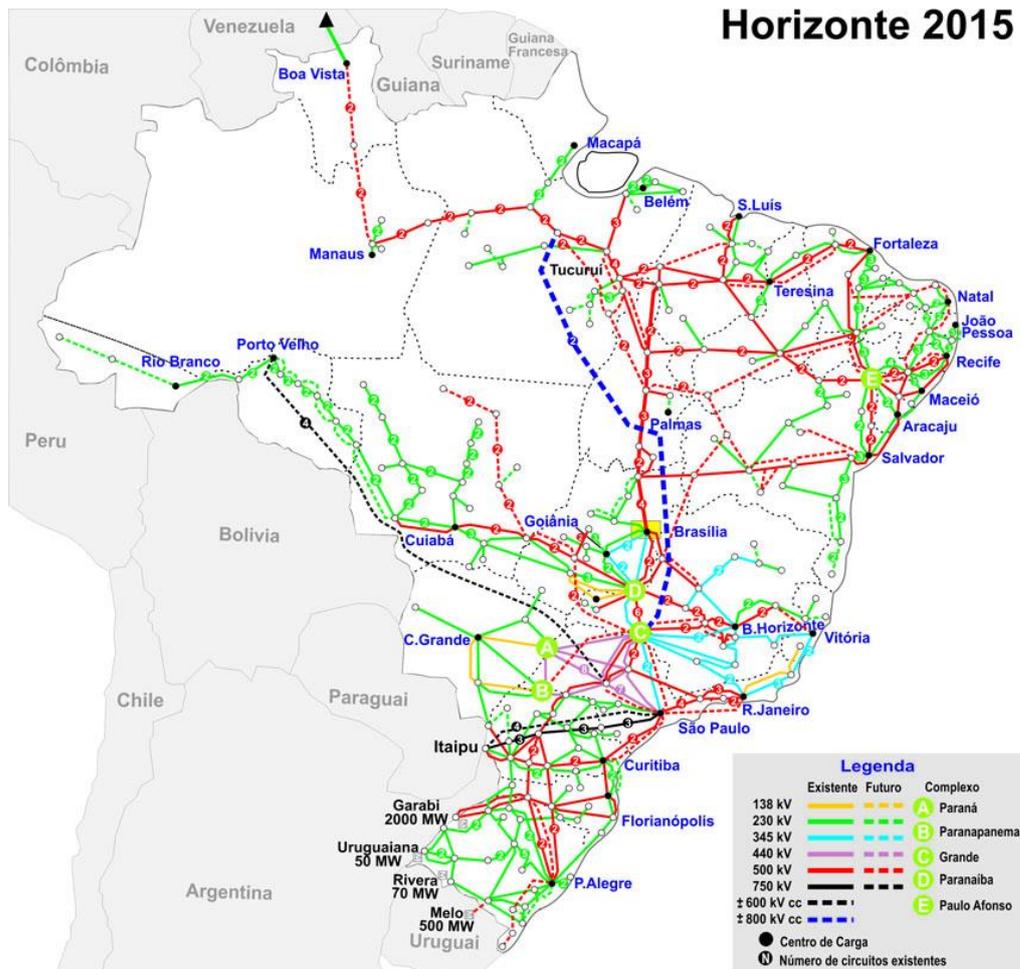


Figura 7: Sistema Interligado Nacional - SIN

Fonte: Abradee (2015)

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, e de acordo com Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, apenas 1,7% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.” E esses sistemas isolados são abastecidos por centrais geradoras a óleo diesel, em muitos casos, localizadas em regiões de difícil acesso.

Atualmente, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF é a responsável pela geração e abastecimento de energia em oito estados do Nordeste. (VAINSENER, 2007). A companhia também é a responsável pelo Complexo de

Paulo Afonso que tem o controle de cinco usinas: Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales (Moxotó).²⁴

Como a maior parte da capacidade de geração no Brasil é hidrelétrica, os montantes gerados nacionalmente dependem do regime de chuvas nas bacias hidrográficas, que variam de região para região. Com a interconexão elétrica das usinas através do SIN, o fornecimento de energia torna-se mais eficiente e menos sujeito às eventuais restrições de oferta regionais, pois a energia gerada em uma região com abundância de água pode ser redirecionada de forma a equilibrar o sistema como um todo.

Ademais, a operação do SIN é centralizada, o que garante que as decisões de despacho das usinas geradoras sejam tomadas de forma a contemplar as necessidades nacionais de abastecimento de energia. Um dos critérios da operação centralizada é o da minimização dos custos futuros associados à eventual falta de energia, que pode suscitar significativos prejuízos para o país.

De acordo com o IPEA (2010), a oferta de eletricidade no Brasil é dominada por empresas estatais (67%), a maior parte sob controle federal (23%), porém a demanda está sob controle de agentes privados (88%).

3.3 O GRUPO NEOENERGIA S/A.

3.3.1 Histórico da Empresa

O Grupo Neoenergia é uma *holding* privada e um dos maiores investidores do setor elétrico brasileiro, com investimentos acumulados de mais de R\$ 24 bilhões desde a sua constituição, em 1997. Presente em 13 estados, é composto por um time de 5.100 colaboradores diretos, que atua em toda a cadeia de energia: geração, transmissão, comercialização e distribuição.

Na distribuição de energia, é um dos maiores grupos privados em número de clientes no Brasil, com mais de 10 milhões de unidades consumidoras na Bahia, em

²⁴ Embora não integrem o Complexo de Paulo Afonso, as usinas de Pedra, Sobradinho e Xingó também fazem parte do sistema CHESF. Disponível em www.chesf.gov.br

Pernambuco e no Rio Grande do Norte, onde controla, respectivamente, as distribuidoras COELBA, CELPE e COSERN.

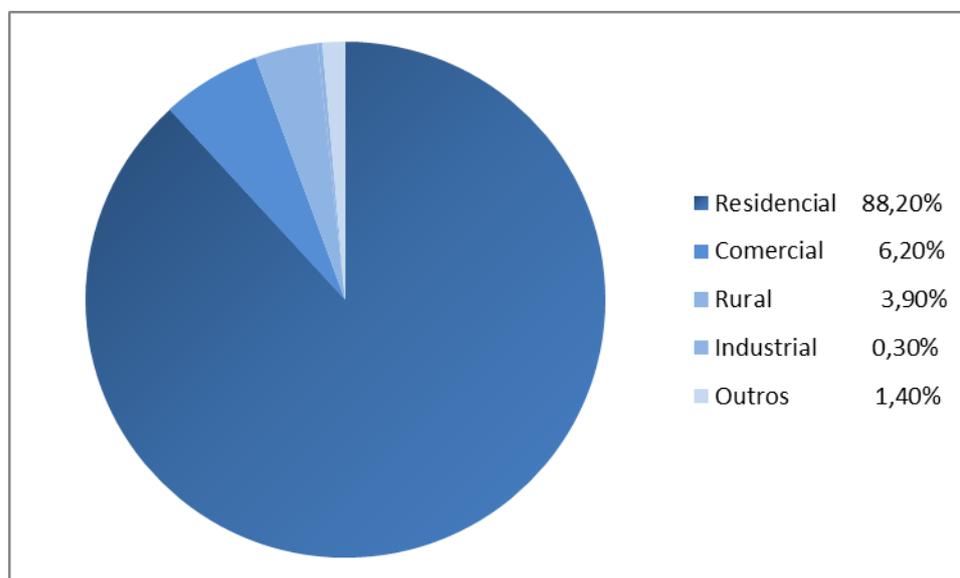
O Grupo Neoenergia também caminha para ser um dos maiores grupos privados do país em geração de energia elétrica. Possui capacidade instalada de 1.558 megawatts (MW) e deve chegar a 4.087 MW até 2019, por meio de novos empreendimentos como Teles Pires, Baixo Iguaçu, Belo Monte e parques eólicos em construção no nordeste em parceria com a Iberdrola. Com estes novos empreendimentos, serão responsáveis por, aproximadamente, 2,5% da capacidade instalada do Brasil e desde que foi privatizada, a empresa já repassou ao tesouro estadual mais que o dobro do seu valor de compra e se transformou no maior arrecadador de ICMS para o estado de Pernambuco, sendo também a segunda maior distribuidora do Norte-Nordeste e a 7º maior prestadora do serviço de distribuição elétrica do Brasil.

3.3.2 COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

A história da COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia começa no dia 28 de março de 1960, data da sua criação. Na época, a energia elétrica, na Bahia, era fornecida pelas prefeituras municipais e algumas companhias, inclusive uma estadual que atendia a Salvador e parte do Recôncavo. No primeiro ano de existência, a Coelba atendia a 21 localidades. Hoje, a COELBA é a terceira maior distribuidora de energia elétrica do país em número de clientes e a sexta em volume de energia fornecida. Nestes mesmos termos, ocupa a primeira posição entre as concessionárias do Norte – Nordeste. Controlada pelo Grupo Neoenergia, um dos maiores investidores do setor elétrico brasileiro, a Coelba está presente em 415 dos 417 municípios da Bahia, em uma área de concessão de 563 mil km². Hoje, a empresa conta com mais de 5,6 milhões de clientes, sendo 88% destes, clientes residenciais.

Sua estrutura de mercado centra-se na classe residencial, conforme ilustrado no gráfico abaixo:

Gráfico 1 – Clientes por classe da COELBA



Fonte: Relatório de Sustentabilidade – COELBA (2013).

A Classe Residencial apresentou um percentual elevado em relação às demais classes de consumo e de acordo com a COELBA, e isso pode ser motivado pelo reaquecimento da economia, melhoria da renda e novas medidas do governo federal de incentivo à compra de eletrodomésticos²⁵.

No que corresponde à classe comercial, o percentual de consumo se manteve abaixo do consumo dos demais estados, motivados principalmente pela migração de consumidores comerciais para o Ambiente de Contratação Livre (onde a energia elétrica pode ser livremente negociada entre vendedores e compradores; ao contrário do ambiente regulado onde a energia é adquirida através de leilões, e o preço é acordado entre ambas as partes. Já no leilão, o preço é obviamente estabelecido)²⁶.

De acordo com a COELBA, o consumo rural de energia elétrica apresentou-se menor que os demais estados em virtude do menor uso de equipamentos de irrigação,

²⁵ A exemplo pode ser citada a isenção de IPI (Imposto sobre Produto Industrializados) para eletrodomésticos da linha branca, vigorada em abril de 2009.

²⁶ Relatório de Sustentabilidade COELBA 2013.

ocasionado pelos índices pluviométricos de precipitação maiores em relação ao ano anterior, 2012, justificando assim o uso menos intensivo desses equipamentos.

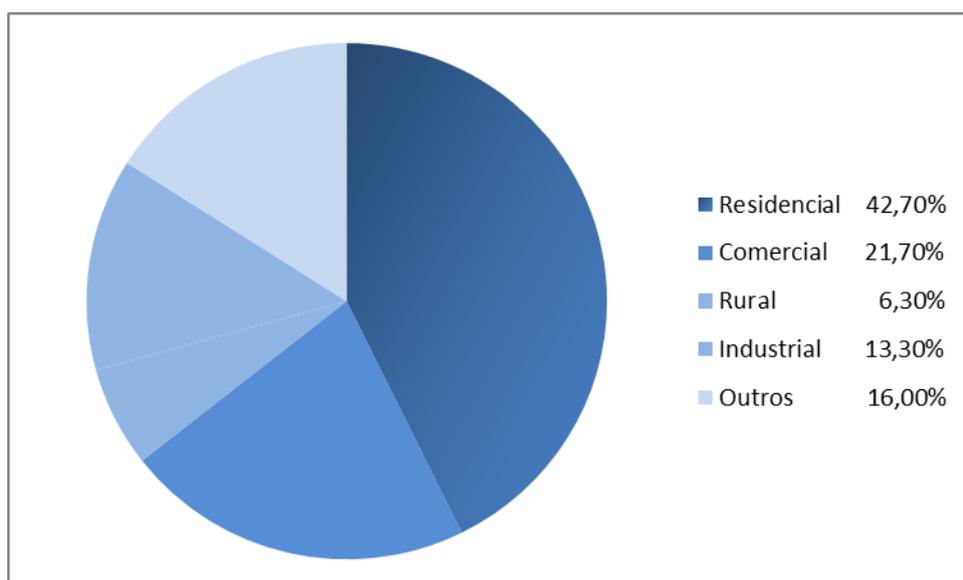
3.3.3 CELPE – Companhia Energética de Pernambuco

A CELPE – Companhia Energética de Pernambuco foi criada como sociedade de econômica mista sob o controle do Governo Estadual, passando às mãos da iniciativa privada no ano 2000. É responsável pela prestação de serviços de energia elétrica a mais de 3,4 milhões de clientes atendidos em 186 municípios do estado de Pernambuco, atendendo também ao distrito de Fernando de Noronha e à cidade de Pedras do Fogo, na Paraíba, e hoje atende a 100% da área urbana do Estado, índice alcançado em 2008. A concessionária foi fundada em 10 de fevereiro de 1965 como Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE. Foi criada a partir da fusão do Grupo Pernambuco Tramways e o Governo do Estado, com as funções desempenhadas pelo Departamento de Águas e Energia (DAE).

Seu maior desafio foi o de ampliar a distribuição de energia elétrica, investir na melhoria dos serviços e dotar Pernambuco de uma rede de abastecimento elétrico referência no Nordeste.

Sua distribuição por classe de consumidor:

Gráfico 2 – Clientes por classe da CELPE



Fonte: Relatório de Sustentabilidade – CELPE (2013)

A Classe Industrial de consumo de energia elétrica em Pernambuco apresentou índices mais elevados em comparação ao estado da Bahia e do Rio Grande do Norte. Um fator que poderia explicar essa diferença seriam alguns incentivos fiscais que o estado disponibiliza para que novos segmentos industriais sejam atraídos para cá, e os que aqui existem, permaneçam. Citando como exemplo o Programa de Desenvolvimento do Estado de Pernambuco – PRODEPE, criado pelo Governo do Estado em 1999, que entre outros benefícios oferece um crédito presumido de até 95% do saldo devedor do ICMS (imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação) normal apurado em cada período fiscal. A duração do incentivo é de 12 anos inicialmente podendo ser prorrogado posteriormente²⁷. E embora não ofereça um crédito direto no ICMS relativo ao consumo de energia (25% para o estado de Pernambuco, de acordo com a CELPE), só o fato de diminuir o valor pago de ICMS sobre o faturamento, para o estado pela indústria, já aparenta ser um grande diferencial em relação aos outros estados.

No consumo comercial, a CELPE deduz que a ampliação e inauguração de *shoppings centers*, respondeu pelo diferencial de consumo em relação aos demais estados. Já o percentual de consumo de Outras Classes ser mais elevado que os estados da Bahia e Rio Grande do Norte, destaca-se pela ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima e também à atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios, de acordo também com concessionária de energia.

Ainda de acordo com a CELPE, o consumo da Classe Rural também se mantém elevada em decorrência do uso de equipamentos de bombeamento de água e irrigação mais intensivo motivados pelo período de estiagem que assolou grande parte do Nordeste do país.

3.3.4 COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte.

A Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern - foi criada em 14 de dezembro de 1961, regulamentada em 08 de janeiro de 1962 e autorizada a

²⁷ Disponível em <http://www.addiper.pe.gov.br>

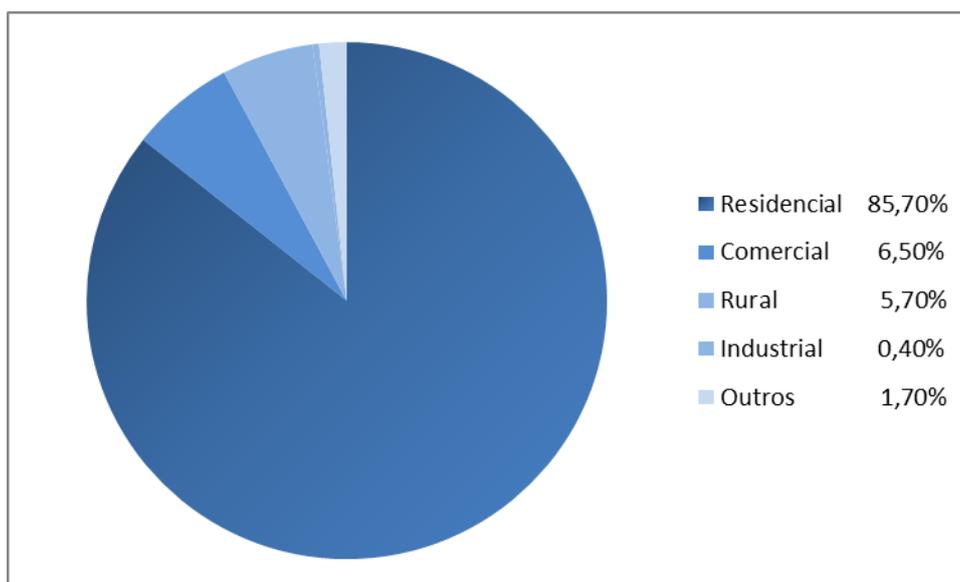
funcionar como empresa de energia elétrica pelo Decreto federal em 03 de agosto de 1962.

Com o objetivo de eletrificar todo o Rio Grande do Norte, a partir da energia produzida pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, a Cosern iniciou a construção de linhas e de redes no interior do Estado. Neste período os serviços de energia elétrica da capital já estavam sob a responsabilidade da Companhia.

A empresa “credita que uma sociedade sustentável só se constrói quando há confiança, integridade e respeito às leis. A ética faz parte das decisões das empresas do Grupo Neoenergia, norteando a realização dos nossos negócios e nossas relações com clientes, acionistas, executivos, colaboradores, fornecedores, prestadores de serviços, mercado e entes públicos”.

Sua distribuição por classe de consumidor:

Gráfico 3 – Clientes por classe da COSERN



Fonte: Relatório de Sustentabilidade – COSERN (2013)

O consumo de energia elétrica no estado do Rio Grande do Norte apresenta algumas similaridades com os outros dois estados vistos anteriormente. A Classe Residencial também apresenta um percentual elevado em relação às demais, decorrente, em parte, do aumento do uso de aparelhos eletrodomésticos nas residências, sobretudo os de refrigeração e climatização²⁸. Já quanto ao consumo rural, o estado apresentou percentual próximo ao estado de Pernambuco motivado também pelo uso de

²⁸ Relatório de Sustentabilidade COSERN 2013

equipamentos de irrigação e bombeamento de água decorrente do período de seca na região.

4 ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA DO GRUPO NEOENERGIA

4.1 ENERGIA ELÉTRICA - TARIFA

Primeiramente, será abordada a composição tarifária, para, em seguida, detalhar o processo de revisão tarifária que visa garantir o equilíbrio da empresa e a melhor relação custo/benefício para os seus consumidores.

A tarifa de energia elétrica é composta por valores calculados que representam cada parcela dos investimentos e operações técnicas, realizados pelos agentes da cadeia de produção e da estrutura necessária para que a energia possa ser utilizada pelo consumidor. São acrescidos ainda os encargos direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. (ANEEL 2015).

Em síntese, tarifa é o valor a ser cobrado pela prestação de determinados serviços. E o que difere tarifa de preço, é o fato de o preço ser a composição da tarifa com os impostos (ICMS e PIS/COFINS).

A tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador, e podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas. (Ibid, 2015).

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, visando à prestação do serviço com qualidade, continuidade e retorno financeiro.

Contudo, o preço final na conta de luz de cada unidade consumidora, é composto por:

- i. A tarifa definida pela ANEEL;
- ii. Os impostos como ICMS, PIS e COFINS.

4.2 RECEITA INICIAL E SUA ESTRUTURA TARIFÁRIA

Neste subitem é apresentada a estrutura tarifária do setor de energia elétrica e o último processo de revisão tarifária, efetuado no ano de 2013, das concessionárias COELBA, CELPE e COSERN, já apresentadas no capítulo anterior.

O processo de Revisão Tarifária analisa, após um período previamente definido no contrato de concessão (geralmente de quatro anos), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A revisão tarifária periódica é realizada mediante o cálculo do reposicionamento tarifário e do estabelecimento do Fator X, e segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas²⁹:

- A parcela A englobando os “custos não gerenciáveis”, cujos montantes e variações não são administrados pela concessionária.
- A parcela B composta do valor remanescente da receita, envolvendo os “custos gerenciáveis”. Tais custos são próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros). Além desses, a parcela B inclui ainda a remuneração dos investimentos.

Na tabela abaixo, apresenta-se a distribuição dos custos do ano de 2013 a cada R\$ 1,00 recebido pelas respectivas empresas:

Tabela 2 – Destinação dos Recursos Recebidos a cada R\$ 1,00

Concessionária	Custos com Impostos e Encargos	Custos com compra e transmissão de Energia	Custos com Parcela B	Total
COELBA	0,330	0,366	0,304	1,00
CELPE	0,317	0,433	0,250	1,00
COSERN	0,302	0,439	0,259	1,00

Fonte: Grupo Neoenergia - Ano (2013).

²⁹ Item III - subitem 9 - NT 165/2006 ANEEL

De acordo com a tabela, todas as concessionárias apresentaram maiores custos provenientes dos recursos recebidos, com a Compra e Transmissão de energia elétrica.

Os custos com Impostos e Encargos vêm em seguida, abrangendo estes os impostos estaduais, federais, e ainda incluem as taxas específicas da área energética bem como outros encargos do mesmo setor.

No próximo subitem, há uma explicação detalhada das parcelas A e B que compõem a receita da empresa, e também, a tarifa de energia elétrica.

4.2.1 Resolução da Parcela A

A Parcela A deve ser neutra para efeito tarifário, ou seja, se reconhece que a concessionária não deve ser indevidamente beneficiada ou prejudicada por eventos que não pode controlar. Assim, os custos da Parcela A são integralmente repassados às tarifas. Tais custos referem-se à **compra de energia elétrica** e aos **encargos tarifários**, que são compostos de encargos setoriais e transporte de energia. Como custos “não-gerenciáveis”, correspondem a aproximadamente 75% da receita das concessionárias.

4.2.1.1 Compra de Energia Elétrica

Para que os consumidores sejam atendidos em suas respectivas áreas de concessão, a concessionária de distribuição compra energia elétrica de diferentes empresas geradoras e sob distintas condições, de acordo com contratos entre a distribuidora e a empresa geradora (contratos iniciais e contratos bilaterais) e, no caso da energia produzida por Itaipu Binacional, mediante quotas definidas pela legislação. Algumas concessionárias complementam a compra de energia elétrica com geração própria e aquisições no Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.

Contratos Iniciais: Neste contrato, tanto o montante de energia elétrica quanto o valor da tarifa para aquisição dessa energia são homologados pela ANEEL. O principal objetivo dos Contratos Iniciais é assegurar que as Distribuidoras tenham acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantam uma taxa de retorno

fixa às Geradoras com o intuito de estabelecer um mercado de energia elétrica livre e competitivo.

Contratos Bilaterais: Contrato adicional que consiste na firmação de contratos adicionais de compra e venda de energia elétrica (por períodos determinados) entre a concessionária distribuidora e outras empresas geradoras. Esta situação ocorre quando a energia adquirida mediante "contratos iniciais" e de Itaipu não for suficiente para o atendimento ao mercado de sua área de concessão. A ANEEL, nos termos da legislação vigente, estabeleceu um limite de preço a ser repassado às tarifas de fornecimento denominado Valor Normativo – VN³⁰, embora o preço dessa compra possa ser livremente negociado entre as partes envolvidas.

Energia produzida por Itaipu: Empresas distribuidoras localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, além de adquirirem energia mediante “contratos iniciais”, pagam, por lei³¹, uma quota-parte da energia elétrica destinadas ao Brasil proveniente de Itaipu Binacional. As quotas-partes são obtidas por intermédio do rateio da energia de Itaipu, na proporção da energia elétrica vendida pela concessionária no ano anterior. A tarifa de Itaipu é estabelecida em dólares americanos e os valores pagos pela concessionária são convertidos em Reais pela cotação do câmbio oficial do dia do pagamento.

4.2.1.2 Encargos Tarifários

São todos definidos em Leis com valores estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de pagamento pelas concessionárias e de repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica. Definidos inicialmente em Decretos, alguns desses encargos foram posteriormente convertidos em Lei, constituindo, dessa forma, políticas de Governo para o setor elétrico. São eles:

³⁰ Consiste num limite ou teto de repasse das despesas incorridas pela distribuidora com as compras de energia elétrica, mediante contratos bilaterais, para as tarifas de fornecimento aos consumidores finais.

³¹ Lei n.º 5.899, de 5 de julho de 1973.

Conta de Consumo de Combustíveis (CCC): Refere-se ao rateio dos ônus e vantagens do consumo de combustíveis fósseis para geração de energia termoelétrica. Esse tipo de geração de energia apresenta custos superiores à geração hidroelétrica, na medida em que requer a utilização de combustíveis, como óleo combustível, óleo diesel, gás natural e carvão. Este custo foi extinto através da Lei 12.783/2013.

Reserva Global de Reversão (RGR): Engloba a parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As Concessionárias foram isentas do pagamento deste encargo através da Lei 12.783/2013.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

Operador Nacional do Sistema – ONS: Coordena e controla a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administra e coordena a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das Transmissoras aos usuários acessantes da rede básica. Assim, além dos encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, as concessionárias distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do ONS.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: Parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. A CDE, cuja duração é de 25 anos, é fixada anualmente e paga mensalmente pelas

concessionárias à ELETROBRÁS, que é a entidade que movimentará os recursos arrecadados para esse fim.

Encargos do Serviço de Sistema (ESS): São expressos em R\$/MWh e são pagos apenas aos agentes geradores térmicos que atendem a solicitação de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para realizar geração fora da ordem de mérito de custo.

Encargos de Energia de Reserva (EER): Cobrado de todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN). O encargo é apurado de acordo com a as Regras de Comercialização de Energia Elétrica vigentes.

Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D): Estabelece que as concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, setenta e cinco centésimos por cento de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, vinte e cinco centésimos por cento em programas de eficiência energética no uso final. Os contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica estabeleciam que este encargo era componente da Parcela B, sendo tratado como um custo gerenciável. Contudo, Pesquisa e Desenvolvimento tem natureza de Encargo Tarifário, ou seja, sua alocação mais adequada é tratá-lo como Parcela A.

4.2.1.3 Encargos de uso das redes elétricas

Uso das Instalações da Rede Básica (RB): Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS pelo acesso à rede básica de transmissão do sistema interligado. Tais encargos são calculados mensalmente pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa específica estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa, por sua vez, é função da receita anual permitida para as concessionárias detentoras da rede básica de transmissão (Transmissoras), também

estabelecida pela ANEEL, para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão.

Uso das Instalações de Conexão (IC): Refere-se ao uso, pelas concessionárias distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às Transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os encargos de uso dos sistemas de conexão referem-se aos valores pagos pelas concessionárias distribuidoras às Transmissoras, em função do uso das instalações destas, e são objeto de contrato entre as partes. Os valores desses encargos são estabelecidos anualmente pela ANEEL.

Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD: Refere-se ao encargo devido às empresas de geração, de distribuição e consumidores livres que se utilizam da rede de energia elétrica de uma empresa de distribuição.

4.2.2 Resolução da Parcela B

A Parcela B dos “custos gerenciáveis” corresponde a cerca de 25% da receita das concessionárias. Essa parcela compreende os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária.

Os custos pertinentes à parcela B são compostos pela soma dos fatores seguintes:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3)$$

Onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos.

Os Custos de Administração contemplam atividades de: a) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; b) Compras e Contratos referentes à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários; c)

Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e a manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária. Ao passo que os Custos de Operação e Manutenção: refletem peculiaridades de cada concessionária, já que possuem relação com a extensão da rede de distribuição, com o número de unidades consumidoras e com o tamanho do mercado (dado em megawatt-hora) e, por isso, o repasse desses custos ao consumidor final submete-se à aprovação do regulador.

Logo, o Custo de Administração, Operação e Manutenção é dado pela soma abaixo:

$$CAOM = CO_3 + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO₃: Custos Operacionais relativos ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária;

RI: Receitas Irrecuperáveis.

A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. Essa “receita” tem sido considerada pela ANEEL nos itens de custos que compõe a tarifa de energia desde o primeiro ciclo de revisão tarifária (concluído em 2005), pois representa uma perda financeira esperada pela distribuidora e compõe a tarifa dos consumidores.

E como último componente da parcela B, o Custo Anual dos Ativos (CAA), por sua vez, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

Onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração

Regulatória e do custo de capital. O valor da Base de Remuneração é obtido pelo valor do ativo investido, descontada a depreciação acumulada definida como sendo o decréscimo do valor venal de um bem em decorrência da redução da sua capacidade de gerar receita. Sobre o valor da Base de Remuneração, também chamada de Base de Remuneração Líquida (excluída a depreciação dos ativos), é aplicado o custo do capital (WACC), tendo como resultado a parcela de remuneração do capital (RC).

Por sua vez, a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), ou simplesmente, depreciação, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço de distribuição ao longo da sua vida útil. A QRR é obtida pela aplicação da taxa média de depreciação das instalações sobre o valor da Base de Remuneração sem depreciação, também chamada de Base de Remuneração Bruta.

E por fim, o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades) refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo. As anuidades são dadas pela soma do Custo Anual de Aluguéis (CAL), Custo Anual de Veículos (CAV) e Custo Anual de Sistemas de Informática (CAI), não sendo, portanto, afetada pela Base de Remuneração Regulatória.

4.2.2.1 Determinação dos custos operacionais

Essa abordagem no processo da revisão tarifária busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos comerciais relacionados às unidades consumidoras, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e na regulamentação, assegurando que os ativos necessários à prestação do serviço manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

Na definição dos custos operacionais regulatórios são observados os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão atendidas.

Os custos operacionais regulatórios são definidos em duas etapas: Na primeira, são atualizados os valores de custos operacionais definidos por meio do Modelo de

Empresa de Referência (ER)³² no 2º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas, considerando-se a variação de preços dos insumos (custos operacionais), o crescimento dos produtos (redes de distribuição, unidades consumidoras e mercado faturado) e deduzindo-se o ganho médio de produtividade, que nada mais é do que a relação média entre a variação dos custos operacionais e o crescimento dos produtos alcançado pelas concessionárias de distribuição.

Na segunda etapa, é procedida uma análise comparativa da eficiência das distribuidoras com o intuito de se definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, dado o nível de custos das distribuidoras e as características de suas áreas de concessão.

As variações observadas entre os valores definidos na primeira e segunda etapa são consideradas no cálculo do componente “T” do Fator X, que por sua vez é determinado pela ANEEL na revisão periódica.

4.2.2.2 Receitas Irrecuperáveis

O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

O da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irrecuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias.

Já para a parcela de receitas irrecuperáveis, relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios por classe de consumo e por grupo de empresas. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras que compõem cada um dos grupos.

³² Nos dois primeiros ciclos de revisão tarifária, a Aneel utilizou o modelo denominado Empresa de Referência, pelo qual tentou estimar os custos associados à atividade operacional de distribuição de energia elétrica para analisar, de forma normativa, a evolução dos custos operacionais das empresas que atuam neste segmento. Já no terceiro ciclo tarifário, em razão da dificuldade em estimar as variáveis que compõem o custo operacional das distribuidoras, principalmente, pela assimetria de informação entre o órgão regulador e os agentes regulados, a agência adotou uma nova metodologia: a análise comparativa ou *benchmarking*.

4.2.2.3 Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, e a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- A base de remuneração aprovada no 2º Ciclo de Revisão Tarifária deve ser “blindada”, que por sua vez são os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do 3º Ciclo;
- Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3º Ciclo de Revisão Tarifária;
- A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São

desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações.

4.2.2.4 Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI.

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,21} \quad (6)$$

Onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3º Ciclo de Revisão Tarifária;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3º Ciclo de Revisão Tarifária;

IGPM₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

IGPM₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, que são os Alugueis, Veículos e Sistemas.

Uma vez segregado, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (7)$$

Onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

As Anuidades serão calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC_{pré}}}{2} \right] \quad (8)$$

Onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

$BAR_{A/V/I}$: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

$VU_{A/V/I}$: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

O valor do multiplicador (m) é de: 1,13 para concessionárias que têm revisões tarifárias a cada 3 anos; **1,76** para revisões a cada 4 anos; e **2,43** para 5 anos. No caso do estado de Pernambuco, o processo de revisão tarifária ocorre de 4 em 4 anos, e nos estados da Bahia e Rio Grande do Norte, ocorrem a cada 5 anos. A próxima revisão tarifária periódica da Celpe está prevista para o mês de abril de 2017 e para a Coelba e Cosern, ambas previstas para o mês de abril de 2018.

Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é **subtraído** da parcela compartilhada, o componente **Outras Receitas**, que

são receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas, mas que mantêm relação, mesmo que indireta, com o serviço público prestado ou com os bens afetos à sua prestação.

O cálculo da Receita Requerida (RR) para a Parcela B permite ao prestador cobrir os custos eficientes de administração, operação e manutenção, comercialização e expansão dos serviços de energia elétrica, assim como, cumprir com os serviços da dívida utilizados no financiamento dos investimentos, e obter um retorno razoável. Ou seja, é a receita ideal para cada ano de um período tarifário hipotético de quatro anos.

A Receita Requerida, sendo a receita eficiente, por sua vez, difere da Receita Verificada que corresponde à receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

A Receita Requerida é calculada para o Período de Referência, considerando os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão, conforme a fórmula a seguir:

$$RR = VPA + VPB \cdot (1 - P_m) \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (9)$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado

m : multiplicador

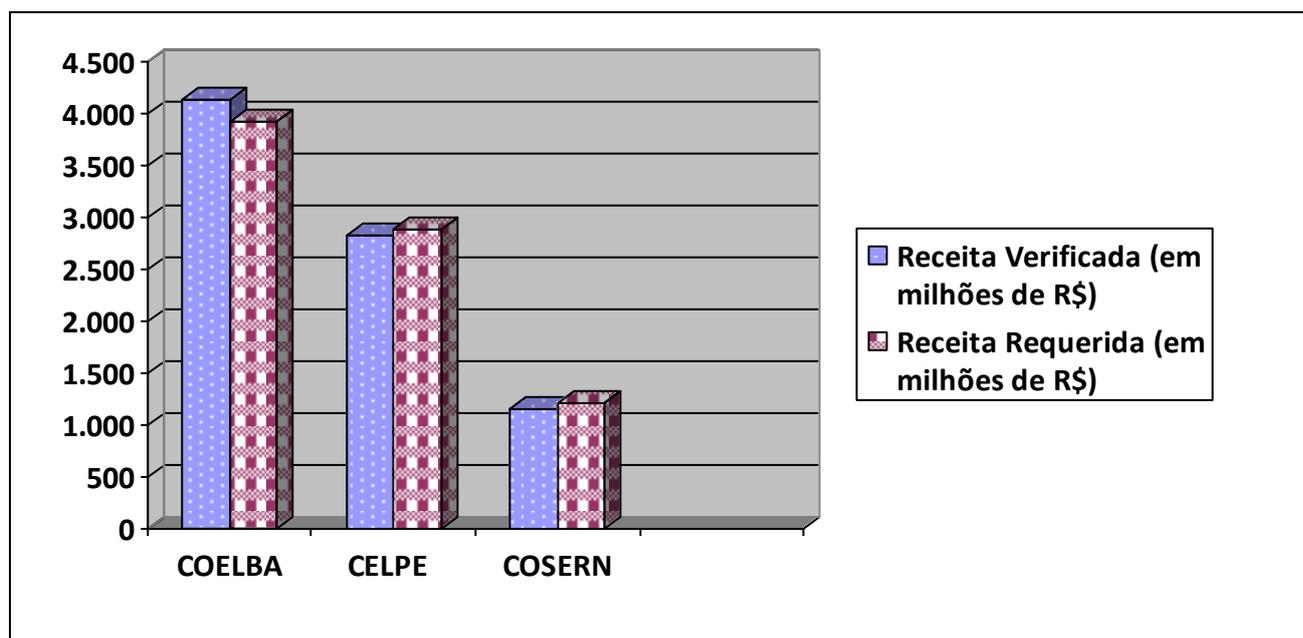
ΔX : diferencial de X, resultante do cálculo do Fator X (2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica).

4.3 RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA

4.3.1 Receita Requerida e Receita Verificada

As Empresas Coelba, Celpe e Cosern não adquirem energia produzida em Itaipu, cujo 100% de sua produção corresponde à apenas 18% de consumo no Brasil e os 82% restantes de energia são consumidas no Paraguai³³. Logo, não há custos de Compra nem de Transmissão de Energia provindos de Itaipu e que sejam integrantes da Parcela A à serem repassados nas tarifas. Como a Receita Requerida é a receita de equilíbrio compatível com a cobertura dos custos da Parcela em questão, então o ideal é que ela seja superior à Receita Verificada. Em 2013, os valores para as respectivas Receitas das empresas estão representados no Gráfico 4:

Gráfico 4 – Receita Verificada e Receita Requerida em milhões (R\$)



Fonte: ANEEL (2013).

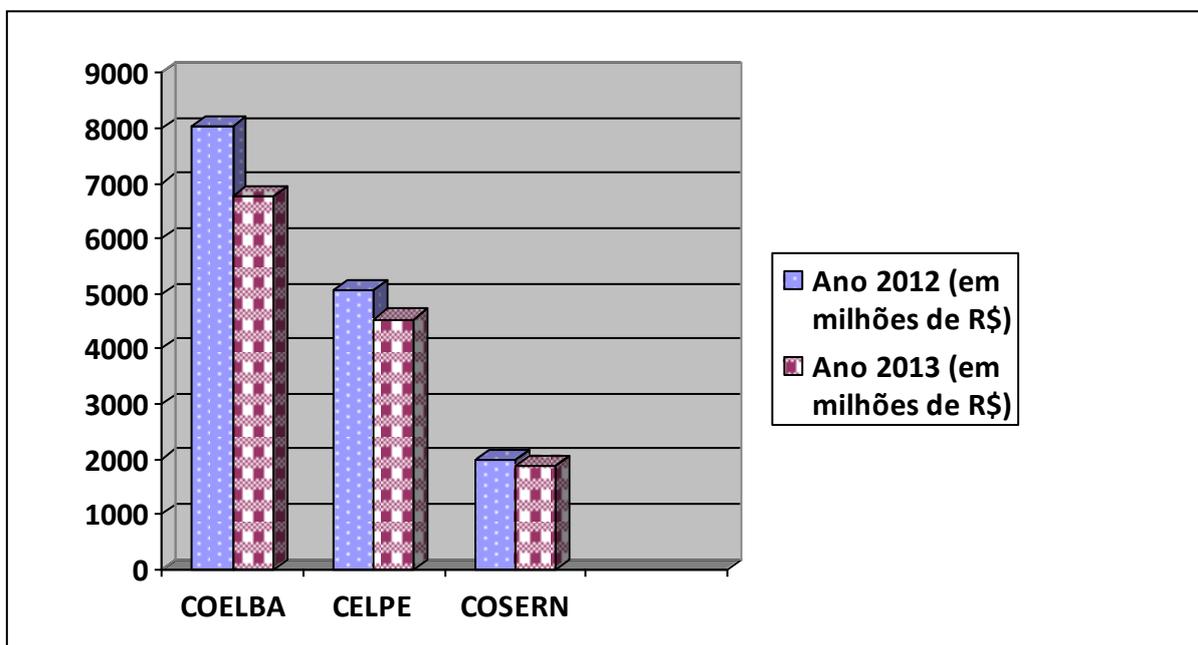
Nas concessionárias CELPE e COSERN, a Receita Verificada mostrou-se abaixo da Receita Requerida, onde, em termos simples, significa dizer que a receita obtida (considerando-se as tarifas vigentes de fornecimento, suprimento e uso do sistema de distribuição e o consumo de energia elétrica) foi inferior ao necessário para estar, no mínimo, compatível com a Receita Requerida (o somatório das Parcelas A e B

³³ Disponível em www.brasil.gov.br

que compõem a receita da concessionária). A concessionária COELBA, que atende ao estado da Bahia, foi a única a apresentar a sua Receita Verificada um pouco superior à sua Receita Requerida, e esse pode ser um fator que também contribuiu para que os consumidores do estado tenham tido uma queda no percentual de reajuste tarifário periódico realizado em 2013.

A Lei nº 12.783/2013 permite que o governo prorogue por até 30 anos o prazo de concessão, de geração (usinas hidrelétricas e térmicas), transmissão e distribuição de energia, com as concessionárias que teriam o contrato de distribuição vencendo entre os anos de 2015 e 2017. A energia produzida pelas usinas cujas concessões estão sendo prorrogadas, - mais barata por conta do corte na remuneração desses agentes -, foi transformada em cotas e repartida entre todas as distribuidoras do país. Em troca disso, o consumidor teve um repasse em forma de redução média da tarifa de energia em 20,2% e as concessionárias tiveram uma queda em sua receita bruta ainda no ano de 2013 conforme demonstração no gráfico a seguir:

Gráfico 5 – Receita Bruta das Concessionárias em milhões (R\$)



Fonte: Relatório de Sustentabilidade (2013).

As Concessionárias tiveram uma queda em seu faturamento bruto em percentuais que variam: **15,87** para a Coelba, **10,10** para a Celpe e **5,37** para a Cosern.

O impacto na queda da receita bruta da concessionária COELBA foi parcialmente compensado 6,2% no volume de energia vendida para o mercado cativo (15.633 GWh ante 14.728 GWh em 2012), e houve também o recebimento de subvenção no valor de R\$168 milhões, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), em razão do fim da compensação de subsídios existentes nas tarifas de classes específicas de consumidores, segundo o Relatório de Sustentabilidade (2013) da concessionária. Isso pode ser um fator razoável e uma possível justificativa de o seu índice médio de Revisão Tarifária ter sido o único a apresentar uma redução ao consumidor ao invés de um reajuste positivo tal como ocorreu com as demais concessionárias.

4.3.2 Parcela B – Reposicionamento Tarifário

Para fins de cálculo tarifário, a parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas. Das empresas abordadas neste trabalho, uma tem os seus custos revisados a cada quatro anos - a saber - a Celpe, enquanto as duas restantes, Coelba e Cosern, têm suas respectivas tarifas revisadas a cada cinco anos. As fórmulas descritas no subitem 4.2.2 mostram como é calculada uma parte integrante dos custos da Parcela B, enquanto que o cálculo para reposicionamento tarifário leva em conta as Receitas Requerida e Verificada, podendo ser expressa conforme a equação seguinte:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (10)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário;

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas;

RV: Receita Verificada.

De acordo com as Notas Técnicas emitidas pela ANEEL para o processo final de Revisão Tarifária das empresas COELBA, CELPE e COSERN³⁴, (a partir do ano de 2013 até o próximo processo de Revisão Tarifária Periódica), os valores para os cálculos de reposicionamento tarifário estão nas tabelas 3, 4 e 5 a seguir:

Tabela 3 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – COELBA

CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – ANO 2013		
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA		
COMPONENTE	CÁLCULO	VALOR EM MILHÕES (R\$)
Receita Requerida	(1)	3.911.156
Outras Receitas	(2)	34.164
Receita Verificada	(3)	4.120.723
REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		-5,91%
[(1) – (2)] / (3)		

Fonte: ANEEL 2013

Tabela 4 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – CELPE

CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO – ANO 2013		
Companhia Energética de Pernambuco – CELPE		
COMPONENTE	CÁLCULO	VALOR EM MILHÕES (R\$)
Receita Requerida	(1)	2.885.956
Outras Receitas	(2)	23.934
Receita Verificada	(3)	2.816.574
REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		1,61%
[(1) – (2)] / (3)		

Fonte: ANEEL 2013

³⁴ Respectivamente: NT ANEEL 107/2013; NT ANEEL 134/2013 e NT ANEEL 117/2013.

Tabela 5 – Cálculo do Reposicionamento Tarifário – COSERN

CÁLCULO DO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO - ANO 2013		
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – COSERN		
COMPONENTE	CÁLCULO	VALOR EM MILHÕES (R\$)
Receita Requerida	(1)	1.211.503
Outras Receitas	(2)	9.507
Receita Verificada	(3)	1.154.514
REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO		4,11%
[(1) – (2)] / (3)		

Fonte: ANEEL 2013

Ao cálculo do Reposicionamento Tarifário são acrescidos os **Componentes Financeiros**, tanto os atuais - calculados no período do Reposicionamento - como os anteriores, feito também no período de Revisão Tarifária Periódica³⁵. Em síntese, os Componentes Financeiros englobam: variações entre previsões de custos e custos reais no cálculo da Parcela A (Um exemplo prático: previsão de gastos com energia elétrica comprada de Itaipu. Como a energia é comprada em dólares, a cotação vigente seria a da data do pagamento, ficando assim difícil uma estimativa exata para a previsão), e alguns subsídios como consumidores de baixa renda e cooperativas.

A tabela seguinte sintetiza o efeito médio ao consumidor do Reposicionamento Tarifário, já acrescidos dos Componentes Financeiros:

³⁵ De acordo com a ANEEL (2013), os componentes “permanecem” nas tarifas pelo período de um ano, portanto, a cada processo de reajuste ocorre a “saída” de um conjunto de componentes financeiros e a “entrada” de outro conjunto com valores diferentes.

Tabela 6 – Reposicionamento Tarifário Final

REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO FINAL – ANO 2013			
CONCESSIONÁRIA	REPOSICIONAMENTO ECONÔMICO (1)	COMPONENTE FINANCEIRO (2)	FINANCEIROS DO IRT ANTERIOR³⁶ (3)
COELBA	-5,91%	-0,15%	-1,86%
CELPE	1,61%	-0,13%	1,17%
COSERN	4,11%	-0,25%	1,05%
EFEITO MÉDIO AO CONSUMIDOR (1) + (2) + (3)			
COELBA	-7,92%		
CELPE	2,65%		
COSERN	4,91%		

Fonte: ANEEL 2013

Com esse reposicionamento, as concessionárias estão asseguradas, no momento da Revisão Tarifária, de equilíbrio econômico-financeiro de seus respectivos Contratos de Concessão dos quais são titulares, e esse reajuste não significa que única e exclusivamente ele permanecerá durante o período vigente, que varia entre quatro e cinco anos, pelas concessionárias. Nos anos de intervalo entre duas revisões tarifárias, as distribuidoras passam por reajustes anuais que têm como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

³⁶ O Índice Médio de Reajuste Tarifário Anual Financeiro – IRT financeiro (IRT_{fin}), é dado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros apurados na Data do Reajuste em Processamento (DRP) e a Receita Anual na Data de Referência Anterior (DRA) – RA_0 , flexibilizada pela razão de variação de mercado (r_m),

4.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.4.1 Compra de Energia Elétrica: Influência significativa no cálculo da Parcela A.

Se as concessionárias de energia elétrica pertencem ao mesmo grupo, seria natural supor que o efeito médio na tarifa a ser repassado ao consumidor fosse o mais próximo possível um do outro. Porém além de os custos com transmissão e geração serem diferentes em cada estado, e conseqüentemente a população também variar, a parcela A também engloba, como já visto, os custos com compra de energia.

No 3º Ciclo de Revisão Tarifária, os custos com a Compra de Energia, foram o fator determinante para a variação divergente entre os percentuais de reposicionamento tarifário do estado da Bahia e do estado de Pernambuco. Embora os estados em si sejam geograficamente próximos, os custos com a Compra de Energia variaram bastante, especialmente em Pernambuco, onde a energia adquirida por meio de leilões apresentou um significativo aumento em percentuais de compra.

A tabela 7 mostra os custos em percentuais com a Compra de Energia Elétrica proveniente dos leilões:

Tabela 7 – Compra de Energia - Leilões

COMPRA DE ENERGIA				
CONCESSIONÁRIA	CCEAR ³⁷ EXISTENTE	CCEAR NOVA	COTAS E OUTROS	IMPACTO NA REVISÃO TARIFÁRIA
COELBA	-0,02%	0,55%	0,91%	1,44%
CELPE	0,35%	5,50%	1,83%	7,68%
COSERN	0,70%	9,70%	-0,20%	10,20%

Fonte: ANEEL 2013

³⁷ Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

Como visto anteriormente, os custos com a Parcela A (custos não gerenciáveis) são repassados integralmente aos consumidores pela empresa, logo se houverem significativos aumentos com Encargos Setoriais, Transmissão e Compra de Energia, esses serão notáveis no cálculo final da reposição tarifária.

Os percentuais de compra de energia elétrica constantes no percentual final da Revisão Tarifária apresentam valores positivos que aumentam, conjuntamente com outros fatores, tais como a Parcela B, o índice de reajuste. A ordem dos impactos, de certa forma, corresponde com os índices finais repassados ao consumidor. Onde, a COELBA teve um impacto menor no reajuste tarifário final repassado “apoiando” a queda no reajuste; e as concessionárias CELPE e COSERN apresentaram um impacto maior referente também à contribuição que a Compra de Energia deu ao reajuste tarifário nos seus respectivos estados.

A energia proveniente de leilões pode ser classificada como Leilões de Energia Existente e Leilões de Energia Nova. O que basicamente difere o primeiro do segundo é a expansão do parque gerador. Ou seja, nos Leilões de Energia Nova (CCEAR Nova) a Concessionária compra energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, que poderão fornecer energia em 3 (denominado A-3) ou 5 (A-5) anos a partir da contratação. Como os custos com a CCEAR Nova ainda não estão amortizados em comparação com os empreendimentos de geração já antigos no mercado (já depreciados), logo estes são maiores. Neste tipo de leilão os empreendedores concorrem para a instalação e operação de usinas de geração para atender o crescimento da demanda prevista. Já na CCEAR Existente (também conhecida como compra de “energia velha”), há a recontração de energia proveniente de empreendimentos de geração já em operação realizada por meio dos Leilões de Energia Existente. Pode-se dizer que esses leilões procuram adaptar-se à concorrência de mercado.

Todas as empresas do Grupo Neoenergia adquiriram maior quantidade de energia elétrica através de CCEAR Nova e dos Contratos Bilaterais.

Os Contratos Bilaterais, por sua vez, são firmados livremente entre os Agentes no Ambiente de Contratação Livre, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE não interfere nas cláusulas contratuais acordadas entre as partes.

A crise hídrica ocorrida no ano de 2013 agravou a situação no país onde a produção de energia é extremamente dependente da geração hidrelétrica, e com a redução dos níveis de precipitação ocorrida no período, conseqüentemente houve

redução das correntes perenes e naturais nos reservatórios, e isso acarretou a necessidade de recorrer à geração termelétrica.

Essa situação levou a uma crise na segurança energética do país, trazendo incertezas para as atividades econômicas - indústria, comércio e serviços - e para a população. Para garanti-la, o governo acabou optando pela compra de energia através das usinas termoelétricas, cujo custo de geração é maior.

Na tabela 8 estão os percentuais de participação da compra de energia elétrica dentro do Custo Não Gerenciável - Parcela A.

Tabela 8 – Compra de Energia: Participação total na Parcela A.

COMPRA DE ENERGIA – PARTICIPAÇÃO NA PARCELA A					
CONCESSIONÁRIA	ENCARGOS SETORIAIS (1)	TRANSMISSÃO (2)	COMPRA DE ENERGIA (3)	PARTICIPAÇÃO RT ³⁸ – PARCELA A (4) [(1) + (2) + (3)]	PARTICIPAÇÃO (%) COMPRA DE ENERGIA x PARCELA A [(1) / (4) / (3)]
COELBA	6,12%	3,37%	47,87%	57,36%	83,46%
CELPE	5,77%	2,56%	57,11%	65,44%	87,27%
COSERN	5,55%	3,49%	55,95%	64,99%	86,09%

Fonte: ANEEL 2013

Os gastos com compra de energia representaram o maior impacto no processo de Revisão Tarifária do ano de 2013. Se a Concessionária reduzir seus custos com compra de energia, especialmente com energia térmica, que tem alto custo em relação à energia hidrelétrica, conseqüentemente o repasse destes custos é menor na tarifa final ao consumidor, porém não é apenas este o fator que determina o reajuste final, e sim, o somatório dos impactos das parcelas A e B na revisão tarifária conforme explanado na Tabela 9:

³⁸ Revisão Tarifária

Tabela 9 -- Impacto na Revisão Tarifária 2013 – Parcelas A e B

CONCESSIONÁRIA	PARCELA A	PARCELA B
COELBA	1,97%	-7,88%
CELPE	8,15%	- 6,54%
COSERN	10,84%	- 6,73%

Fonte: ANEEL 2013

De acordo com a Tabela 6, os componentes financeiros³⁹ são os últimos percentuais que integram o cálculo do percentual de Revisão Tarifária e este valor já adicionado dos mesmos, é o percentual final repassado ao consumidor.

Se o ideal é a Receita Verificada > Receita Requerida, o bom seria que houvesse uma redução significativa na tarifa de energia elétrica, visto as Concessionárias estarem “obtendo vantagem” com Receita obtida. (não em sentido literal, pois se trata aqui pura e simplesmente de abordagens com Despesas). Porém o que faz com que a redução da Parcela B não seja percebida na tarifa final é o fato de que também há transferência de valores para a Parcela A.

Entretanto a ANEEL tome ações com o intuito de reduzir a Parcela B, o impacto na tarifa média das concessionárias que será paga pelo consumidor final, é cada vez menor. Pois, do que adianta a Parcela B ser reduzida, e ao mesmo tempo ser “engolida” pela Parcela A, cujos custos são repassados aos consumidores integralmente? Ou seja: maior impacto na Parcela A sobre a Revisão Tarifária, maior reajuste repassado.

Embora o Brasil seja um país com vastos recursos hídricos, não apenas a processo de produção, mas também a tributação faz como que a energia elétrica ainda seja um insumo de alto custo no país.

³⁹ O detalhamento dos componentes financeiros encontra-se nas respectivas Notas Técnicas de cada concessionária aqui abordada, todas do ano de 2013, e emitidas pela ANEEL.

5 CONCLUSÃO

O grupo estudado, Grupo Neoenergia S/A, após sua última revisão tarifária em 2013 teve de fazer um reposicionamento tarifário que diferiu entre as três concessionárias apresentadas e os efeitos médios que foram repassados ao consumidor no mesmo ano.

A crise hídrica foi um fator importante na contribuição do aumento da tarifa de energia elétrica, pois sem recursos hídricos suficientes, foi necessário recorrer à compra de energia por termelétricas, o que tem ainda o seu custo elevado no país. E embora todas as concessionárias tenham recorrido à compra de energia para suprir às suas respectivas demandas, e este sendo o fator de maior peso no cálculo da parcela que é repassada integralmente ao consumidor – a Parcela A – alguns outros fatores fizeram a diferença no final, como por exemplo, uma receita maior que a despesa ou o recebimento de alguma subvenção, tal como ocorreu com a concessionária COELBA. Podendo esta reduzir o seu reajuste tarifário ao consumidor do seu estado.

Incentivos fiscais também podem contribuir para aumento no consumo de energia elétrica em termos residenciais, pois, comprando eletrodomésticos a um preço mais baixo, o consumidor aumenta o seu consumo. Porém no estado de Pernambuco, um incentivo criado pelo Governo do Estado, o PRODEPE, pode ser um fator que justifica o mesmo ser mais industrializado em relação aos demais. Aspectos naturais, como o índice pluviométrico de cada estado também responde pelo maior ou menor consumo de energia. É sabido que a região Nordeste é provavelmente a mais seca do país, porém alguns estados possuem recursos hídricos mais vastos em relação aos outros. É o caso do estado da Bahia, que teve um menor consumo rural de energia em virtude de elevados índices pluviométricos que favoreceram o sistema de irrigação, ao passo que os demais estados abordados tiveram que recorrer aos métodos artificiais de bombeamento e irrigação elevando assim, o consumo de energia para essa classe de consumo.

O processo de Revisão Tarifária é essencial, pois obriga as concessionárias de energia elétrica a prestarem seus serviços com eficiência para não ocorrer prejuízos na próxima revisão tarifária a ser considerada, nos anos de 2017 e 2018 respectivamente.

Até o ano de 1993, a metodologia para fixação de custos no Brasil era a tarifação pelo Custo de Serviço. Posteriormente, a ANEEL mudou a metodologia para a

Regulação por Incentivos e Preço-Teto, a saber, o *Price-Caps*, que se tornou indispensável para que as Concessionárias estejam prontas em fornecer energia a preços competitivos.

A complexidade da indústria elétrica no Brasil não permite a escolha aleatória de um modelo que seja eficiente, e um fator importante é que a energia elétrica produzida não pode ser estocada, e se pudesse os custos para esse feito seriam consideravelmente altos. Se não podemos estocar energia, é necessário que haja um equilíbrio entre oferta e demanda, porém raramente a quantidade de energia gerada é suficiente ao que foi previsto no Processo de Revisão Tarifária, aonde vimos que os custos com Compra de Energia para suprir a demanda foi um determinante para os percentuais de reajuste tarifário.

O mercado de energia elétrica regulado no Brasil pela ANEEL é assimétrico, pois não há um equilíbrio necessário entre vendedores e compradores, nem todos os participantes desse mercado possuem as mesmas informações, e isso pode ocasionar preços acima ou abaixo dos custos, o que termina acarretando divergências no mercado.

REFERÊNCIAS

- ABREU, Y.V. **Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico Brasileiro**. Madri, 2009.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 165/2006 SRE/ANEEL**, 2006.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **Nota Técnica nº 107/2013 SRE/ANEEL**, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 117/2013 SRE/ANEEL**, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **Nota Técnica nº 134/2013 SRE/ANEEL**, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Espaço do Consumidor – Entendendo a Tarifa**, 2015. Disponível em www.aneel.gov.br .
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Sumário Executivo: ótica do Consumidor**, 2010. Disponível em www.aneel.gov.br .
- ALEXANDRE, M. **A Regulação Econômica a indústria de energia elétrica: algumas evidências da atuação da ANEEL**. 2005
- ARAÚJO, L.J. & DE OLIVEIRA, A. **Diálogos da energia: reflexões sobre a última década, 1994-2004**. Rio de Janeiro: 7 Letras, 2005.
- ARAÚJO, L. J. **Revista Econômica**, v3, nº 1, p. 35-66, junho 2001.
- ARMSTRONG, COWAN & VICKERS. **Reforma regulatória: análise econômica e experiência britânica**. 1994
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Artigos: Visão Geral do Setor**. Disponível em www.abradee.com.br .
- BACCI, J. & ROBLES, C. **Abordagem Teórica da Formação do Preço de Venda**. 2001
- BACKER, M. & JACOBSEN, L. E. **Contabilidade de Custos: Um enfoque para administração de empresas**. Vol. 2. trad. Pierre Louis Laporte, São Paulo: McGraw-Hill do Brasil Ltda., 1973.
- BARRUCHO, L.G.; (2012). Disponível em www.bbc.com

BAUMOL, W.J., PANZAR, J.C., WILLIG, R.D. **Mercados Contestáveis e a Teoria da Estrutura da Indústria Orlando/ Brace Jovanovich.** 1982

BOARATI, V. **Economia para o Direito.** São Paulo: Manole, 2006.

BOCCHI, J. I. **Monografia para Economia.** São Paulo: Saraiva, 2004.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil.** Artigo 174.

BRASIL. Lei Federal nº 5.899, de 05 de julho de 1973.

BRASIL. Lei Federal nº 8.631, de 04 de março de 1993.

BRASIL. Lei Federal nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

BRASIL. Lei Federal nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

BRASIL. Lei Federal nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

BRASIL. Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004.

_____. Lei Complementar nº 23, de 26 de outubro de 2006. (Caruaru, 2006)

BRESSER-PEREIRA, L. C. **Crise Econômica e Reforma do Estado no Brasil.** São Paulo: 34, 1996: p. 269-294.

BYRNS, R.; **Microeconomia.** São Paulo: Makron Books, 1996.

CANO, W. **Reflexões sobre o Brasil e a nova (des) ordem internacional.** Campinas: UNICAMP; São Paulo: FAPESP, 1993.

BOÎTEUX, M. (1956) **Sobre a gestão dos monopólios públicos obrigados a equilibrar o orçamento.** *Econométrica* 24, p.22-40.

BRANCO, E. C. **A reestruturação e a modernização do setor elétrico brasileiro (Coord.).** *Nova Economia*, Belo Horizonte, v. 6, n. 1, p. 105-141,1996.

CELPE – Companhia Energética de Pernambuco. Disponível em www.celpe.com.br.

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais. Disponível em www.cemig.com.br

CHURCH, J. & WARE, R. **Organização Industrial:** uma Abordagem Estratégica. Irwin McGrawHill, 2000.

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia. Disponível em www.coelba.com.br

COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte. Disponível em www.cosern.com.br

COSTA, F. L., & PECCI, A. **Desestatização como estratégia da reforma do estado**. Revista de Administração Pública, 33(3), 1999.

CRUZ, S. C. V. **Estado e economia em tempo de crise: política industrial e transição política no Brasil nos anos 80**. Rio de Janeiro: Relume-Dumará; Campinas: Editora da UNICAMP, 1997.

DiLORENZO, T.: O mito do Monopólio natural. *Mises Brasil*, São Paulo, mai.2012. Disponível em www.mises.org.br

DINIZ, C. C. **A industrialização mineira após 1930**. In: Szmrecsányi, T., Suzigan, W. (Org.). História econômica do Brasil contemporâneo. São Paulo: Hucitec, 1997.

ECONOINFO – CONHECIMENTO DE MERCADO. Disponível em www.econoinfo.com.br.

FERREIRA, A.L.; SILVA, A.F.C. da ; SIMONINI Y. **Os donos da luz: sistemas de gestão e redes técnicas no território brasileiro. O caso da Amforp (1927-1939)**. Universidade de Barcelona, 2012.

FIANI, Ronaldo. **Teoria da regulação econômica: estado atual e perspectivas futuras**, 2004. Disponível em: www.ie.ufrj.br/grc/pdfs/teoria_da_regulacao_economica.pdf.

GOEKING, W. **Da máquina a vapor aos softwares de automação**. Revista O Setor Elétrico, ed. 52, 2010.

GOLDENBERG, J. & PRADO, S.T.L.; **Reforma e crise do setor elétrico no período FHC**. Tempo soc. vol.15 nº 2 São Paulo Nov. 2003.

GONÇALVES, R.M.P.; **A captura regulatória: uma abordagem introdutória**. Centro de Estudos de Direito Público e Regulação. Faculdade de Direito da Universidade de Coimbra. Portugal. Setembro, 2014.

HORNGREN, C. T.; FOSTER, G. & DATAR, S. M. **Cost accounting: a managerial emphasis**. 9th ed., New Jersey: Prentice-Hall, Inc., 1997.

INSTITUTO D PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA). **Setor Elétrico: desafios e oportunidades**. Série Eixos do Desenvolvimento, comunicado nº 51. 2010.

ITAIPU BINACIONAL - Disponível em www.itaipu.gov.br.

JOSKOW, P. L. & R. G. NOLL (1981). **Regulation in Theory and Practice: an overview** Studies in public regulation. The MIT Press, pp. 1-78.

KAHN, A. E. (1970) (1988). **The Economics of Regulation: Principles and Institutions**. Economic Principles. Ed. 2, New York: Wiley, 1970.

KESSLER, M.R.; **A Regulação Econômica no Setor Elétrico Brasileiro**. 2006.

KON, A. **Economia Industrial**. São Paulo: Nobel, 1994.

KUPFER, D. & HASENCLEVER L.; **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LAKATOS, E. M.; MARCONI, M. de A. **Metodologia científica**. 5. Ed. ver. Ampl. São Paulo: Atlas, 2008.

LITTLECHILD. **The official history of privatisation**. 1983.

MATTOS, P. et al.; **Regulação econômica e democracia: o debate norte-americano**. São Paulo: 34, 2004.

MORITZ, R.; **Metodologia de cálculo e análise de revisão extraordinária das tarifas de energia elétrica: um enfoque no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão das distribuidoras**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

MORSE, W. J.; **Cost accounting: processing, evaluating and using cost data**. 2nd ed., Addison-Wesley Publishing Company, U. S. A., 1981.

NASCIMENTO DO, D. T. **Bases para a eficácia de sistema de custeio para gestão de preços**. São Paulo, 1989. Tese de Doutorado em Controladoria e Contabilidade - Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia e Administração da Universidade de São Paulo.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional**. Disponível em www.ons.org.br

Disponível em www.ons.org.br

PELTZMAN, S.; **Toward a more general theory of regulation**. The Journal of Law and Economics, Chicago, v.19, 1976.

PINDYCK, R. S. & RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. São Paulo: Makron Books, 2006.

PINTO JR, Q.H. & FIANI R.; In KUPFER, D. & HASENCLEVER L. **Economia Industrial**. Vol. 2. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012.

PIRES e PICCININI. **Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico**. 1999.

PORTAL SÃO FRANCISCO – Disponível em www.portasaofrancisco.com.br

POSNER, R.; **Taxation by regulation**. Bell Journal of Economic and Management Science, New York, v.2, n.1, Spring (1971, 1974).

RAMSEY, F. R. (1927) **A contribution to the theory of taxation**. Economic Journal 37, p. 47-61.

- ROSA, L. P. et al. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Relume Dumará: Coppe, UFRJ, 1998.
- SANTANA JUNIOR, C. S. **A Importância do papel institucional de uma agência reguladora no desenvolvimento da indústria de energia elétrica no Brasil**. (2006).
- SAUER, I. **Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2002.
- SEPÚLVEDA, S. et al.; **Agroenergia e desenvolvimento de comunidades rurais isoladas**. Brasília: IICA, 2008.
- SHLEIFER, A. **A Theory of Yardstick Competition**. Rand Journal of Economics, 16(3), 319-327.1985.
- SILVA, V. C. **Contratação de Energia Elétrica: Aspectos Regulatórios e Econômicos**. Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º 25
- SZMRECSÁNYI, T. **Apontamentos para uma história financeira do grupo Light no Brasil – Revista de Economia Política**, v.6, n.1, p.132-135, jan-abr 1986.
- SOLA, L., PAULANI, L. M. (Org.). **Lições da década de 80**. São Paulo: EDUSP, 1995.
- SPULBER, D. **Regulation and markets**. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1989.
- STIGLER, G. J. **The theory of economic regulation**. Bell Journal of Economics 1971.
- STIGLER; G. J.; FRIEDLAND, C.; **What can regulators regulate? The case of electricity**. Journal of Law and Economics, v. 5, p.1-16, Oct. 1962.
- SURREY, J.; **British electricity experiment privatization: the record, the issues, the lessons**. London: Earthscan Publication Limited, 1996.
- TERRY, L.A.; **Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: ILUMINA, 23 de outubro de 2003.
- VAINSENER, A. S.; *Chesf (Companhia Hidroelétrica do São Francisco)*. Pesquisa Escolar Online, Fundação Joaquim Nabuco, Recife. Disponível em: <http://basilio.fundaj.gov.br/pesquisaescolar>
- VALE, C. L. do; *Regulação econômica do setor elétrico: Discussão das metodologias de cálculo do custo do capital*. 2014. 91 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Faculdade de Economia – Universidade do Porto, Portugal. 2014.
- VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. **Economics of regulation and antitrust**, 2 ed. Cambridge, Massachussets Institute of Technology, (1995,1998).

APÊNDICE – Incidência tributária na conta de energia elétrica do consumidor.

Abaixo, é apresentado um exemplo da incidência de tributos da conta de energia elétrica de um consumidor residencial na cidade de Caruaru/PE.

O consumidor está classificado no agrupamento B como B1 – Residencial e Monofásico.

1. Alíquota média PIS/COFINS aplicado: **6,52%**
2. Quantidade de kWh consumido: **126 kWh**
3. Alíquota do ICMS aplicada ao consumidor residencial: **25%**
4. Valor do kWh estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1885, de 27/07/2015⁴⁰, para um consumidor classificado com residencial: **0,39524** por kWh.

PRIMEIRO PASSO: incluir no valor do kWh, os tributos PIS, COFINS e ICMS.

Valor a ser cobrado do consumidor	Valor a ser cobrado do consumidor
=	=
<u>Valor da tarifa em k Wh</u>	<u>0,39524</u>
1 – (PIS, COFINS e ICMS)	1- (6,52% +25%)

Valor a ser cobrado do consumidor =

$$\frac{0,39524 \text{ R\$ kWh}}{1 - (0,0652+0,25)} = 0,57716 \text{ R\$/kWh}$$

⁴⁰ Período de Vigência: 29/04/2015 a 28/04/2016

SEGUNDO PASSO: multiplicar o valor do kWh com tributos inclusos (PIS, COFINS e ICMS) pela quantidade consumida.

$$0,57716 \text{ R\$/kWh} \times 126 = \text{R\$ } 72,72$$

TERCEIRO PASSO: Incluir no valor acima calculado a Contribuição de Iluminação, Pública (CIP). No caso de CARUARU/PE, essa contribuição e sua fórmula de cálculo estão disciplinadas na Lei Complementar nº 23 de 26 de outubro de 2010. Em Caruaru, conforme essa Lei, a base de cálculo é feita levando-se em conta o “valor de referência sobre um mil quilowatts/hora, tarifa B4A, constante na fatura emitida mensalmente pela empresa concessionária distribuidora, de acordo com a tabela constante no Anexo XVII desta Lei Complementar”. Neste exemplo, a CIP é de R\$ 3,80 e deve ser somada ao valor obtido anteriormente.

Total da Conta a ser paga pelo Consumidor

$$72,72 + 3,80 = \text{R\$ } 76,52$$

Se os tributos (ICMS/PIS/COFINS) e a CIP não incidissem sobre as tarifas de energia elétrica, o consumidor da CELPE acima considerado pagaria uma fatura de **R\$ 49,80**, ou seja, deixaria de pagar **R\$ 26,72**.