

**LUIZ ROBERTO COIMBRA CHAVES
ROGÉRIO TEIXEIRA HENRIQUES DE ARAÚJO**

**MECANISMOS DE REAJUSTE TARIFÁRIO: UM ENFOQUE NA
REVISÃO TARIFÁRIA DAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA
ELÉTRICA DO ESTADO DE SÃO PAULO**

**Monografia apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo como trabalho de conclusão do
curso de MBA em Energia - Programa
de Educação Continuada.**

**Área de Concentração:
Energia**

**Orientador:
Prof. Doutor
Moacyr Trindade de O. Andrade**

**São Paulo
2008**

MBA/EN

2008

C398m

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500019015

M2008BD

1794795

FICHA CATALOGRÁFICA

**CHAVES, Luiz Roberto Coimbra e ARAÚJO, Rogério Teixeira
Henriques de**

**Mecanismos de reajuste tarifário: um enfoque na revisão
tarifária das distribuidoras de energia elétrica do Estado de São
Paulo / Luiz Roberto Coimbra Chaves e Rogério Teixeira
Henriques de Araújo. – São Paulo, 2008.**

**Monografia - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo
- PECE - Curso MBA em Energia – Turma III.**

**1. Energia elétrica (Brasil) 2. Distribuição de energia elétrica 3.
Tarifas públicas (Regulação) 4. Revisão tarifária (Metodologia).**

I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE



Universidade de São Paulo
Escola Politécnica

Programa de Educação Continuada



MBA EM ENERGIA – TURMA 3

COMENTÁRIOS A MONOGRAFIA

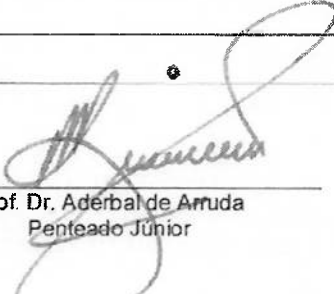
(Para ser preenchida no caso de aprovação condicional ou reprovação)

Aluno(s): Luiz Roberto Coimbra Chaves e Rogério Teixeira Henriques de Araújo

Título da Monografia: Mecanismos de Reajuste Tarifário: um Enfoque na Revisão Tarifária das
Distribuidoras de Energia Elétrica do Estado de São Paulo

Trabalho aprovado e publicação final.


Prof. Dr. Moacyr Trindade de
Oliveira Andrade


Prof. Dr. Aderbal de Arruda
Penteado Júnior


Prof. Dr. Carlos Márcio Vieira Tahan

INSTRUÇÕES GERAIS À BANCA: a duração da apresentação do trabalho pelo candidato não deve exceder a 30 (trinta) minutos; após a apresentação cada membro da banca fará a arguição do trabalho; a nota mínima para aprovação é 7,0 (sete) e a monografia precisa ser aprovada por pelo menos, dois dos membros da banca, para receber a menção "APROVADA" ou "APROVADA CONDICIONALMENTE".

DEDICATÓRIA

**As nossas esposas, Mara Beatriz e
Tatiana, pela compreensão e apoio.**

**Aos nossos filhos Bruna, Ricardo, André e Victoria,
pela inesgotável fonte de energia emanada.**

**E aos nossos pais pelos esforços para que
nos tornássemos pessoas
dignas e capazes de enfrentar
as mais difíceis situações.**

AGRADECIMENTOS

À Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, hoje denominada ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, por ter-nos proporcionado tamanha oportunidade profissional.

Ao Dr. Aderbal de Arruda Penteado Junior, então Diretor Presidente da ARSESP, pelo seu empenho na conquista de bolsas estudantis, trazendo grandes oportunidades de aprimoramento dos profissionais da Agência.

Ao colega de trabalho João Yalenti Filho, que tanto nos auxiliou na coleta de dados que, em muito abreviaram nosso trabalho.

Aos amigos de curso pela valiosa troca de experiência durante os 18 meses de convivência, sem os quais não haveria sentido neste curso de Master Business Administration – MBA em Energia.

E, finalmente, ao Professor e orientador Dr. Moacyr Trindade de Oliveira Andrade, pela colaboração, dedicação e apoio.

São os humildes e sinceros agradecimentos dos autores.

RESUMO

Este trabalho visa analisar os mecanismos de reajustes das tarifas adotados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, para as concessões de distribuição de energia elétrica no Estado de São Paulo, dando enfoque à metodologia aplicada ao processo de Revisão Tarifária. São abordados os aspectos históricos do setor elétrico que resultaram na desverticalização, na privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica e na introdução da metodologia de revisão tarifária, implantada no Brasil a partir de 2003. São focados, então, os aspectos econômicos e financeiros da regulação, relativos aos contratos de concessão, marco fundamental para a introdução do processo de revisão tarifária, e a metodologia de “regulação por incentivo” adotada e aplicada pela ANEEL. É analisado dentro desta metodologia, por exemplo, a forma de aplicação desta para apuração dos custos e dos ganhos de eficiência, para avaliação da base de ativos e do retorno do capital investido. Para tanto, a partir da análise procurou-se investigar a adequação da metodologia aplicada, que tem como finalidade a busca pela modicidade das tarifas e a eficiência, frente aos resultados alcançados pelas empresas diante das receitas advindas da prestação do serviço. São apresentados indicadores econômicos e financeiros sobre a avaliação da situação das empresas, inclusive, sob o ponto de vista dos resultados obtidos após a aplicação dos mecanismos de reajustes. Conclui-se, finalmente, que prosseguem os avanços alcançados pelo aprimoramento entre os ciclos da metodologia das revisões já realizadas. Entretanto, da análise conclui-se, também, que o processo carece de outros aprimoramentos e que o órgão regulador apresenta deficiências em administrar o processo e fiscalizar seus resultados.

Palavras-chave: Energia elétrica, Distribuição de energia elétrica, Regulação e Revisão Tarifária. MBA em Energia.

ABSTRACT

This essay analyses the readjustment mechanisms adopted by the Brazilian National Agency of Electric Energy (Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) concerning to the public concession of electric energy in the São Paulo state, in order to focus on the methodology applied in the fare revision process. It also approaches the historical aspects that contributed to the unbundling of the Brazilian electric sector; to the public-owned power systems privatization process and also to the introduction of the rate methodology adopted in Brazil since 2003. It specially focuses in the financial and economic regulatory aspects related to the concession contracts, considered the fundamental landmark of the fare revision, and the “incentive methodology”, as a regulatory instrument adopted by ANEEL. It analyses, among other things, the application of the “incentive methodology” aiming to fulfill to the relation between costs and gains of efficiency, as a way to evaluate the company's assets and its return in equity. To do so, it searches the adequate methodology attaining to achieve the best relation between fare rates and efficiency, considering the gross receipts of the power companies. There are shown economic and financial indicators connected to the financial status of the power companies, including data related to the results obtained after the application of the revision/review mechanisms. It is established, in conclusion, that the progresses achieved by the methods of fare review are still in development. Nevertheless, there are also pointed lacks of efficiency in the regulatory authority and in the way it administers the revision process and its results.

Key words: Electric energy – Electric Energy Distribution – Fare rate Regulation and revision. Master in Business Administration – MBA in Energy.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	1
 Capítulo 1	
HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	2
1.1 - A desestatização do setor elétrico brasileiro.....	6
1.2 - O modelo tarifário brasileiro.....	12
1.3 - Modelos tarifários adotados no Brasil.....	13
1.4 - Um novo modelo tarifário brasileiro.....	15
 Capítulo 2	
CONTRATOS DE CONCESSÃO.....	24
2.1 - Conceituação.....	24
2.2 - Contrato de Concessão do setor elétrico brasileiro.....	27
2.3 - Critérios e procedimentos estabelecidos nas metodologias.....	31
2.3.1 - Determinação dos custos operacionais eficientes.....	31
2.3.2 - Caracterização da empresa de referência.....	31
2.3.2.1 - Pessoal.....	31
2.3.2.2 - Dados dos ativos.....	33
2.3.2.3 - Dados de clientes.....	33
2.3.2.4 - Estrutura central.....	33
2.3.2.5 - Cálculo de processos comerciais.....	33
2.3.2.6 - Cálculo do processo de O&M.....	33
2.3.2.7 - Materiais, serviços, instalações e receitas irrecuperáveis.....	34
2.3.3 - Determinação da estrutura ótima de capital.....	34
2.3.4 - Taxa de remuneração do capital.....	35
2.3.5 - Base de remuneração regulatória.....	37
2.3.6 - Outras receitas.....	37
2.3.7 - Fator X.....	37
2.3.8 - Relação entre qualidade de energia e investimentos.....	38
2.3.9 - Perdas de energia.....	39
 Capítulo 3	
REGULAÇÃO POR INCENTIVO.....	40
3.1 - Princípios básicos.....	40
3.2 - Complexidades para implantação da regulação por incentivo.....	41
3.3 - A autonomia das agências reguladoras.....	42
3.4 - Métodos de regulação tarifária visando à busca do incentivo.....	49
3.5 - Características e propriedades da regulação por incentivo.....	53
3.6 - Necessidade de uma revisão de preços.....	55

Capítulo 4

METODOLOGIA UTILIZADA NO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	58
4.1 - Reposicionamento tarifário.....	60
4.1.1 - Apuração dos custos operacionais eficientes.....	60
4.1.2 - Determinação da estrutura ótima de capital.....	63
4.1.3 - Apuração do custo de capital.....	64
4.1.3.1 - Determinação do custo de capital próprio.....	66
4.1.3.1.1 - Conceituação das taxas de risco – capital próprio.....	67
4.1.3.2 - Determinação do custo de capital de terceiro.....	70
4.1.3.2.1 - Conceituação das taxas de risco – capital de terceiro.....	71
4.1.4 - Resultado final – taxa de remuneração (WACC).....	72
4.1.5 - Definição da base de remuneração.....	72
4.1.6 - Apuração de outras receitas.....	74
4.1.7 - Simetria entre qualidade x investimento.....	74
4.1.8 - Perdas de energia.....	75
4.2 - Fator X – metodologia de cálculo.....	76
4.2.1 - Componente Xe.....	78
4.2.1.1 - Método de estimativa da receita.....	79
4.2.1.2 - Método de estimativa dos custos operacionais.....	80
4.2.1.3 - Método de estimativa da depreciação.....	80
4.2.1.4 - Método de estimativa dos impostos.....	80
4.2.1.5 - Método de estimativa dos investimentos.....	80
4.2.1.6 - Método de estimativa da base remunerável.....	81
4.2.2 - Componente Xa.....	81
4.2.3 - Alterações ocorridas entre ciclos revisionais no cálculo do Fator X.....	84

Capítulo 5

ANÁLISE CRÍTICA DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA.....	85
5.1 - Análise dos conceitos e critérios da metodologia.....	85
5.1.1 - Considerações gerais sobre os conceitos e metodologia.....	105
5.2 - Análise econômica e financeira das distribuidoras de energia elétrica.....	106
5.2.1 - Índices de Liquidez.....	108
5.2.2 - Índices de Endividamento.....	110
5.2.3 - Índices de Rentabilidade.....	116
5.2.4 - Outros Indicadores.....	122
5.2.5 – Considerações gerais sobre a análise econômica e financeira.....	129

CONCLUSÃO.....	131
-----------------------	------------

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 - Cadeia produtiva do setor elétrico	12
FIGURA 2 - Esquema da regulação por incentivo	60
FIGURA 3 - Organograma esquemático das funções básicas (Empresa de Referência).	90

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - Tabela de relação D/V – ANEEL NT. 068/2007	64
TABELA 2 - Custo médio ponderado do capital – WACC – ANEEL NT. 68/2007.	72
TABELA 3 – Despesas Operacionais e Custo do Serviço	95

INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem por objetivo analisar os mecanismos de reajustes tarifário, tendo como enfoque principal o processo de Revisão Tarifária – RT implantado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, nas distribuidoras de energia do Estado de São Paulo.

Primeiramente, contou-se um pouco da história do setor elétrico brasileiro, do seu surgimento até a desestatização e desverticalização, passando pelo Novo Modelo do Setor Elétrico, para depois comentar aspectos dos contratos de concessão, instrumento fundamental para a introdução do processo de revisão tarifária e, na seqüência, tratar um pouco da regulação por incentivo e da metodologia utilizada pelo regulador no processo de Revisão Tarifária.

Por fim, analisou-se a metodologia implantada comentando-se os pontos positivos e negativos do processo revisional. Feito isto, passou-se a uma análise financeira das concessionárias utilizando como ferramenta básica os índices de avaliação econômicos e financeiros.

Devido ao grande número de empresas de distribuição no Estado de São Paulo, ao todo são 14 (quatorze) concessionárias, escolheu-se uma amostra de 06 (seis) para integrarem o conteúdo do trabalho. São elas: AES Eletropaulo, Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista, Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, Bandeirante Energia, Elektro Eletricidade e Serviços S/A e Companhia de Luz e Força Santa Cruz.

Na escolha das empresas tomou-se o cuidado em inserir na amostra distribuidoras de pequeno, médio e grande porte.

Capítulo 1

HISTÓRICO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

No início dos anos 90 um novo modelo para o setor elétrico começou a ser definido no Brasil. A sua reestruturação era parte da agenda de reforma do Estado que marcou a economia mundial nesse período.

Em linhas gerais, o modelo setorial seguiu uma tendência internacional baseada em três vertentes: (i) desestatização, (ii) desverticalização das atividades e (iii) busca de maior eficiência. Essas mudanças tinham maior significado aqui do que no resto do mundo, pois, até então, o setor elétrico brasileiro havia funcionado basicamente a partir de grandes empresas estatais, quer federais ou estaduais, verticalmente integradas.

Em geral, em todos os países que experimentaram processos semelhantes, as dificuldades enfrentadas pela regulação do setor elétrico não foram poucas, bastando relembrar a grave crise porque passou a Califórnia na virada do milênio como consequência de problemas regulatórios.

No Brasil essas dificuldades foram acrescidas de elementos como a herança de um Estado patrimonialista, com tradição de forte intervenção estatal na atividade econômica e pouca cultura regulatória.

Sendo uma área de infra-estrutura e que, portanto, demanda vultosos investimentos de longo prazo, o marco regulatório-institucional deveria ser preservado como política de Estado, sendo menos exposto à conjuntura política de curto prazo, o que infelizmente, nem sempre ocorreu. Essas interferências políticas conjunturais tiveram impactos significativos sobre as reformas pelas quais tem passado o setor, e que terminaram por reduzir a sua atratividade para o investimento privado.

No passado, era praticamente consenso que o elevado grau de instabilidade regulatória vem impedindo o seu desenvolvimento de forma mais suave e contínua, com investimentos privados atingindo patamares abaixo do esperado por ocasião do início da privatização. Assim, o grande desafio continua sendo o mesmo que, em

parte, levou ao processo de desestatização: garantir o ingresso e a permanência dos investimentos necessários para que a evolução da oferta de energia elétrica possa acompanhar o ritmo do crescimento econômico do país. (LANDAU, Elena e colaboradores)

Apesar de forte presença estatal, o setor elétrico desenvolveu-se inicialmente a partir da iniciativa privada.

As primeiras geradoras de energia surgiram ainda no final do século XIX, tendo sido construídas pela iniciativa privada.

À época, a decisão pela ampla industrialização do país veio a requerer grandes investimentos em infra-estrutura, sendo, a energia elétrica o ponto chave para sua concretização. Revelou-se então, a necessidade de uma legislação federal que regulamentasse a atividade em todo o país.

Assim, na Constituição de 1934, a competência para legislar sobre energia elétrica passou a ser da União Federal, desassociando-se o bem público da propriedade privada, com a concessão do direito de exploração por prazo determinado, sendo reintegrado o empreendimento à União, após o término da concessão.

Nesse ano foi promulgado o Código de Águas, lei que disciplinou a exploração dos potenciais hidráulicos para fins de geração. Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia e, na década seguinte, surgiu a primeira empresa estatal, a Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF.

A expansão do setor estatal avançou até os anos 80, quando a crise monetária que atingiu a economia brasileira termina por colocar limites intransponíveis à capacidade do Estado em investir.

Por um lado, havia um cenário sem restrições e a presença estatal garantiu a expansão contínua do setor, capaz de acompanhar o ritmo do crescimento econômico que caracterizou o período. No entanto, este processo de deterioração

das finanças públicas deixou uma herança negativa, e que terminou por abalar o modelo vigente, até o surgimento do modelo implantado a partir de 1995.

Primeiro, a propriedade pública do capital das empresas trazia implícita a idéia de que a energia podia ser vendida a um preço baixo, o que ocorreu durante os anos 70 e começo da década de 80.

Segundo, dada a conjuntura econômica favorável na época e o acesso relativamente fácil ao crédito, vários empreendimentos foram construídos nem sempre tendo como preocupação fundamental à busca por eficiência.

Por último, mas não finalmente, o setor elétrico, tração da evolução econômica, passou a ter sua tarifa como vetor de controle inflacionário, agravando a saúde do setor.

Em resumo, o subsídio estatal trouxe dificuldades adicionais no momento em que ficou evidente o óbvio que, apesar de se tratar de serviço público, qualquer atividade deve ser, de forma geral, auto-sustentável.

Também, o modelo Estado-empresário terminou por mostrar dificuldades de permanente atualização tecnológica e administrativa decorrentes das limitações de recursos, impostos pelos critérios de sessão de novos financiamentos, capitalização de recursos, nem sempre aplicáveis ao mesmo, controle inflacionário e a significativa interferência política.

Com a crise cambial e o agravamento dos problemas fiscais, no Brasil, seguindo tendência internacional, decidiu-se pela delegação ao setor privado do direito de explorar atividades até então de responsabilidade exclusivamente estatal. Essa mudança de rumos veio acompanhada de enormes desafios, pois, paralelamente à delegação da execução da atividade, foi necessário adequar institucionalmente o setor a parceria com a iniciativa privada.

Da mesma forma, foi preciso redefinir principalmente as funções de planejamento e a regulação, até então concentradas no Poder Executivo, cabendo a coordenação à

Eletrobrás, que além de empresa dedicada ao setor, era responsável pelas funções de planejamento e financiamento, e pelo DNAEE - Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica, órgão regulador que precedeu a ANEEL.

Neste sentido, a Constituição de 1988 constituiu um marco no processo de transformação do papel do Estado na economia, ainda mais aprofundado na década de 90, pelas emendas constitucionais de flexibilização dos monopólios estatais.

Em breves palavras, a Ordem Constitucional Econômica adotou o regime capitalista de ordenação da economia, assegurando aos agentes econômicos direito à livre iniciativa (artigo 170, caput, CRFB/88), protegendo a propriedade privada (artigo 170, II), condicionada ao cumprimento de função social (artigo 170, III), e consagrando a liberdade de concorrência (artigo 170, IV). Assim, o desenvolvimento da atividade econômica foi atribuído à iniciativa privada, deixando ao Estado a função de prestar atividades de utilidade pública e estratégica para a defesa do país.

O artigo 174 da Constituição Federal – CF, por sua vez, atribuiu ao Estado o papel de agente normativo e regulador, atribuindo-lhe, na forma da lei, funções de incentivo, fiscalização e planejamento, essa última determinante para o setor público e indicativo para o setor privado.

No setor elétrico, a mudança foi significativa, o então órgão regulador, DNAEE, foi substituído pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, criada pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Dentre as emendas constitucionais que introduziram no ordenamento as modificações necessárias à maior participação privada no fornecimento de energia, destaca-se a Emenda Constitucional n° 6, de 1995, que revogou a diferenciação entre regime jurídico das empresas brasileiras de capital nacional e das empresas brasileiras de capital estrangeiro, bem como determinou a alteração do artigo 176 § 1° da CF, permitindo a delegação à iniciativa privada da exploração dos potenciais hidráulicos.

Essa alteração, em conjunto com a Emenda Constitucional nº9, que flexibilizou as regras para a exploração de petróleo e gás natural, encerrou o ciclo fundamental de reformas econômicas e jurídicas, dando, a época, novo formato à atuação do Estado brasileiro na área de energia elétrica, tendo sido determinante para a atração de investimentos privados internacionais, marcando em geral o processo de desestatização brasileiro.

1.1 - A DESESTATIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O processo de desestatização foi instituído pela Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, que estabeleceu as bases para a privatização, tanto de empresas estatais que exerciam atividade econômica em sentido estrito, como para a delegação da prestação de serviços públicos à iniciativa privada, foi intensificado a partir de 1995.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conhecida como a “Lei das Concessões”, estabeleceu a base legal do processo de desestatização do setor elétrico, ao dispor sobre o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos e os respectivos contratos, direitos dos usuários, política tarifária e obrigação de manter serviço adequado.

Já no ano de 1992, as distribuidoras LIGHT e ESCELSA foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização (PND), antes mesmo de terem sido promulgadas a Lei Geral de Concessões, a Lei nº 9.074, de 07/07/1995, ou ainda, a Lei nº 9.427/96, que criou a ANEEL. Ou seja, a opção pela reestruturação do setor elétrico foi, antes de tudo, determinada por questões relativas às finanças públicas e não técnicas, já que o processo de venda começou sem que as condições jurídico-administrativas estivessem implantadas.

O modelo de desestatização do setor elétrico foi formulado por um consórcio liderado pela consultoria “Coopers and Lybrand”, vencedora da licitação promovida para esse fim, cujas atividades resultou no projeto “Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RESEB”.

Um de seus pilares era a necessidade da desverticalização¹, com ênfase na introdução da concorrência naqueles segmentos potencialmente competitivos, a saber, geração e a comercialização de energia, já que as atividades de distribuição e transmissão são consideradas monopólios naturais.

Em consequência da desverticalização, implementada a partir de 1995, encontra-se em vigor distintos regimes jurídicos e formas de delegação para cada segmento decorrente do grau de competição possível em cada uma destas atividades. Transmissão e Distribuição são consideradas monopólios naturais, isto significa que, os custos fixos são muito elevados relativamente à demanda, de forma que, se puderem ser diluídos por toda a produção do mercado, uma única firma fornecendo aquele produto pode ter um custo médio de produção menor do que duas ou três firmas igualmente eficientes, cada uma das quais tendo de incorrer nos mesmos custos fixos, mas tendo que diluí-los por apenas fração da produção total. (Posner, Richard. *Economic Analysis of Law*. Boston, 1998, pp 343 e 344).

Para a geração de energia elétrica, existem três tipos de regime jurídico distinto quais sejam: a concessão de serviço público, a autoprodução e o produtor independente de energia elétrica. Estes últimos estão autorizados a vender o seu excedente no mercado livre, não estando sujeito a todas as obrigações que permeiam uma concessão.

Quanto à comercialização, foi compreendida como atividade eminentemente empresarial, considerando a energia como uma commodity.

A reestruturação do Setor demonstrou que o país não possuía, durante significativa parte do período de desestatização nos anos 90, um marco regulatório maduro capaz de disciplinar normativamente e fiscalizar a atuação dos agentes econômicos após a outorga da concessão.

Em verdade, a regulação foi sendo construída paralelamente à privatização. Esta característica influenciou a forma como a reestruturação do setor ocorreu, em

¹ Apresentada não apenas no setor elétrico, mas um princípio da reforma regulatória adotado em diversos setores ao longo da década de 1990.

especial, o fato de o processo de desestatização ter sido iniciado pelo segmento da distribuição.

Dentre os motivos que mereceram destaque, o primeiro apresenta um caráter eminentemente operacional, pois, como não havia marco regulatório definido, optou-se pela distribuição, uma vez que era possível a regulação basicamente através dos próprios contratos de concessão, com critérios bem definidos para ajustes tarifários e manutenção de um serviço adequado.

O segundo motivo foi de natureza financeiro-patrimonial, pois, receava-se que, enquanto a distribuição permanecesse estatal, o segmento de geração se mostraria pouco atrativo aos investidores, tendo em vista o risco de inadimplemento ou atrasos nos pagamentos.

Esperava-se que a privatização das distribuidoras contribuísse para a valorização dos ativos de geração, sendo a seguinte do processo de desestatização.

Outrossim, o sucesso do processo em seu aspecto fiscal trouxe outra consequência na priorização da busca por receitas para abatimento da dívida pública, pois o modelo conferiu ênfase à valorização dos ativos no momento da alienação em detrimento de outros objetivos do PND, como fortalecimento do mercado ou a busca da modicidade tarifária.

Como resultado, as empresas foram vendidas a preços elevados, o que requereu grande esforço de captação de recursos para financiamento e conseqüente endividamento por parte dos investidores, tendo, inicialmente, um patamar de tarifas elevado. Essa situação foi agravada pela desvalorização cambial de 1999, já que os custos em muitos casos eram indexados à moeda norte-americana.

Em seguida, na virada do milênio, a fragilidade regulatória do setor foi testada com a crise do racionamento no ano de 2001. Nessa ocasião, ficaram expostos os efeitos da insegurança do marco regulatório, principalmente quanto às regras tarifárias expressas no contrato de concessão ("Anexo 5"). Este fato reduziu a capacidade de investimento do setor privado, o que, atrelado a uma situação hidrológica adversa,

gerou necessidade de racionamento de energia com conseqüente redução de demanda.

A crise imposta ao setor demandou forte intervenção do Estado, sendo através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, por intermédio do Acordo Geral do Setor Elétrico, retomado o funcionamento do setor e o respeito aos contratos.

Em 2004, ao publicar o documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, o Ministério de Minas e Energia empreendeu mudança substancial no que tange à contratação de energia, que passou a ser realizada em dois ambientes: o ambiente de contratação regulada (ACR) e o ambiente de contratação livre (ACL), consagrando o mecanismo de leilões pela menor tarifa como método de contratação de energia ao ACR.

A introdução de um regime competitivo no setor elétrico não foi tarefa simples. Pelas características de cada segmento percebeu-se que o mecanismo de eficiência no setor e, portanto, de melhoria de qualidade na prestação do serviço e redução das tarifas, começava na concorrência no setor de geração, passava pela comercialização e chegava ao usuário final através da regulação exercida sobre as atividades de transmissão e distribuição.

Assim, não seria suficiente a simples desverticalização, sendo necessário que a competição de fato fosse estabelecida no início da cadeia, que os monopólios fossem corretamente regulados e a comercialização em ambos ambientes de contratação, desvinculadas das concessões de distribuição.

Porém, por falta de ambiente político, a privatização das empresas geradoras foi interrompida no segundo mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso, impedindo que um elemento fundamental do modelo fosse introduzido, isto é, a competição na geração de energia, crucial para a obtenção de maior eficiência no setor e a redução das tarifas.

No curso do Governo Lula, as grandes geradoras foram, definitivamente, retiradas do PND, de forma que o processo de privatização do setor elétrico brasileiro se

tornou de fato um projeto inacabado, na qual 63% do segmento de distribuição foi privatizado, mas apenas 22% da geração passou a controle da iniciativa privada².

O setor de transmissão passou a ser alvo de cobiçadas licitações devido à garantia de resultados obtidas nos contratos de concessão do serviço, bem como, na possibilidade de novos ganhos decorrentes da eficiência operacional e no “enxugamento” das empresas estatais adquiridas pelos investidores. Apesar da limitação da receita, há garantia de retorno em face de possível “destropicalização” dos custos e de avanços tecnológicos que barateiam a construção e operação da transmissão.

Com a eleição do Presidente Luiz Inácio Lula da Silva ficou evidente o caráter mais intervencionista que sua administração conferiu ao Estado, tendo a independência das Agências Reguladoras, conseqüentemente, sido em um primeiro momento questionada.

Em relação à operação do setor elétrico, o modelo originalmente previsto foi de certa forma, revisto.

Por um lado, foi mantida a idéia central de que os investimentos privados deveriam ter importante papel no desenvolvimento, porém, a intervenção do Executivo na regulação, no planejamento e na operação do setor foi intensificada, o que aparentemente torna os dois objetivos conflitantes. Além deste claro retorno a uma maior presença estatal na atividade econômica propriamente dita, o governo Lula empreendeu uma significativa reforma institucional.

Nesse sentido, em decorrência dos problemas enfrentados pela administração anterior, e que culminou no racionamento de energia, foi dada grande ênfase ao planejamento setorial, com a criação da Empresa de Planejamento Energético – EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, criado no âmbito do Ministério das Minas e Energia - MME para acompanhar e avaliar, permanentemente,

² Os dados são fornecidos por Pinheiro, Armando Castelar. “Regulatory Reform in Brazilian Infrastructure, IPEA texto para discussão n° 964, maio de 2003, p.1. O percentual de geração refere-se basicamente à Gerasul e às geradoras privatizadas no âmbito do Programa Estadual de Desestatização de São Paulo.

a continuidade e a segurança do suprimento eletro-energético em todo o território nacional (Decreto nº 5.175, de 08/08/2004).

Com relação a ANEEL, não foram observadas mudanças abruptas nas suas competências, exceto no que tange às matérias de atribuição do Governo que vinham sendo desempenhadas pela agência reguladora. Essas passaram à alçada do MME, ressalvada a possibilidade do Ministério, por delegação, determinar a ANEEL que promovesse o devido processo licitatório.

Outro agravante em relação ao desempenho das Agências Reguladoras foi o fato da ANEEL ter seu orçamento contingenciado pelo Ministério da Fazenda para contribuir no superávit primário, restringindo sua capacidade de atuação como órgão regulador e, como já descrito anteriormente, sem uma regulação efetiva, não se coloca em operação um modelo de concorrência.

Cumpre-se ressaltar que tal medida é, no mínimo, inconstitucional, uma vez que uma das fontes de receita para condição de atuação das Agências se dá por instituição de percentual no custo do serviço, pago pelo usuário que passou a fazê-lo sem a reciprocidade requerida, caracterizando-se como repasse de valores indevidos as tarifas das distribuidoras.

Em suma, o setor elétrico sofreu impacto de mudanças políticas nos dez anos que marcaram sua reestruturação. De uma concepção inicial mais liberal, em que se pensava na retirada total do Estado através da privatização, o setor hoje é caracterizado pela convivência entre empresas públicas e privadas, sob significativa intervenção do Estado. Este movimento pendular não ocorreu de forma abrupta; pequenas modificações conjunturais foram sendo implementadas através de um emaranhado de leis e normas editadas ao longo desses anos, marcando o setor com uma instabilidade jurídica e regulatória que sem dúvida contribuíram para a falta de investimentos privados, condição esta que ainda se observa no setor, sem previsão para uma alteração do cenário.

1.2 - O MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO

A regulação no setor elétrico brasileiro se fez necessária uma vez que as atividades desenvolvidas nesse ambiente (distribuição e transmissão de energia elétrica) se caracterizam essencialmente por monopólios naturais impossibilitando o funcionamento dos mecanismos de um mercado competitivo.

Ao mesmo tempo, o estabelecimento de um marco regulatório no setor elétrico foi fundamental para criar condições de atrair os investimentos necessários para expansão e manutenção do Sistema Interligado Nacional (SIN), garantir o retorno adequado ao capital investido e a qualidade do serviço prestado.

A cadeia produtiva do setor elétrico pode ser ilustrada de acordo com a figura abaixo:

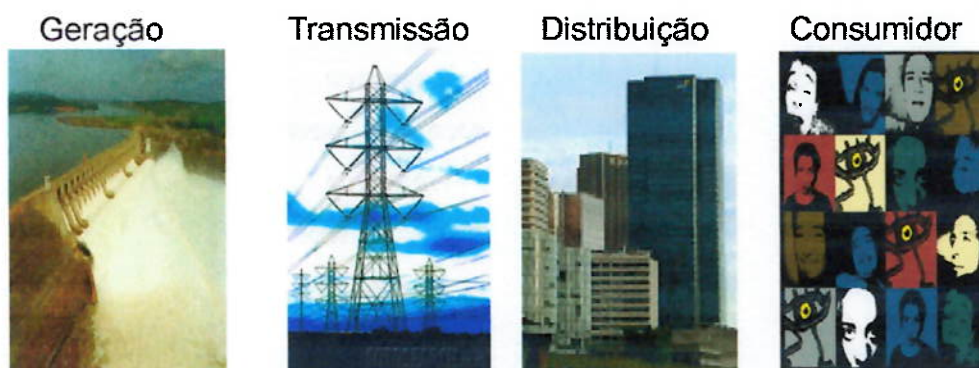


Figura 1 – Cadeia produtiva do setor elétrico

De acordo com os dados disponibilizados pela ANEEL, ao final de 2007 o parque gerador do Sistema Interligado Nacional possuía 100,1 GW de potência instalada, sendo 71 % de origem hidráulica e 29% de origem térmica (site ANEEL, de 15/10/2007).

As concessionárias de distribuição são as grandes arrecadadoras da cadeia produtiva do setor. Além de remunerar o capital investido e cobrir os custos de operação e manutenção das empresas distribuidoras, as tarifas de fornecimento de energia elétrica também se destinam a remunerar as instituições do setor, geradores e transmissores, subsidiar consumidores de baixa renda, integrar áreas isoladas do sistema de transmissão, incentivar a geração por meio de fontes alternativas, financiar um fundo de assistência ao setor e recolhimento de tributos ao governo.

A definição tarifária é um mecanismo regulatório muito importante para a garantia do funcionamento eficiente do mercado em regime de monopólios naturais.

A tarifa pode ser vista sob diferentes ótica: (i) na percepção do consumidor, os dispêndios incorridos com energia elétrica são altos e as tarifas aumentam mais do que a inflação e os salários, restringindo sua capacidade de pagamento ao longo dos anos; (ii) na percepção do Governo, o custo de energia elétrica possui grande influência sobre a economia brasileira e, conseqüentemente, sobre o controle inflacionário; (iii) e, finalmente, a percepção dos investidores que atuam em ambientes regulados é de que as tarifas não são suficientes para promover a rentabilidade esperada e que, portanto, o retorno sobre o capital investido não é adequado.

As tarifas de fornecimento devem ser estabelecidas visando a modicidade tarifária, a manutenção da qualidade e continuidade do serviço prestado, a garantia de rentabilidade aos investidores e o estímulo à eficiência setorial. Para tanto, a Constituição Federativa Brasileira assegurou a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do Contrato de Concessão que por sua vez definiu os mecanismos necessários para garantir este equilíbrio.

1.3 - MODELOS TARIFÁRIOS ADOTADOS NO BRASIL

Historicamente o modelo tarifário adotado no Brasil foi o da regulação pela taxa interna de retorno, também conhecido como tarifação pelo custo do serviço. Através desse critério, os preços são estabelecidos de forma a remunerar os custos e os investimentos necessários para prestar o serviço e conter uma margem, que proporcione uma taxa interna de retorno adequada ao investidor, objetivando extrair lucros extras à firma monopolista.

Para tanto, neste caso as tarifas podem ser reajustadas a qualquer momento a pedido da concessionária ou do órgão regulador, a fim de manter a taxa interna de retorno adequada.

Entretanto, o que se pôde observar, pela experiência brasileira, foi que o sistema de tarifação pelo custo não fornecia incentivos suficientes para o planejamento e a operação eficiente das concessionárias.

Não havia incentivos para a concessionária minimizar custos, gerando ineficiência produtiva em face da remuneração garantida e do repasse de custos desnecessários para os consumidores.

Da mesma forma existia uma grande assimetria de informação entre distribuidora e o órgão regulador na determinação das tarifas e um elevado custo regulatório, devido à intensa necessidade de informação. Esse critério foi adotado em diversos países e, em sua grande maioria, notou-se que o mesmo compromete a eficiência econômica e a simplicidade administrativa.

Tendo em vista os problemas apontados, ao final da década de 90 o Brasil adotou o mecanismo de tarifação conhecido como preço teto (price cap), que visa promover a inovação, eficiência e a minimização de custos. Este mecanismo consiste na determinação, pelo regulador, de um preço-teto para a tarifa média da empresa, corrigida de acordo com a evolução de um índice de preços aos consumidores (IGP-M para o caso brasileiro) e subtraído de um percentual equivalente a um fator de produtividade (fator X), para um período prefixado de anos.

Dessa forma, permite o compartilhamento de ganhos entre concessionária e o consumidor, estimula a produtividade (período entre revisões cria oportunidade de manter os benefícios dos ganhos de eficiência) e elimina os riscos e custos da ação reguladora, dispensando entre outras coisas, controles que necessitassem de informações custosas como no caso do critério pela taxa de retorno.

Muito embora este método diminua a assimetria de informação, demanda uma análise cuidadosa e a definição de uma série de variáveis importantes tais como o indexador de preços, fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, grau de extensão dos repasses dos custos permitidos para os consumidores e formas de incentivo ao investimento e à melhoria da qualidade do atendimento.

1.4 - UM NOVO MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO

As mudanças por que passou o setor elétrico nos últimos anos, ao contrário dos benefícios, levou o setor a uma fragilidade em determinados pontos de vista.

Esta análise foi fundamentada pelo Professor Doutor Ildo Sauer, em seu trabalho intitulado “Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro” – dezembro/2002, aqui transcrita para entendimento dos conceitos e os reflexos quanto à implantação do novo modelo.

O arcabouço conceitual desta proposta fundamentou-se na superação das inconsistências através da substituição de um sistema baseado em competição no mercado, por um outro, baseado na competição pelo mercado, com foco na expansão dos sistemas elétricos.

Os impactos de tal mudança seriam sensíveis, acarretando, de imediato, a remoção dos principais riscos do modelo até então vigente, propiciando a concentração dos esforços na busca pela inovação tecnológica e gerencial e por melhores fatores de produção, tais como, financiamento mais favorável, o melhor projeto de engenharia, a melhor gerência de construção e a melhor operação e manutenção, beneficiando os agentes e a sociedade (Sauer, Ildo2002).

Congregando a retomada do interesse público e a superação dos riscos e incertezas, considerou-se como fundamental o atendimento a alguns pressupostos básicos, aqui tratados como princípios que nortearam a nova concepção setorial.

Inicialmente, preconizou-se a retomada e o aperfeiçoamento do sistema de planejamento energético, como forma de garantir a expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, articulando a política deste setor com as demais políticas setoriais de desenvolvimento: industrial, agrícola, habitacional, urbana, transportes, tecnológica, ambiental e com o sistema de regulação e controle social.

Juntamente com o planejamento, seguiu-se a licitação de novos empreendimentos e instalações incluindo blocos de energia a serem cogeradas e/ou conservadas, garantindo a recuperação dos custos pela vida útil do projeto, explicitando os critérios de transferência e/ou repartição dos custos de geração e transmissão entre as diversas concessionárias distribuidoras, considerando os ativos disponibilizados, o aspecto de “investimento prudente” que está efetivamente associado a melhor alternativa de expansão do sistema para o atendimento da evolução do mercado, posto que esta sistemática reduziria incertezas e riscos para produtores e consumidores.

Portanto, não se tratava de repetir a aplicação do antigo regime tarifário que considerava qualquer serviço, a qualquer custo. Diversamente, o próprio ponto de partida desta proposta consistia na definição do preço em regime de concorrência.

Ainda, segundo Ildo Sauer, uma vez implementadas estas premissas, a manutenção de um mercado atacadista de eletricidade, com as características, até então praticadas, perde a razão de ser.

A democratização e o fortalecimento do sistema de regulação, promovendo uma articulação mais profunda entre as Agências de Energia Elétrica -ANEEL, de Águas - ANA e de Petróleo - ANP, combinada com a descentralização das suas ações ao poder local, onde isso for viável e possível, constituiu-se em outra premissa básica da alternativa do modelo setorial apresentado. Integraram o conjunto de princípios do modelo setorial proposto à reestruturação e a recuperação do caráter público do Operador Nacional do Sistema -ONS, com a garantia de que a energia advinda dos projetos hidráulicos existentes, bem como dos potenciais favoráveis de recursos naturais fosse prioritariamente destinada ao serviço público, cooperativo ou comunitário. Também se pressupunha a coexistência com produtores independentes, já existentes, e consumidores livres que assim desejarem permanecer.

Como esperado, a retomada do planejamento energético e seu aperfeiçoamento promoveram mais incentivo à expansão privada da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, articulando, concomitantemente, a política das

diversas vertentes energéticas com as políticas setoriais de desenvolvimento, regulação e controle social.

O processo de planejamento, para atender aos requisitos apontados, previa os seguintes passos: elaborar correto estudo de previsão alternativa de demanda, levando-se em conta as características regionais e nacionais; consolidar e estruturar um plano indicativo contendo as opções de oferta, projetos de expansão de geração e de transmissão que, submetidos à avaliação técnica e às simulações energéticas, permitissem otimizar a oferta de energia no horizonte de 5, 10, 15 e 30 anos de planejamento; e, submeter o Plano Indicativo publicado a contestabilidade pública.

Os projetos considerados no planejamento indicativo deveriam, sempre que possível, ser acompanhados de licença ambiental prévia e do relatório de passivo social; os certames para atendimento ao Plano de Expansão deveriam garantir o horizonte de recuperação dos custos de investimento sendo possível a participação de agentes estatais, privados por meio dos Produtores Independentes de Energia - PIE's ou Sociedades de Propósito Específico - SPE's e, sendo licitados todos os projetos que viabilizassem integralmente o Plano de Expansão, se procederia à contratação dos empreendimentos.

Não sendo viabilizado integralmente o Plano, caberia ao Conselho setorial definir que estatais realizariam as obras necessárias à sua complementação, visando à segurança, continuidade e qualidade do atendimento.

Esta intervenção, emergencial, contemplaria as companhias com melhores condições de desenvolver os projetos requeridos, e de elaborar, conjuntamente, um plano de viabilização da garantia dos recursos para a execução das obras, obtendo as mesmas garantias e responsabilidades que um investidor privado, de forma a tornar o empreendimento auto-sustentável por toda a sua vida útil.

Portanto, além da contestabilidade, o Plano de Expansão estava sujeito à intervenção superior, sempre que as simulações e projeções de evolução do sistema indicassem a possibilidade de risco, dada pela proximidade de uma curva de segurança definida em processo público aberto à intervenção e aceite dos agentes e

da sociedade. Esta modelagem de planejamento também pressupõe a elaboração e manutenção atualizada, de um cadastro de obras emergenciais em quantidade e tipicidade adequadas às eventuais intervenções emergenciais.

Em termos mais abrangentes, inicialmente seria necessário dispor de previsões de demanda, para horizontes de até cinco anos, de forma a obter números mais consistentes que orientassem a operação, para horizontes de dez anos a quinze anos, a fim de assegurar estratégias nacionais para recursos tecnológicos e desenvolvimento.

Realizados tais estudos, isso possibilitara o ordenamento dos projetos de geração hidrelétrica, termoeletrica e alternativa, como blocos de cogeração, conservação e de linhas de transmissão, fundamentais para que o Plano de Expansão pudesse se dar ao mínimo custo, à semelhança do que se fazia nos planos decenais. Evidentemente, levando em conta uma taxa de retorno justa.

Todo o plano foi submetido a contestabilidade pública, para que a sociedade, por meio de universidades, ambientalistas e demais interessados pudessem oferecer alternativas ou contribuições, diretriz que até hoje é adotada.

Com isto, tem-se um Plano Determinativo de expansão de energia levado a leilão onde os interessados fazem suas ofertas.

Antes do certame, é apresentado o projeto básico, as licenças prévias ambientais e um relatório contendo passivo social para evitar as ações protelatórias que possam atrasar o início das obras.

Foi implantada assim, a competição pelo mercado uma vez que, a vencedora da licitação, sempre será a proposta que ofertar o menor preço por megawatt/hora.

A implantação desses procedimentos, além de resultar numa trajetória mais adequada para a expansão com segurança, transferiu para o condomínio o risco comercial, ou de mercado envolvido nas transações. O mesmo ocorreu com o risco hidrológico também assumido pelo condomínio.

Isso decorre do fato de que o empreendedor apenas constrói as instalações, porém, isso não lhe faculta a propriedade da energia assegurada, nem da água. Ele é contratado para prestar um serviço, que engloba a construção e operação da usina.

Com isso se garante, além da eliminação dos riscos que inviabilizam a expansão do setor elétrico, a preservação do interesse público no atendimento a outras demandas que envolvam usos conflitantes ou complementares dos recursos hídricos, priorizando o maior ganho social.

Para que fosse implantado o modelo, uma nova estrutura setorial foi necessária e, para tanto, propunha uma disposição institucional que incorporasse as seguintes alterações: (i) o Ministério de Minas e Energia – MME, assumiu o papel de coordenador geral da política energética, sob a supervisão do Conselho Nacional de Política e Águas – CNEA; (ii) o CNEA foi instituído a partir de modificações no escopo do atual Conselho Nacional de Política Energética – CNPE; (iii) a capacidade estratégica de o Estado planejar e implementar as políticas energéticas deu-se por meio da permanente capacitação de seus quadros e redefinição das atribuições da Eletrobrás; (iv) os produtores Independentes de Energia que pretendiam atender ao serviço público regulado poderiam mudar o regime de exploração para o de concessionário de serviço público; (v) o planejamento determinativo foi estabelecido com a seleção de novos aproveitamentos a ser implementado nos próximos 15 anos; (vi) a ANEEL passou a apenas fiscalizar os contratos de concessão e a qualidade dos serviços; (vii) o Operador Nacional do Sistema – ONS, assumiu um caráter público tornando-se menos sensível a pressões econômicas, adotando, também, um plano de racionalização de seus custos, hoje suportados pelos consumidores de energia e; (viii) o Mercado Atacadista de Energia – MAE deixou de ter função, na forma em que se encontrava, sendo criados os mercados regulados (consumidores cativos) e o mercado não regulado (destinado aos consumidores livres).

Um novo agente de comercialização, o *pool*, incorporará parte das atividades realizadas no Mercado Atacadista de Energia - MAE, promovendo o registro dos contratos entre concessionárias de Geração e Distribuição (Sauer e colaboradores, 2002).

As geradoras federais foram incorporadas automaticamente ao *pool*, às outras, privadas e estatais estaduais, poderiam optar por aderir ou não ao novo sistema. Caso aderissem, seriam mantidos todos os contratos já assinados com as distribuidoras, sub-rogando-se o *pool* nas obrigações das duas partes.

Os novos empreendimentos são obrigatoriamente contratados no *pool*.

Às distribuidoras, foi garantido o suprimento de energia pelo custo médio vigente dos atuais contratos, acrescidos dos encargos de transmissão. Desta forma, o modelo visualizou a consecução de um “mix” entre energia velha e energia nova.

O modelo proposto não considerava a livre formação de preços por meio da competição entre agentes geradores, a competição se daria apenas no momento de licitação de novos empreendimentos, quando o preço da energia seria definido em leilão, sob o critério de menor custo.

Na nova estrutura também foi prevista a coordenação de esforços necessários para aumentar os níveis de conservação de energia por parte da sociedade além de viabilizar a expansão da penetração de fontes alternativas de energia. Teria também a responsabilidade de administrar os recursos dos programas voltados ao desenvolvimento energético e inclusão social.

Esperava-se promover a integração necessária entre os diversos programas, fundos e ações eficazes, no que tange ao uso eficiente de energia, ao planejamento integrado de recursos, à geração distribuída, a cogeração, à promoção das energias renováveis e não convencionais.

O grande desafio consiste em fazer chegar às populações isoladas, devido aos impedimentos técnicos ou econômicos para ligações às redes convencionais, meios para o acesso aos serviços energéticos e às comodidades da vida moderna.

Em termos de inclusão social, a universalização é o mecanismo para levar energia elétrica aos brasileiros que vivem abaixo da linha da pobreza, contando para tanto com recursos advindos do setor elétrico, por meio da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE. Assim, os recursos seriam destinados prioritariamente para o acesso ao serviço de energia, subsídio para consumidores de baixa renda e modicidade tarifária nas regiões Norte, Nordeste e Centro Oeste.

Obviamente este modelo passou por um período de transição que se caracterizou pela implantação dos novos agentes, Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, bem como pelo início de contratação de energia para os próximos anos, sob as novas regras estabelecidas.

Nesse sentido, os distribuidores tiveram que informar a CCEE, os montantes de energia que desejavam contratar para atender a todo o seu mercado de 2004.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, após o recebimento dos dados dos distribuidores, deve publicar edital para realização, no prazo regulamentar de 30 dias, de leilão público para a contratação regulada de energia.

A partir de 2004, os distribuidores tiveram que apresentar a CCEE suas projeções de compra de energia para os anos do período 2005 a 2009, inclusive.

A CCEE realizou leilão público para contratação regulada de energia, de usinas existentes, para os distribuidores, contemplando o período acima, em contratos de prazos de duração de três a quinze anos, para início de fornecimento nos anos de 2005 a 2009.

As energias asseguradas das usinas hidrelétricas foram revisadas e homologadas até o final de agosto de 2004, já compatibilizadas com o critério de garantia de suprimento do Setor a ser proposto pelo MME à aprovação do CNPE.

Os concessionários das usinas existentes ou com concessão outorgadas tiveram prioridade de contratação de sua energia para atendimento ao crescimento do mercado. Assim, leilões para contratação de energia de novos empreendimentos só

foram realizados quando houve real necessidade de aumento de oferta para equilíbrio do balanço energético do Sistema. Desse leilão puderam participar usinas que:

- ainda não tenham iniciado construção; ou
- em construção, mas ainda sem contratos de venda para toda sua energia assegurada.

Para usinas com concessão obtidas a partir de licitação por máxima de Uso do Bem Público – UBP, a ANEEL definiu um valor de UBP de referência, com as mesmas regras aplicáveis às próximas concessões a serem licitadas. Nas parcelas comercializadas no *pool*, a diferença entre a UBP efetivamente paga e a de referência deve ser incorporada à receita do gerador.

No caso de contratação de energia existente, a primeira contratação (etapa de transição) teve contratos com prazos variando de três a quinze anos, com o objetivo de evitar concentração de vencimentos de contratos em uma mesma data e permitir que geradores e distribuidores gerenciem seus riscos por um “portifólio” de contratos.

Quanto à energia gerada por usinas com obras em andamento, os geradores puderam optar por leilões de geração existente, obtendo contratos de três a quinze anos de duração a partir de sua entrada em operação ou participar de licitações para contratação de energia de novos empreendimentos, permitindo obter contratos de longo prazo.

Caso optassem por licitações de geração de novos empreendimentos, poderiam comercializar energia no Ambiente de Contratação Livre – ACL, até que a necessidade de novos projetos fosse estabelecida.

Quanto às concessões das hidrelétricas existentes, ficou mantido o disposto na Lei nº 9074, de 1995, pela qual os contratos de concessão de usinas hidrelétricas existentes, teriam renovação com prazo máximo de 20 anos, sempre a critério do Poder Concedente.

Ressalta-se que a unificação dos submercados vigentes estava prevista à época, quando os encargos de serviço do sistema decorrentes de restrições de intercâmbio atingissem níveis insignificantes.

Em se tratando de grandes consumidores atendidos por geradoras, consumidores do Grupo A (supridos em tensão igual ou superior a 230Kv), o preço do fornecimento no contrato de compra de energia observa a livre negociação.

Nos contratos com produtores independentes de energia, o preço está condicionado ao índice pactuado em contrato e a livre negociação após 2010, observadas as disposições da legislação quanto à publicação, transparência e igualdade de acesso.

Para expansão dos consumidores existentes ou novos consumidores, que tenham, em ambos os casos, carga acima de 100MW por unidade consumidora, foi permitida a qualquer gerador a contratação direta, livremente negociada, para contratos de 10 anos, prorrogáveis, uma única vez, por igual período. Esta forma de comercialização somente pôde ser exercida até o primeiro leilão promovido pela CCEE para usinas novas.

Após este período as contratações permanecem livres, considerando, contudo, no caso das concessionárias do serviço público sob controle federal, a necessidade de processo licitatório prévio, seja promovido pela concessionária, seja promovido pelo consumidor.

Capítulo 2

CONTRATOS DE CONCESSÃO

2.1 - Conceituação

Inicialmente se conceituará os tipos de contratos usados na regulação tarifária em serviço público, para em seguida descrever as características do Contrato de Concessão hoje utilizado pela ANEEL no setor de energia elétrica no Brasil.

No que se refere ao incentivo à redução de custos, relativo aos contratos de regulação, dois tipos extremos descrevem as opções disponíveis para o regulador.

O tipo de contrato com mais baixo poder de induzir a empresa a reduzir custos, mas o que representa o menor risco para a concessionária, é o contrato de regulação por custo do serviço (*rate of return*). Este contrato caracteriza-se pelo estabelecimento de preços que propicie uma receita para a empresa de modo que esta iguale os custos totais, mais uma taxa de retorno sobre o capital.

Como a taxa de retorno é garantida no contrato, para a concessionária é indiferente entre o custo alto ou baixo.

A falta de incentivo para a redução de custo é a grande crítica desse tipo de regulação.

Para determinar a taxa de retorno da concessionária regulada, o regulador deve descobrir qual a receita que a empresa deve obter. Para isso, deve observar o histórico de custos, e não permitir custos excessivos ou injustificáveis. Deve também conhecer o seu estoque de capital, para sobre este valor, aplicar uma taxa de retorno "correta" a esse capital.

Essa taxa de retorno, em geral, é determinada observando-se o retorno de investimentos com riscos similares, e consiste em um ponto polêmico do processo regulatório.

Uma crítica à regulação pelo custo do serviço é que a determinação de uma taxa de retorno para o capital acima do custo de oportunidade deste, cria um estímulo para que a empresa aumente excessivamente o seu estoque de capital, pois, todo este estoque é remunerado à taxa de retorno acima do custo de oportunidade. Por outro lado, uma taxa de retorno abaixo do custo de oportunidade do capital inviabiliza a atividade de qualquer empresa neste setor. A acumulação excessiva de capital nesta situação é conhecida como efeito Averch-Johnson (1962).

Sendo o outro extremo dos tipos de contrato no que se refere à relação entre tarifa e custos, a regulação por limite de preços não leva em consideração os custos da empresa.

Todas as reduções de custo se convertem em aumento no lucro desta. Neste caso, o regulador estabelece um teto para o preço da energia, e permite que a empresa ajuste seus preços de modo que o teto seja respeitado, com a possibilidade destes preços serem ajustados para baixo – *Preço Teto (price cap)*.

Na regulação por limite de preços a série histórica de custos não interessa ao regulador para a determinação da tarifa, pois este pretende induzir o regulado a reduzir custos.

Logo, o preço é determinado pelo regulador tendo em vista um nível desejado de custos e, portanto o regulador está olhando para frente e não para trás, como faz na regulação por custo de serviço.

Uma segunda diferença entre os dois tipos de regulação é que o intervalo entre as revisões regulatórias por *preço teto* é exógeno, enquanto que na regulação por custo de serviço as revisões são em geral convocadas por uma das partes.

As tarifas são reajustadas pela fórmula Índice de preço - X, ou seja, os preços aumentam de acordo com o índice contratual e, são reduzidos por um fator que estima o aumento de produtividade no período.

Qualquer caso intermediário entre os dois tipos de contrato regulatório descritos anteriormente é chamado de regulação por incentivo ou *Incentive Regulation*. Neste tipo de regulação os preços são ajustados de modo que aumentos no custo da empresa são apenas parcialmente repassados para a tarifa. Da mesma forma uma redução nos custos causa um decréscimo nas tarifas fazendo com que a taxa de retorno aumente apenas parcialmente.

Logo, mudanças na taxa de retorno, acima ou abaixo de uma dada marca, provocam uma variação nos preços que faz com que a empresa fique com uma parcela dos ganhos ou das perdas e outra seja repassada para os preços, de modo a, parcialmente, garantir a taxa de retorno. Com este tipo de contrato a empresa tem incentivos parciais para reduzir custo e aumentar eficiência, já que uma fração apenas da redução de custo se transforma em aumento da taxa de retorno.

Após descrever os tipos de contrato de regulação, uma questão que naturalmente se coloca é sobre qual contrato usar. Ao se considerar a situação onde o regulador conhece toda a estrutura de custo da empresa, a resposta é simples: o regulador usa um contrato do tipo limite de preço onde a tarifa estabelecida é suficiente para cobrir o custo da empresa se essa operar da forma mais eficiente possível.

Qualquer perda de eficiência será traduzida em um menor lucro para esta e, portanto tem um forte incentivo para reduzir custo.

Em uma primeira situação o regulador pode oferecer um contrato *price cap* e determina uma tarifa que cobre o custo de forma eficiente. Caso a empresa seja do tipo eficiente, ela aceita o contrato e obtém uma tarifa que cobre seus custos. Caso seja do tipo ineficiente, ela não aceitará o contrato, alegando que a tarifa é insuficiente para remunerar corretamente seu capital.

Caso o regulador esteja disposto a renegociar a tarifa para garantir a prestação do serviço, a empresa do tipo eficiente também declarará ser do tipo ineficiente para se engajar na negociação. Enfim, esta estratégia do regulador não garante a prestação do serviço nem modicidade tarifária e por isso é inadequada.

Uma segunda situação que evita o problema anterior é o regulador oferecer um contrato *price cap*, com uma tarifa suficiente para remunerar uma empresa do tipo ineficiente, onde ambas aceitariam o contrato. Aquela do tipo ineficiente teria lucro econômico zero (a tarifa cobriria os custos e remuneraria o capital pelo custo de oportunidade deste), enquanto a outra eficiente teria lucro econômico maior que zero, ou extraordinário, algo não desejado pelo regulador, pois, haveria espaço para uma redução de tarifa.

De qualquer modo há um avanço em relação à situação anterior, pois a prestação do serviço é, ao menos, garantida.

Com a implantação de um novo modelo para o setor elétrico, instituído por diversas leis, principalmente as Leis nº 8987, de 13 de fevereiro de 1995, e nº 9074, de 07 de julho de 1995, foram adequadas e reguladas as relações entre órgão regulador/fiscalizador, concessionárias e consumidores, consubstanciadas inclusive nos contratos de concessão, deflagrando o processo de reestruturação institucional, societário e patrimonial do setor elétrico.

2.2 - Contrato de Concessão do setor elétrico brasileiro

A partir de 1995, os contratos de concessão foram assinados entre a União e concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em atendimento aos comandos legais, os contratos dispõem sobre compromissos vinculados à concessão e ao serviço. Nesse sentido, foram estabelecidas questões sobre regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços prestados.

Da mesma forma o contrato de concessão definiu os mecanismos para alteração das tarifas de energia elétrica, que permitem ao regulador o estabelecimento de uma estrutura tarifária compatível com a regulação por incentivos, quais sejam: reajuste tarifário anual, revisão tarifária extraordinária – RTE e revisão tarifária periódica - RT.

Uma vez apresentados os mecanismos de reajuste, ressalta-se que as tarifas aplicáveis na prestação dos serviços são gerenciadas pelas concessionárias, sendo facultada a cobrança de valores inferiores ao estabelecido, desde que não comprometam a qualidade do serviço e, tampouco, sejam objeto de pleitos compensatórios para recuperação do equilíbrio econômico-financeiro.

Para fins de reajuste anual, a receita da concessionária foi dividida em duas partes, ou seja, Parcela A e Parcela B.

A Parcela A correspondente aos custos da quota da Reserva Global de Reversão - RGR; quotas da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, encargos da compensação financeira pela exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, valores relativos à fiscalização dos serviços concedidos, compra de energia e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica para revenda, entre outros, ou seja, custos não gerenciáveis.

A Parcela B corresponde ao valor remanescente da receita da concessionária, excluído o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, após a dedução da Parcela A, ou aqueles custos de responsabilidade e gestão da empresa.

Assim tem-se:

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm X)}{RA0}$$

onde:

VPA1 - Valor da Parcela A, considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do "Mercado de Referência", aqui entendido como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na "Data de Referência Anterior" e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPB0 - Valor da Parcela B, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

onde:

VPA0: Valor da Parcela A referida, considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, o poder concedente estabelecerá novo índice a ser adotado, e;

X - Número índice definido pelo poder concedente, a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

O reajuste tarifário anual ocorre no período entre revisões tarifárias, o que permite à empresa internalizar os ganhos advindos da redução de custos gerenciáveis. Caso alcance tais ganhos, esses são apropriados integralmente até a próxima RT, o que é coerente com a regulação por incentivos.

Além disso, é fundamental garantir que o valor econômico dos custos gerenciáveis (Parcela B), em termos reais, não se deteriore, com a aplicação de reajuste desta parcela pela inflação (IVI).

Já a parcela dos custos não gerenciáveis (Parcela A) – custos pass-through, são repassados diretamente às tarifas.

O mecanismo de revisão tarifária extraordinária permite que o regulador restabeleça o equilíbrio tarifário apenas quando ocorre um evento que foge ao controle dos agentes, ou seja, algo imprevisível ou de consequências incalculáveis, como foi o caso do racionamento ocorrido em 2001, que levou o governo a realizar um plano de recuperação do equilíbrio econômico financeiro dos agentes do setor, denominado Acordo Geral do Setor Elétrico Brasileiro (Lei nº 10.438/2002).

No momento da revisão periódica, são reavaliados pelo regulador os itens gerenciáveis (Parcela B), que incluem os custos de operação (pessoal, material, serviço de terceiro e outros), além da remuneração do capital e da quota de reintegração.

Além disso, na RT foi estabelecido um Fator X que identifica os ganhos de produtividade na área de concessão que serão subtraídos da tarifa nos reajustes subsequentes.

A Revisão Tarifária corresponde ao cálculo da seguinte equação:

$$RT = \frac{\text{Receita Requerida} - \text{Outras Receitas}}{\text{Receita Verificada}}$$

onde:

Receita Requerida: receita compatível com a cobertura de custos operacionais eficientes e com um retorno adequado para o capital prudentemente investido;

Outras Receitas: receitas que não decorrem exclusivamente das tarifas e;

Receita Verificada: receita estimada para o ano-teste, considerando-se as tarifas vigentes.

RECEITA REQUERIDA

Parcela A		Parcela B
Custos Não Gerenciáveis	+	Custos Gerenciáveis
Encargos Setoriais		Custos Operacionais Eficientes
Encargos de Transmissão		Custo de remuneração do Capital
Encargos de Distribuição		
Energia Comprada		Quota de Reintegração

Para o cálculo da RT e do Fator X, são utilizados os conceitos, critérios e procedimentos estabelecidos nas metodologias descritas a seguir e, devido a sua complexidade, percorridas breve e resumidamente na seqüência, como segue:

1. Custos operacionais eficientes;
2. Estrutura ótima de capital;
3. Taxa de remuneração do capital;
4. Base de remuneração regulatória;
5. Outras receitas;
6. Fator X;
7. Relação entre qualidade de energia e investimentos; e
8. Perdas de energia.

2.3 – Critérios e procedimentos estabelecidos nas metodologias

2.3.1 - Determinação dos custos operacionais eficientes

A metodologia adotada para determinação dos custos operacionais eficientes foi o Modelo da Empresa de Referência – ER e fundamentada na elaboração dos processos e atividades desenvolvidos por uma distribuidora de energia elétrica, para garantir que o serviço seja prestado a um nível de qualidade mínimo.

A ER é única para cada área de concessão, cumprindo o papel necessário para manter inalterada a vida útil das instalações vinculadas à prestação do serviço, considerando a extensão da rede e os ativos específicos, bem como a gestão comercial e as atividades de direção de administração central e regional.

O conceito de ER está associado a três premissas básicas: eficiência de gestão; consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos; e de condições específicas para cada área de concessão.

2.3.2 - Caracterização da empresa de referência

2.3.2.1 - Pessoal

A estrutura organizacional ótima foi estabelecida considerando a definição dos postos de trabalho, a dotação de recursos humanos para cada um deles e a respectiva remuneração a valores de mercado. Este é um item importante no montante considerado, e na prática representa mais de 50% dos custos operacionais das distribuidoras, incluindo pessoal terceirizado.

O organograma da Empresa de Referência foi composto de: Conselho de Administração; Conselho Fiscal; Presidência, que responde pela direção superior, o controle da gestão e inclui o assessoramento legal e de relações institucionais; Diretorias, que inclui as áreas técnicas, comerciais, administrativa e financeira; e

Gerências Regionais, envolvendo a operação e manutenção, com as respectivas unidades de O&M, as áreas comerciais, envolvendo os escritórios comerciais e a administração e logística.

Com base nessas funções básicas de uma empresa de distribuição, foi definido um esquema de organização padronizado, estabelecido para as Empresas de Referência de cada área de concessão, suportado em levantamento de uma amostra de concessionárias brasileiras.

O dimensionamento das estruturas padrões foi estabelecido considerando-se os resultados do levantamento. Foram então realizados ajustes adicionais na estrutura que dependiam das características de cada concessão.

O número de instalações e o número de clientes constituíram-se em parâmetros fundamentais para dimensionar a estrutura, relacionado com o processo comercial e de operação e manutenção.

No que tange aos custos associados à prestação do serviço, foram considerados os valores de mercado.

Quanto aos valores de pessoal, considerou-se o porte da empresa, a região que pertence à concessão e o custeio com recursos próprios. Os salários de referência foram apurados a partir de uma pesquisa com nível de representatividade nacional e regional, observando-se amostras para vários portes de empresas concorrentes da mão-de-obra do setor elétrico.

Uma vez que o processo de revisão tarifária teve início em 2003, a ANEEL já terminou, por completo, o primeiro ciclo (2003/2006) nas 64 empresas de distribuição de energia elétrica, entrou-se a partir de março de 2007, no segundo ciclo revisional.

Para o 2º ciclo de revisão tarifária, a pesquisa salarial ganhou mais qualidade com aumento do número de sub-regiões e com amostragem de diversos portes de empresa que sejam concorrentes da mão de obra do setor elétrico.

2.3.2.2 - Dados dos ativos

São utilizados dados de ativos da Base de Remuneração Regulatória validada e dados baseados no banco de dados digitais de rede (GIS), o que tornou possível a compatibilidade plena entre os custos operacionais e o investimento prudente e eficiente determinado pelo regulador evitando a assimetria da informação.

2.3.2.3 - Dados de clientes

Utilizou-se o banco de dados digitais (GIS) para obter maior precisão quanto à localização geográfica dos clientes.

2.3.2.4 - Estrutura central

O levantamento do formato e do dimensionamento das estruturas centrais foi baseado em amostra das concessionárias no Brasil. Com base nesse levantamento, foram realizados ajustes na estrutura, que dependeram das características de cada concessão.

2.3.2.5 - Cálculo de processos comerciais

Os processos e atividades comerciais envolveram os gastos relativos às atividades de leitura, envio de contas, documentos e cobrança, além de gastos com pessoal de central de atendimento (call center).

2.3.2.6 - Cálculo do processo de O&M

Os custos foram calculados a partir de dados da rede de distribuição segmentada por níveis de tensão, segundo a localização e em instalações urbanas e rurais.

2.3.2.7 - Materiais, serviços, instalações e receitas irre recuperáveis

O dimensionamento da ER contemplou todos os materiais e serviços necessários para o desempenho das atividades de administração, operação e manutenção desenhadas para uma empresa eficiente.

Foram incorporados os custos de investimentos e manutenção em bens móveis e imóveis, assim como, investimento de curto período para recuperação (hardware, software), além de toda a infra-estrutura de edifícios de uso geral.

Quanto às receitas tidas como irre recuperáveis, foi definido um percentual máximo regulatório, admitido como provisão.

2.3.3 - Determinação da estrutura ótima de capital

Para a estrutura ótima de capital tomou-se por base dados comparativos das empresas de distribuição dos países que utilizam o regime regulatório de preços máximos (Argentina, Chile, Brasil, Austrália e Grã-Bretanha).

A partir da análise do comportamento da relação capital de terceiros/capital total dessas empresas, foi obtida a estrutura ótima de capital para as concessionárias brasileiras de distribuição.

Como capital de terceiro foi considerado o valor contábil do Passível Exigível (obrigações de curto e longo prazo – fornecedores, empréstimos e financiamentos), enquanto que para o capital próprio, utilizou-se o Patrimônio Líquido contabilizado. Conseqüentemente o capital total da empresa foi dado pela soma do capital próprio e de terceiro.

O regulador procedeu, ainda, um ajuste necessário para que fossem considerados os benefícios advindos da utilização de recursos subsidiados pela Reserva Global de Reversão - RGR na composição do capital de terceiro.

2.3.4 - Taxa de remuneração do capital

Dentre os métodos padronizados para determinar a taxa de retorno de um empreendimento, o de maior consenso é o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC – sigla em inglês) em combinação com o Capital Asset Pricing Model (CAPM), cuja taxa de retorno do empreendimento é a média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do negócio.

Dois são os fatores que podem afetar o custo de capital e, conseqüentemente, a taxa de remuneração. A estrutura de capital e os impostos. O primeiro fator afeta a taxa de retorno, pois, entra diretamente na fórmula da WACC, determinando pesos nos custos de capital além de causar impacto sobre diversos riscos, como por exemplo, o risco financeiro.

Já os impostos, afetam a taxa de retorno na medida em que os mesmos podem ser aplicados antes, depois e até numa fase intermediária no cálculo do WACC. Vale ressaltar que, do ponto de vista do investidor, o que interessa é a taxa de retorno líquida após todos os juros e tributos pagos. Por essa razão a ANEEL optou pela utilização da taxa de retorno após os impostos (Imposto de Renda e Contribuição Social).

Para determinar a taxa de retorno que o investidor requer, é preciso também apurar os custos do capital próprio e o custo da dívida.

A opção feita pela ANEEL foi o modelo CAPM, cujo método assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente **beta**³, o qual mede a volatilidade e indica a covariação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado.

³ O beta reflete os diversos tipos de risco sistêmico: risco do negócio e o risco financeiro.

Para depurar matematicamente o modelo CAPM é necessário se apurar diversos tipos de riscos os quais serão descritos, sucintamente, uma vez que para cada um existe uma fórmula associada.

Seguem as definições:

Taxa Livre de Risco: é a remuneração ao custo do tempo, isto é, a remuneração exigida pelo investidor por abrir mão da liquidez corrente em troca de uma liquidez futura (bônus do governo americano).

Prêmio de Risco de Mercado: mede a diferença entre o retorno esperado no mercado acionário e o retorno de títulos livre de riscos (S&P500).

*Prêmios de Risco do Negócio*⁴, *Financeiro*⁵ e *Regulatório:* uma vez que não se esta usando um mercado acionário local, faz-se necessário estimar o **beta** também no mercado americano com os devidos ajustes para incorporar os riscos adicionais pertinentes.

Prêmio de Risco País: risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país de economia emergente (EMBI+BR)⁶.

Prêmio de Risco Cambial: risco incorrido no Brasil, devido ao regime de câmbio flutuante, no momento em que o investidor se depara com uma taxa de câmbio que não reflete uma situação de equilíbrio, como a condição de paridade coberta da taxa de juros.

Prêmio de Risco de Crédito: spread sobre a taxa livre de risco que pagam as empresas com a mesma classificação de risco das distribuidoras brasileiras (Ratings da Moody's)

⁴ O risco do negócio pode ser definido como o grau de incerteza em relação ao retorno do negócio, que não pode ser eliminado.

⁵ O risco financeiro é o risco adicional devido ao uso de capital de terceiro no financiamento do projeto.

⁶ Emerging Markets Bonds Index relativo ao Brasil.

2.3.5 - Base de remuneração regulatória

A base de remuneração regulatória foi composta pelos ativos da concessionária compreendendo os seguintes itens: ativo imobilizado em serviço avaliado e depreciado, almoxarifado, ativo diferido e obrigações especiais. Para o 2º ciclo tarifário foram adotadas as seguintes premissas:

- a) base de remuneração aprovada do 1º ciclo dever ser blindada;
- b) da base blindada devem ser excluídas as baixas ocorridas entre os ciclos;
- c) após exclusão, os valores remanescentes devem ser atualizados pelo IGP-M;
- d) deve ser levado em conta o efeito da depreciação acumulada;
- e) as adições entre ciclos devem ser consideradas;
- f) os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados com os valores das inclusões ; e
- g) os aperfeiçoamentos propostos na Resolução ANEEL nº 234 não se aplicam à Base de Remuneração validada no 1º ciclo, exceção as baixas, depreciação e atualização monetária.

2.3.6 - Outras receitas

São as receitas decorrentes de compartilhamento de infra-estrutura identificadas a partir de contratos dessa natureza.

Não foram consideradas como outras receitas as atividades extraconcessão, serviços cobráveis e taxados, de consultoria e aluguéis de imóveis.

Visando a implementação de incentivo, como manter para a distribuidora a remuneração sobre o capital associado aos ativos compartilhados, foi considerado 90% do valor apurado como redutor tarifário a título de Outras Receitas.

2.3.7 - Fator X

No momento do reposicionamento tarifário, as tarifas são estabelecidas com base no nível de custos e investimentos eficientes para o Ano-Teste, ou seja, o ano tarifário seguinte à data da revisão tarifária.

Entretanto, para os anos posteriores, a concessionária tende a obter ganhos de escala ao atender uma demanda maior com custos incrementais menores. Esse ganho de produtividade não é decorrente de uma maior eficiência na gestão da empresa sobre seus custos operacionais, mas sim de um aumento no mercado atendido.

Em termos práticos, isso significa que a concessionária pode obter uma receita maior sem que os custos correspondentes aumentem na mesma proporção.

Por isso, a bem da modicidade tarifária prevista no contrato de concessão, o efeito do ganho de produtividade foi repassado às tarifas pagas pelos consumidores, através da apuração do Fator X.

Três são os componentes do Fator X, o X_e , o X_a e o X_c .

O componente X_e tem a finalidade de repassar aos consumidores o efeito dos ganhos em virtude do crescimento de mercado, ou seja, por um incremento no consumo dos clientes já existentes ou pela conexão de novos consumidores na área atendida.

O cálculo do componente é realizado pelo método do Fluxo de Caixa Descontado – FCD, sendo igualada taxa interna de retorno ao fluxo de caixa regulatório da concessionária no período tarifário ao custo de capital (WACC).

O componente X_a é composto por índices de atualização monetária aplicados aos custos operacionais, os quais estão divididos em materiais e equipamentos (IGP-M) e à mão de obra (IPCA).

Quanto ao componente X_c , retrata o resultado da apuração do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC.

2.3.8 - Relação entre qualidade de energia e investimentos

Nesse componente, foi utilizada como premissa básica, a comparação do desempenho de empresas por meio do acompanhamento das metas dos indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, definidas com base em atributos representativos das redes de distribuição.

2.3.9 - Perdas de energia

Quanto ao reconhecimento das perdas no processo de revisão tarifária, considerou as perdas globais dos sistemas de distribuição, segregando as componentes de perdas técnicas e não técnicas. A cada novo ciclo tarifário a ANEEL deve propor novas metas, baseadas na realidade de cada distribuidora.

Capítulo 3

REGULAÇÃO POR INCENTIVO

A prática da regulamentação por incentivo nada mais é do que o uso de uma ferramenta, por parte do regulador, para interferir na condução e gerenciamento do regulado, de forma a afetar sua estrutura de preço e conduta gerencial, visando alcançar um determinado desempenho.

Muito empregado naqueles segmentos onde as empresas atuam em condições de monopólio natural, como é o caso do setor de distribuição de energia elétrica, a regulação por incentivo foi introduzida no processo de revisão tarifária, pela ANEEL, objetivando induzir as concessionárias a buscar prudência nos investimentos e eficiência na apuração de custos.

Também visou o regulador, garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes, garantido a determinação de tarifas justas e, acima de tudo, evitar o abuso dominante, por meio de verificação do nível de qualidade do serviço e da legislação aplicável.

3.1 – Princípios básicos

Para que o regulador alcance este objetivo, levando os consumidores a pagarem tarifas justas pelo serviço de distribuição de energia elétrica, dois fatores devem ser lavados em consideração: i) custos operacionais que atendam a critérios de eficiência; e, ii) remuneração de ativos necessários para a boa execução do serviço com qualidade exigida.

Caso o regulador não consiga executar, simultaneamente, estes dois aspectos, corre-se o risco de surgimento de uma situação de risco onde, a missão fundamental do órgão de controle não estará sendo cumprida. Para tanto, é necessária a implementação de regulamentos e, até mesmo, enalidades, para que tarifas adequadas sejam fixadas, além, é claro, de uma medição efetiva da qualidade.

No processo de revisão tarifária, de acordo com o Contrato de Concessão, a ANEEL tem a oportunidade de atuar no âmbito da tarifa, visando um novo valor para a

formação da receita de distribuição, ou seja, a Parcela B. (Nota Técnica 042/2003-SRE/ANEEL - CEMAT, itens 26 e 27, de fevereiro de 2003).

Na determinação da nova Parcela B, mediante aplicação dos fatores eficiência e qualidade, o regulador tem de apurar custos e remunerações que resultem em tarifas que cubram os serviços de distribuição, nas condições contratuais propostas, um hipotético agente entrante que teria de construir toda uma nova infra- estrutura para atendimento de uma determinada área de concessão. (Nota Técnica 042/2003-SRE/ANEEL - CEMAT, item 27, de fevereiro de 2003).

3.2 – Complexidades para implantação da regulação por incentivo

Segundo Laffonte e Tirole (1994), três tipos de restrições são enfrentadas pelos reguladores na formulação e implementação de suas políticas regulatórias: problemas ligados ao fluxo de informação, questões ligadas ao custo das transações e entraves políticos e administrativos.

Quanto ao problema da *desvantagem de informação* do regulador, o mesmo pode ser resumido em duas causas: risco moral e seleção adversa. No primeiro caso, as restrições são consideradas no âmbito interno da empresa, pois, a mesma além de conhecer melhor sua cadeia produtiva, tentará induzir o regulador a assumir seus custos de produção. Em tratando-se de seleção adversa, a informação que a empresa detém, diz respeito a técnica mais avançadas que não chegam ao alcance do regulador. (Nota Técnica 166/2006-SRE/ANEEL, item 14 a 19, de maio de 2006).

Quanto ao aspecto *custo das transações*, o mesmo está relacionado à necessidade que o regulador tem de manter, de forma contínua, o monitoramento das empresas distribuidoras de energia. Esta ação, em tempos passados, era realizada por mecanismos de controle denominados “Prestação Anual de Contas – Pac`s, Relatório de Informações Trimestrais – RIT`s ou Relatórios Padronizados – RP`s”.

Hoje estes instrumentos, apesar de existentes, não apresentam eficácia devido a grande perda de profissionais, com mais experiência, que a ANEEL vem sofrendo

nos últimos anos. Ressalta-se que muito destes trabalhos, são realizados por auditorias contratadas a um custo adicional muito mais elevado que anteriormente.

Portanto, a utilização de mão de obra contratada, por parte da ANEEL, para desenvolvimento de trabalhos de rotina vem apenas a contribuir para o encarecimento do processo administrativo e de transação do órgão regulador.

Não bastasse tal acontecimento, todos os processos envolvendo contratação na esfera Federal, carece de agilidade, pois, estão sujeitos a rígidas normas de licitações que restringem sua operacionalidade.

Em matéria de *restrições políticas e administrativas*, as leis e outros instrumentos legais também restringem a atuação dos reguladores.

No caso brasileiro, isso acontece entre ANEEL e ANATEL quando a questão são os contratos de compartilhamento de infra-estrutura. Aliados a essas restrições administrativas, aspectos políticos também podem obstar a eficácia regulatória.

Como exemplo ocorrido no Brasil, cita-se o momento em que a ANEEL teve seu orçamento contingenciado pelo governo federal e seu corpo diretivo, por muito tempo, esteve incompleto.

3.3 - A autonomia das agências reguladoras

Considerado um dos pilares da regulação por incentivo, a autonomia das agências reguladoras é fundamental para que o regulador possa atuar de forma imparcial, equacionando os interesses das autoridades políticas, empresas prestadoras de serviços e consumidores, sem ser “capturado” por algum deles.

A questão envolvendo independência do regulador não deixa de ser polêmica, uma vez que as agências são criadas pelo próprio governo, o que torna difícil mensurar como e quanto elas poderiam ser totalmente independentes.

De fato nenhuma agência pode ser totalmente independente, mas, o que se pretende é que elas tenham certa autonomia para gerir suas reguladas com base em conhecimento técnico. Suas ações devem ser amparadas por justificativas técnicas e transparentes e, por último, informadas ao governo. Suas diretrizes deverão estar bem definidas, sem ingerência política e, acima de tudo, devem criar um ambiente seguro e estável, onde os investidores possam sentir confiança em depositar seu capital.

Nos Estados Unidos, o órgão responsável pela regulação do setor energético é a *Comissão Regulatória Federal de Energia – FERC*⁷ (sigla em inglês), cujas competências regulatórias não distinguem o setor de combustíveis da energia elétrica. De fato, tanto a transmissão de energia quanto o transporte de petróleo e gás natural passam pelo crivo dessa agência.

A FERC tem papel importante na elaboração de diretrizes gerais para o setor energético, sendo seu dever fiscalizar e licenciar a implantação de projetos voltados à geração hidrelétrica de energia – em todas as esferas federativas.

Dentre as competências de fiscalização, vale citar o monitoramento dos mercados de energia, inclusive com o controle dos atos praticados pelas empresas reguladas.

Contudo, dada a estrutura federativa americana, as competências citadas aplicam-se predominantemente a projetos e estruturas de caráter interestadual – com exceção do licenciamento dos projetos hidrelétricos, assim como, por exemplo, a regulação da distribuição de energia e combustíveis é de competência das Comissões Estaduais⁸, da mesma forma que no Brasil, a distribuição de gás natural também é regulada localmente (Chamber of Commerce – AMCHAM/SP,dez/2006).

No Reino Unido o *OFGEM*⁹ é responsável pela regulação do setor energético, tendo como principais funções o estímulo à competição – no que diz respeito à distribuição direta aos consumidores de gás e eletricidade – bem como, a regulação dos

⁷ FERC – Federal Energy Regulatory Commission.

⁸ State Commissions – em inglês.

⁹ OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets.

monopólios existentes – no caso, dutos e redes de distribuição, as *essential facilities* do setor. O OFGEM também é incumbido do planejamento estratégico, principalmente no que tange aos investimentos em infra-estrutura.

Na Espanha, a *Comissão Nacional de Energia*¹⁰ exerce papel regulatório nos mercados de energia elétrica e combustíveis, líquidos e gasosos. Possui amplas funções consultivas, que podem ou não ter caráter vinculante. No primeiro caso, enquadram-se os planejamentos setoriais e tarifários. No segundo, sem caráter vinculante, seria a notificação das autoridades competentes sobre as operações societárias de empresas ligadas ao setor.

A *NVE*¹¹ é o órgão regulador constituído na Noruega para assegurar a administração dos recursos hídricos, promover a eficiência energética, emitir regulamentos, licenças e zelar de forma integrada com o desenvolvimento energético, a política ambiental. Mediante delegação do Ministério do Petróleo e Energia – MPE, regula a lucratividade das empresas inseridas no ambiente de monopólio natural e de redes, fiscalizando tarifas e relatórios financeiros e técnicos. Atua também no planejamento e segurança das barragens (Chamber of Commerce – AMCHAM/SP,dez/2006).

A *Entidade reguladora dos Serviços Energéticos* – ERSE atua como agente regulador setorial em Portugal, cabendo a ela a regulamentação das atividades relacionadas ao gás natural e à energia elétrica¹², sendo suas atribuições muito semelhantes às ordinariamente encontradas em um agente regulador. Tal situação é encontrada na França onde a *Commission de Regulation de l'énergie* exerce a regulação sobre atividades relacionadas ao uso do gás natural e energia elétrica. Atua na fixação de tarifas, repressão às infrações de ordem econômicas, principalmente, no que se refere aos abusos praticados pelos detentores das infra-estruturas.

Na Itália, a *Auditoria per l'energia elettrica e il gas* desempenha a regulação dos serviços de energia e gás, sendo de sua competência a fiscalização das tarifas

¹⁰ CNE – Comisión Nacional de Energia.

¹¹ NVE – Norwegian Water Resources and Energy Directorate.

¹² Conforme se extrai do artigo 1º de seu estatuto.

praticadas, bem como, da execução dos contratos firmados com os concessionários. O planejamento setorial também é elaborado por esse órgão, assim como, o controle da concorrência entre os agentes por ela regulados.

No México, a regulação do setor energético é semelhante à maioria dos países europeus aqui retratados, ficando a *Comisión Reguladora de Energía* responsável pelos setores de gás e energia elétrica.

No caso brasileiro tratou-se apenas do setor de energia elétrica, onde a figura da agência regulatória começou a surgir a partir de 1993, quando o então governo federal resolveu implementar mudanças visando à reestruturação do setor elétrico nacional.

Com a publicação da Lei 8631/93, foi extinto o sistema de remuneração garantida, criando mecanismos para ajuste tarifário buscando o equilíbrio econômico-financeiro e, já vislumbrando alterações mais significativas no setor, o governo promoveu o grande encontro de contas entre diversos agentes do setor elétrico cujo objetivo era resolver a enorme pendência das concessionárias, denominada Conta de Resultados a Compensar – CRC. Esta medida possibilitou as empresas quitar seus passivos gerados em função do represamento tarifário que ocorria até aquela época.

Também serviu para deixar as concessionárias numa posição financeira mais cômoda, para depois se iniciar o processo de privatização.

Em 13 de fevereiro de 1995, foi publicada a Lei 8987, que dispunha sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175¹³ da Constituição Federal de 1988, onde deveriam a União, os Estados e Municípios promover revisões e adaptações necessárias na legislação relativa à prestação dos serviços públicos, adequando-os a nova lei.

A lei ficou conhecida como Lei das Concessões, onde foram normatizados os procedimentos para outorga de novas concessões, regularizadas as antigas,

¹³ Artigo 175 da CF – “Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.”

estabelecido a figura do serviço adequado, a política tarifária, direitos e obrigações dos usuários, das licitações de novos empreendimentos, do contrato de concessão, dos encargos do Poder Concedente, dos encargos das concessionárias, da intervenção e extinção das concessões e permissões.

O arcabouço legal teve ainda a publicação da Lei 9074, de 07 de julho de 1995, o qual estabelecia normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões dos serviços públicos, sendo que, em seu artigo 25 estava previsto que a renovação das concessões somente teriam eficácia caso os respectivos contratos de concessão estivessem assinados e de acordo com a Lei 8987/95.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, órgão existente para desempenhar tais tarefas, estava obsoleto, sem quadro de pessoal próprio e sujeito ao Ministério de Minas e Energia, que por sua vez, reportava-se ao Ministério do Planejamento, ficando suas decisões prejudicadas, principalmente, pela política de controle da inflação. Portanto, um dos alicerces principais que uma agência reguladora necessita ter, ou seja, a independência, estava totalmente comprometida.

Não bastasse isto, como o quadro de pessoal do DNAEE era formado por técnicos das próprias concessionárias estaduais, o conflito de interesses, deixava o órgão mais fragilizado.

Diante dessa situação e precisando criar um clima propício para a privatização das empresas estatais, o governo, iniciou o processo de implantação das Agências Regulatórias. Em 26 de dezembro de 1996, a Lei 9427 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Criada nos moldes de uma agência reguladora, a ANEEL tinha princípios básicos necessários para desenvolver seu trabalho de forma independente, tendo diretores nomeados para exercer mandatos em períodos distintos dos mandatos de políticos eleitos, sua gestão e decisões eram pautadas em pareceres técnicos, os diretores tinham prazos fixos de permanência nos cargos com restrições para sua remoção,

seu quadro de pessoal era composto por técnicos nomeados a partir de concursos públicos e, a mais importante, era dotada de autonomia financeira com fontes de receitas próprias.

Devido a grande extensão territorial do Brasil, associado ao elevado número de agentes regulados, estava previsto na regulamentação da ANEEL a descentralização de algumas responsabilidades, fato este que deu impulso à criação de diversas agências reguladoras estaduais, entre elas a Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE¹⁴ que, por meio de convênio assinado em 1998, assumiu a fiscalização das concessionárias de geração (principalmente na área das Pequenas Centrais Hidroelétricas – PCH's), distribuição, cooperativas rurais e ouvidoria, sendo esta última, a primeira instância para solução de problemas existentes entre concessionárias e seus respectivos consumidores.

Além das responsabilidades já citadas, a ANEEL teve, em atendimento as cláusulas do contrato de concessão, o compromisso de desenvolver uma metodologia capaz de operacionalizar o processo de revisão tarifária, desafio este até então não aplicável no setor elétrico e de fundamental papel na segurança do arcabouço regulatório, pois, estando em curso um processo de privatização do setor, tal mecanismo de ajuste tarifário a ser posto em prática, sinalizaria aos investidores estrangeiros, a remuneração a qual estaria sujeito o capital investido, a determinação dos custos operacionais eficientes e sua estrutura ótima de capital.

Como o processo de privatização encontrava-se em andamento, tendo sido vendidas às concessionárias LIGHT e ESCELSA, o desenvolvimento da metodologia revisional se fazia cada vez mais necessário, pois, na medida em que se privatizavam as concessionárias, começava a contar o prazo para aplicação do ciclo de revisão tarifária, conforme previsto no contrato de concessão.

Assim sendo, a ANEEL juntamente com consultores internacionais, desenvolveram uma metodologia baseada em custos eficientes e investimentos prudentes.

¹⁴ Em 2007 a CSPE passou a se chamar ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia Elétrica do Estado de São Paulo, fato ocorrido em função da agregação do saneamento básico como novo setor incorporado em suas funções regulatórias.

A partir de 2003, as agências regulatórias tiveram seu desempenho prejudicado por ocasião da mudança de um governo neoliberal por outro mais de esquerda, com ideais estatizantes e acima de tudo, centralizador. Este fato foi determinante para trazer incertezas e insegurança não só ao setor elétrico, mas ao país de um modo geral. Num primeiro reflexo, a agência passou a ficar subordinada ao Ministério de Minas e Energia – MME, órgão incumbido da política e diretrizes do setor elétrico nacional.

A ANEEL necessitando avançar com o processo de revisão tarifária, recebeu um duro golpe, pois, com a publicação da Lei 10438, de 26/04/2002, sua receita oriunda da aplicação de penalidades, foi desviada para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, gerenciada pela Eletrobrás com a finalidade de fomentar projetos de universalização de serviços de energia, subvenção a baixa renda e ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, por meio do PROINFA¹⁵. Num segundo instante, a agência teve parte de sua receita, proveniente do recolhimento da Taxa de Fiscalização¹⁶, contingenciada.

Não bastasse o problema orçamentário, o diretor da ANEEL sofreu pressão para renunciar, o que não ocorreu, porém, essa disputa entre agência e governo, dificultou a atuação do órgão regulador. Assim mesmo, o trabalho de desenvolvimento da metodologia da revisão tarifária terminou e, entre 2003 e 2006, realizou-se o primeiro ciclo revisional.

Dessa forma, caracterizou-se a expressão “regulamentação” onde se procurou mostrar sua teoria, seus aspectos de complexidade, sua abrangência, seu tipo de eficiência, a estrutura de mercado para aplicação da regulamentação e o fator autonomia das agências como principal agente para decisões imparciais.

Dentro do tópico das agências reguladoras, sucintamente, foram descritas as diversas características das agências situadas na Europa, América do Norte e Latina,

¹⁵ PROINFA – Programa de Incentivo a Fontes Alternativas.

¹⁶ Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – encargo tarifário recolhido pelas concessionárias com a finalidade de prover recursos para o cumprimento das atividades da ANEEL, seu percentual é de 0,5% aplicado sobre a receita líquida da empresa.

com ênfase maior na criação do órgão regulador brasileiro responsável pelo setor elétrico, ou seja, a ANEEL.

3.4 - Métodos de regulação tarifária visando à busca do incentivo

Em tratando-se de regulação por incentivo, pode-se dizer que existe um procedimento comum entre os diversos métodos de regulação, ou seja, a técnica empregada sempre busca a comparação de um fator de desempenho com algum desempenho dito como padrão ou objetivo a ser atingido.

A sistemática denominada *taxa de retorno* (rate of return – ROR), também conhecida como *custo do serviço*, é caracterizada pela cobertura integral dos custos de operação e de capital. Para evitar o excesso de ganhos, o regulador deve procurar uma taxa de retorno que contemple a razoabilidade, atratividade e simplicidade (Pires, José.C.L; Piccinini, Maurício S, 1998).

Por meio da definição da taxa de retorno pode-se, indiretamente, determinar os preços, uma vez que, estes serão reajustados sempre que for necessário recompor o nível de receita condizente com a taxa de retorno estabelecida pelo regulador.

Entretanto, esta é a maior dificuldade para o regulador, levando-se em conta o problema da assimetria da informação e quais parâmetros devem ser considerados para se chegar a uma remuneração justa. Em alguns países que utilizam esse método, se fixa a taxa através de lei, como no caso do Brasil até meados da década de 90.

Um dos problemas mais comuns é a dificuldade de apuração da base de remuneração, sendo, muitas vezes, utilizados os custos históricos, o que leva o regulador a um intenso processo de monitoramento dos dados das concessionárias, o que nem sempre é possível.

Sua aplicação não gera incentivos ou economia de custos, mas beneficia empresas ineficientes, uma vez que cobre todas as despesas operacionais incorridas. Este

método foi utilizado no Brasil até 1994, associado à remuneração garantida de 12% sobre o retorno do investimento.

Naquela época o país apresentava fortes índices de inflação e utilização de mecanismo de controle de preços via tarifas públicas, o que levou as concessionárias a gerarem grandes déficits de remuneração, perdendo totalmente sua capacidade de investir no setor.

Com a mudança do modelo iniciada pelo RESEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e, posteriormente, com a implantação da metodologia introduzida pela Coopers & Librand, este método foi descartado.

A tarifação pelo custo marginal é aquela em que se procura transferir para o consumidor, apenas o custo incremental necessário para o atendimento do sistema. Sua vantagem, está na diferenciação das tarifas por classe de consumidores, postos tarifários (seco, úmido, ponta e fora de ponta, azul, verde), níveis de tensão e regiões geográficas. No Brasil, adotou-se tal método baseado nas teorias do chamado “livro verde”.

No caso do *preço limite ou preço teto* (price cap) o modelo parte da fixação do preço teto, para cada ano, com possibilidade de correção por índice pré-definido e aplicação de um fator de eficiência X.

Para cada ano é estabelecido um novo teto, baseado no ano anterior ajustado pelo fator de correção menos o fator de eficiência determinado pelo órgão regulador.

Pode-se também, acrescentar a figura de outro fator, que aqui foi chamado de K, que possibilita a correção ocorrida por fatores exógenos que venham afetar os custos operacionais das empresas.

Após as mudanças surgidas em 1994, passou-se a ser adotada esta metodologia no Brasil, sendo que, no setor elétrico não existe o fator K, porém, na metodologia utilizada no setor de distribuição de gás no Estado de São Paulo, aplica-se tal fator de ajuste, no decorrer do ciclo de revisão tarifária.

A principal vantagem da adoção do preço teto é a redução do risco de captura do regulador em função de menor exposição à assimetria da informação e o maior incentivo à eficiência, uma vez que o regulado pode apropriar-se da diferença entre seus custos e o teto fixado pelo regulador.

O método conhecido como *receita limite* (revenue cap) é aquele em que se estipula um limite máximo de receita para determinada empresa onde o regulador possibilita um ganho maior, caso o regulado minimize seus custos. Essa prática é utilizada no segmento de transmissão de energia na qual a concessionária recebe pela prestação do serviço, uma Receita Anual Permitida (RAP),

Porém, esse método tem se mostrado oneroso, uma vez que o encargo de transmissão é um dos componentes mais pesados da composição da Parcela A (custos não gerenciáveis) quando da aplicação de reajustes tarifários. Inicialmente no setor elétrico brasileiro, a receita das transmissoras era calculada de forma constante durante todo o período de análise e prestação do serviço, porém, a ANEEL percebendo o ganho excessivo das empresas de transmissão, mudou a sistemática cortando pela metade a receita do serviço após o décimo quinto ano de operação.

Outro aspecto negativo da receita limite é a limitação da competição e o grande incentivo a cartelização. Contudo esta metodologia requer várias definições por parte do órgão regulador tais como: indexador de preços, fator de produtividade, tempo entre ajustes do preço e formas de melhoria do serviço.

Em se tratando de *escala móvel* (sliding scale), a taxa de retorno permitida para cada empresa é comparada com uma taxa de retorno de referência que se encontra dentro de uma banda especificada.

Durante o período de regulação, a taxa de retorno vigente pode variar dentro da banda sem causar ajustes nas taxas, entretanto, se a taxa de retorno sair da banda, é ativado um mecanismo de repartição de lucros ou revisão nas taxas. Esta

metodologia ainda pode ser combinada com os métodos de preço limite ou receita limite.

Sua desvantagem refere-se ao custo regulatório elevado, semelhante aquele incorrido na versão tradicional de tarifação pelo custo do serviço, com acompanhamento contábil intenso e sujeito à assimetria da informação.

No pratica conhecida como *Benchmarking* o desempenho de um determinado agente é comparado com outros participantes do mesmo mercado de atuação das empresas, podendo também, ter sua eficiência comparada com empresas de outro ramo, desde que tenham situações semelhantes a ponto da confrontação ser válida.

Podem-se usar métodos estatísticos para ajustar as diferenças existentes entre mercados sobre os quais um agente não tem qualquer controle. Na aplicação deste método, admitem-se recompensas para as empresas cujos custos são eficientes e estejam próximas da fronteira de lucros adicionais ou penalidades para aquelas que tem desempenho abaixo da média estabelecida.

Esta prática pode ser combinada com métodos envolvendo taxas de retorno ou preço máximo, tornando-se assim, um modelo híbrido.

Cuidados especiais devem ser tomados com as análises estatísticas, levando-se em conta as condições macroeconômicas, geográficas, demográficas e históricas.

No método denominado *yardstick competition*, o desempenho da empresa regulada é comparado com um grupo de empresas do mesmo segmento de atuação. Proposto por Shleifer (1985) pode ser usado para promover competição indireta entre empresas sob regulação operando em mercados separados dentro de uma mesma extensão territorial.

Utilizado no setor elétrico chileno e de águas no Reino Unido, tem como principal preocupação, o grau em que as empresas podem ser comparadas em seu ambiente de operação e até que ponto as diferenças entre as empresas comparadas, podem ser ajustadas.

Existem ainda outros métodos onde o incentivo é buscado por meio de ajustes de preços e mudanças nos custos, levando-se em conta para tal, um ano base ou de referência¹⁷.

Pode-se citar também, a utilização do sistema de *menu de contratos* mais utilizado para diminuir o problema de assimetria da informação, pois, neste esquema o regulador oferece uma gama de incentivo associado ao bem estar do consumidor e à medida que a empresa faz sua escolha quanto aos incentivos, o regulador vai delineando seu perfil e preferências de acordo com o aumento de benefícios ao consumidor (Danni, Luciano; Moita, Rodrigo, jun/2006).

Por último, a metodologia de *metas alvo* tem como objetivo, perseguir aspectos específicos da operação de uma empresa buscando promover eficiência técnica ou na qualidade dos serviços.

Em suma, trata-se de procedimentos mais focados em metas localizadas ou finalidades pré-estabelecidas.

3.5 - Características e propriedades da regulação por incentivo

Em termos de regulação por incentivo sua característica básica é, sem dúvida, a oportunidade do regulado em manter lucros adicionais.

Do lado do regulador, o desafio maior é saber quanto lucro adicional é necessário para induzir o regulado a melhorar seu desempenho e, se o adicional de eficiência adquirida, vale os lucros adicionais permitidos.

O nível de incentivo vai depender do grau de esforço que o regulado terá de fazer para capturar o ganho adicional, ou seja, tarefas de menor esforço para ganhar eficiência, requerem menos incentivos daquelas de maior esforço e grau de complexidade.

¹⁷ Trata-se do método conhecido como Ajuste Parcial de Custos (partial cost adjustment).

Reguladores podem usar algumas maneiras de incentivos para permitir que as empresas ganhem lucros extras. Uma abordagem é permitir que o regulado mantenha uma parte dos ganhos que estão acima do custo de capital.

No caso de regulação por preço, o regulado é autorizado a manter todos os ganhos, mas também é obrigado a suportar todos os custos se os mesmos estiverem abaixo do custo de capital. Isto é chamado de regime de incentivos de alta potência.

Em utilizando-se a prática de partilha de ganhos, o regulado mantém a maior parte do lucro adicional, referenciado a diferença entre o rendimento real e o custo de capital. Regimes em que o regulado mantém parte dos ganhos são denominados incentivos de baixo potencial.

Outra abordagem é aquela em que o regulador permite que a empresa mantenha a diferença entre receitas e o custo de capital por algum período de tempo antes de ajustar o nível de preço. Este espaço temporal é chamado *lag regulatório*, mais claramente, é o tempo em que o regulado suporta determinada situação e a data de revisão dos preços.

No Reino Unido, o *lag regulatório* somente acontece quando os ganhos são alinhados com o custo de capital, sendo, o tempo entre revisões, chamado de período de transição (Pires, José.C.L; Piccinini, Maurício S).

A definição do prazo e o nível de preço são ferramentas cruciais para a redução dos riscos regulatórios e o balanceamento dos benefícios entre agentes, pois, intervalos muito curtos entre ajustes, poderiam diminuir a oportunidade de apropriação de ganhos, enquanto, tetos altos beneficiariam as concessionárias, mas não permitiria aos consumidores partilharem ganhos, devido a não previsão de baixa nos custos.

Outro cuidado a ser tomado pelos reguladores, é o chamado efeito Averch-Johnson isto é, se a taxa de retorno permitida é maior que o custo de capital real, o regulado tem um incentivo para aumentar o retorno aos acionistas ou são estimuladas a

investir mais, pois, a sobre-utilização do capital proporciona uma remuneração superior à depreciação do capital, gerando assim, um aumento nos investimentos.

Por fim, pode-se citar como característica da metodologia por incentivo, as questões relativas a eventos extraordinários e o tratamento dos custos controláveis e não controláveis.

A primeira preocupação é como tratar o impacto da ocorrência nos ganhos do agente. Dependendo do método utilizado, o regulador poderá espalhar o efeito extra no decorrer do tempo ou ajustá-lo conforme a proporção do efeito na empresa por meio de ajustamento dos preços.

A segunda citação trata-se dos custos que o regulado pode exercer controle ou não. Em alguns casos, o regulador permite que os custos não controláveis sejam repassados aos clientes, caso este, relacionado com o modelo brasileiro de Parcela A – custos não gerenciáveis: conta de consumo de combustível, custos de transmissão, energia comprada, encargos tarifários e taxa de fiscalização.

3.6 - Necessidade de uma revisão de preços

Todo método de regulação por incentivo tem seu momento certo para realização de uma revisão de preços, caso contrário, muitas alegações feitas neste trabalho perderiam sua razão de ser.

Como já mostrado acima, o espaço de tempo para realização da revisão de preço é fundamental para evitar problemas de riscos e perda ou ganho de benefícios para qualquer dos lados envolvidos, quer seja empresa, regulador ou consumidor.

Os pontos a serem repensados num processo revisional são a avaliação do método atual aplicado, implementação de novos controles e, principalmente, tomar os cuidados necessários para que as alterações praticadas, não causem novas incertezas no ambiente regulatório.

Em determinados países, como o Reino Unido, a revisão dos preços começa dois anos depois de fixado o nível adequado, sendo recolhidos dados sobre os custos, investimentos, previsões de mercado para projeções da receita, além de simulações de fluxo de caixa.

Após análise dos elementos recolhidos e, com bastante antecedência, é dado um prazo para que o regulado conteste o resultado final dos estudos realizados, de maneira que, ao terminar o processo de apelação, possa ser implantado um novo nível de preço.

Obviamente, durante o período de revisão, são dadas diversas oportunidades para que os interessados no processo possam expressar suas idéias de forma a subsidiar a decisão final, bem como, o regulador é obrigado a explicar suas conclusões.

Normalmente, o prazo entre revisões, é de quatro ou cinco anos, dependendo da confiança que o regulador tem nos parâmetros de controle de preço, estabilidade econômica e no agente regulado.

Nos Estados Unidos, onde é utilizado o método de taxa de retorno, o tempo entre revisões é dado pelo momento em que os baixos rendimentos estão desalinhados com a taxa de custo de capital. Neste momento são chamados, o regulado e um grande consumidor, para que sejam questionados se os ganhos estão ou não em sintonia com o custo de capital. Se isso acontecer, então o regulador abre um processo revisional.

Em termos de Brasil, as revisões tarifárias acontecem de quatro em quatro anos, tendo ocorrido à primeira no período decorrido entre 2003 e 2006.

A partir de março de 2007, teve início o segundo ciclo tarifário no setor elétrico brasileiro, tendo seu prazo de encerramento previsto para 2010.

Outra característica do modelo brasileiro é a adoção da metodologia por incentivo baseada no preço teto – price cap, associado ao modelo de custo médio ponderado de capital em combinação com o CAPM¹⁸.

¹⁸ WACC – Weighted Average Capital Cost.
CAPM – Capital Asset Pricing Model

Capítulo 4

METODOLOGIA UTILIZADA NO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

O objetivo principal da regulação econômica é traduzir os efeitos do desempenho das concessionárias distribuidoras, de forma a mostrar os resultados da pressão exercida por um ambiente de concorrência, apesar da ocorrência do monopólio natural.

No Brasil, o modelo adotado é o regime tarifário balizado por preços máximos (*price-cap*) por meio de políticas de incentivo, onde as regras econômicas buscam aproximar a atividade privada à prestação do serviço público, sem deixar de buscar a qualidade e o maior benefício possível ao consumidor e a modicidade tarifária.

No setor elétrico procurou-se estabelecer custos associados a uma gestão eficiente, onde o regulador buscou afastar os conceitos invasivos ou sujeitos à elevada assimetria de informação, cabendo a concessionária fornecer os dados aos quais o regulador tem acesso parcial ou limitado.

Evitou-se também a adoção de uma postura preventiva ou de suspeita entre as partes, pois, desse modo, a relação existente entre regulado e regulador tenderia a se deteriorar ao longo do tempo.

Em vista do problema da assimetria de informação e dos entraves associados aos enfoques que seguem estritamente o caminho da fiscalização, controle e auditoria, optou-se por um enfoque direcionado à regulação por incentivos no processo de revisão tarifária. Nesse sentido, busca-se definir parâmetros de eficiência externos que permitam determinar tarifas justas e, ao mesmo tempo, orientar a gestão sem implicar ingerência sobre as ações tomadas pela empresa.

Utilizada a metodologia de preços máximos - *price cap*, sistema onde não haveria uso explícito de dados contábeis, o regulador fixa o preço teto e a empresa tem liberdade para praticar um preço menor ou igual ao estipulado.

No segmento de distribuição de energia elétrica no Brasil, adotou-se essa regulação, sendo estabelecido, para cada empresa, níveis máximos de custos operacionais eficientes e um período de avaliação correspondente ao espaço entre um ciclo de RT e outro, onde as tarifas têm seus valores corrigidos pelo IGP-M, contando também com a aplicação de um fator de produtividade “X”.

A metodologia de revisão tarifária aplicada está detalhadamente descrita nos documentos da ANEEL, como segue: Resolução Normativa ANEEL n.º 234/2006 e NTs ANEEL n.ºs. 168/2006, 262/2006, 184/2007, 349/2007, 350/2007, 352/2007 e 353/2007.

Aliás, todo o processo de revisão tarifária é dividido em duas etapas distintas que resultam no percentual de reposicionamento tarifário e no cálculo do Fator “X”, que seguirá sendo aplicado no ciclo revisional seguinte, conforme já descrito acima.

De acordo com o contrato de concessão, o mecanismo de reajuste é composto de Parcela A (custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos gerenciáveis).

Na revisão tarifária é mantido o princípio de repasse dos custos relativos à Parcela A, sendo calculados, por meio da metodologia de regulação por incentivo, os custos eficientes que compõem a Parcela B.

Esquemáticamente, a idéia básica da revisão é reposicionar uma determinada tarifa, que vigorou em um determinado período, de forma a oferecer oportunidade de ganho ao regulado entre os ciclos tarifários.

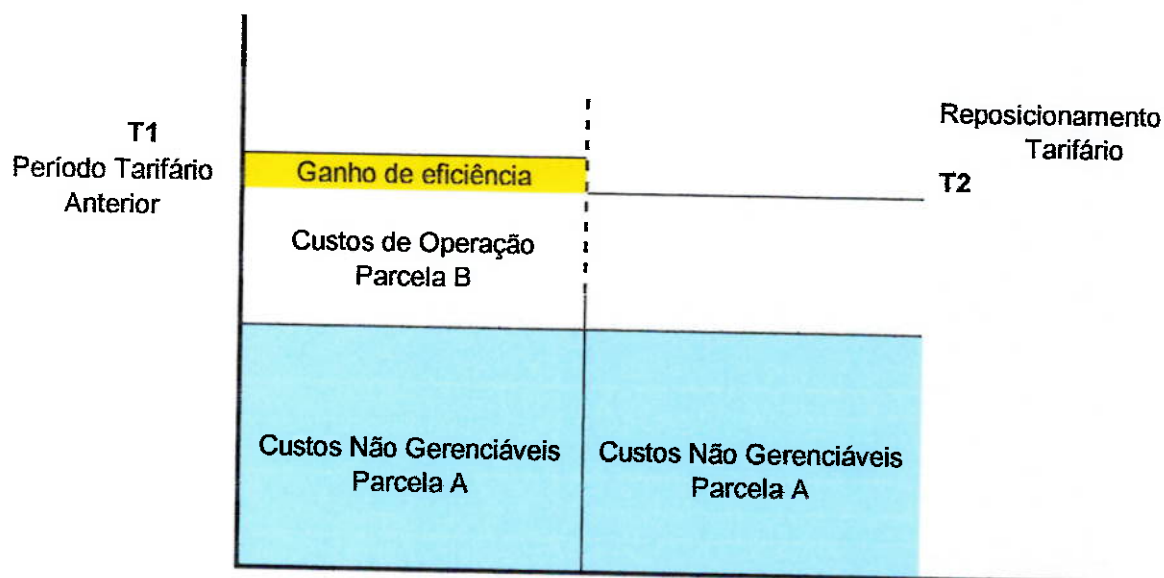


Figura 2 – Esquema da regulação por incentivo

4.1 - Reposicionamento Tarifário

Para ser possível a realização do reposicionamento tarifário, assim como a definição do percentual aplicável, algumas variáveis são estabelecidas, sendo que cada uma delas tem sua própria metodologia. São os seguintes os conceitos, critérios e procedimentos estabelecidos na metodologia:

- 1) Custos operacionais eficientes;
- 2) Estrutura ótima de capital;
- 3) Taxa de remuneração do capital;
- 4) Base remuneração regulatória;
- 5) Outras receitas;
- 6) Investimentos x Qualidade; e,
- 7) Perdas de Energia.

4.1.1 - Apuração dos custos operacionais eficientes

A metodologia adotada para apuração dos custos operacionais eficientes, é denominada Empresa de Referência – ER, onde o regulador cria uma empresa

virtual capaz de executar os processos e atividades inerentes a uma concessionária de distribuição de energia elétrica com um padrão mínimo aceitável de qualidade.

Esta empresa é concebida de acordo com as características de cada concessão, portanto, sua forma é única abrangendo aspectos relacionados à extensão de redes, montante de ativos, gestão comercial, forma de gerenciamento e administração; tendo como metas a eficiência de gestão, consistência de tratamento regulatório e atendimento das condições específicas de cada área de concessão.

São também observados critérios para identificação de processos relacionados a cada atividade, sejam elas comerciais ou ligadas as instalações técnicas da empresa, tais como custos de operação e manutenção.

Todo o processo de precificação tem como base preços coletados no mercado, sendo realizada pesquisa salarial junto a diversas empresas da região em que está localizada a concessão da distribuidora, assim como aquelas com características semelhantes.

Já a quantificação é definida através de apropriação de tarefas, possibilitando uma correta alocação de valores e recursos humanos necessários para a execução dessas atividades.

Quanto ao dimensionamento de recursos, consideraram-se a estrutura organizacional adequada para prestação do serviço, com funções básicas voltadas para direção, controle, administração, finanças, operação e manutenção, área comercial e gerências regionais. Aliadas a estes fatores são incorporadas às características de cada área de concessão, o seu porte e o número de consumidores atendidos.

No que diz respeito à remuneração dessas funções, adotou-se o critério de pesquisa de mercado levando em consideração todos os itens já mencionados, ou seja, porte, região de atuação da concessionária, além da consideração do uso de recursos próprios para realização das tarefas.

Para a quantificação de materiais e serviços, utilizaram-se parâmetros necessários para atendimento de uma distribuidora eficiente, incluindo material de escritório, papelaria e compras menores.

Foram considerados também, os serviços essenciais para manutenção da rede, limpeza, segurança, despesas prediais, móveis e equipamentos, transporte, informática, com serviço de telefonia fixa e móvel, além daqueles relacionados à rede de comunicação e atendimento (call center).

No que se refere às atividades da empresa, foram imputados custos para administração central (conselho, presidência e diretores), regional (escritórios regionais) e comercial, envolvendo leitura, envio de contas e emissão de faturas. Para serviços de operação e manutenção, consideraram-se os ativos coerentes com a base de remuneração regulatória, bem como, dados obtidos através de sistema de dados digitais de rede (GIS).

Foram estabelecidas quantidades e caracterizada a rede por nível de tensão, rural e urbana e classificadas as atividades em operação, manutenções corretivas, preventivas e preditivas, de forma a atender todas as tarefas inerentes à área técnica de uma empresa padrão.

Tratou-se também de gastos considerados comuns para andamento do serviço, tais como, aluguel de escritório, custos adicionais (benefícios a empregado, seguros e publicações legais), transporte e informática.

No aspecto financeiro, consideraram-se as receitas irrecuperáveis, podendo ser provisionado um percentual máximo regulatório calculado com base na análise das receitas efetivamente perdidas e por similaridade de grupos de empresa, porém, para o próximo ciclo revisional, metas foram estabelecidas a partir dos dados coletados.

Para a consolidação do processo de construção da Empresa de Referência, a ANEEL coletou informações técnicas e econômicas junto às concessionárias que, por serem passíveis de auditoria, constituíram os dados de entrada do modelo.

Feito isto, o regulador define a estrutura de pessoal a partir de um organograma ótimo, fixa salários e estabelece forma física das instalações.

Por meio de padrão homem/hora, quantifica os serviços de O&M da rede e determina as anuidades de investimento (edificações, transporte e informática).

A somatória de todas estas fases compõe o custo total da Empresa de Referência.

4.1.2 - Determinação da estrutura ótima de capital

Apesar do setor elétrico brasileiro ser constituído por um mix de empresas públicas e privadas, na determinação da estrutura ótima de capital, este fato não foi levado em consideração, pois a intenção do regulador sempre está voltada para a regulação por incentivo e a prestação do serviço público aos usuários, não podendo ser levado em conta à natureza do capital ou de seus acionistas.

Mesmo existindo uma restrição de crédito por parte das estatais estaduais ou federais, este fator é tido como estímulo a competição, uma vez que a busca por melhores condições de crédito existe, sendo alternativa para solução do problema. Sendo este item de suma importância no processo, a sistemática adotada foi à utilização de dados de empresas de distribuição de países que apresentam como forma de regulação, o preço teto ou máximo.

Tomou-se como base o comportamento da relação entre dívida e patrimônio total, sendo o capital próprio, os recursos originários dos sócios ou acionista e, o capital de terceiro, o passivo exigível, conseqüentemente, o patrimônio total resulta da somatória do capital próprio e de terceiro.

Partindo desta premissa, criaram-se três grupos distintos formados por empresas de diversos países, sendo, o primeiro grupo formado por Argentina, Chile (países emergentes), no segundo alinhou-se Austrália e Grã-Bretanha (países com alto grau de desenvolvimento) e, no terceiro grupo, empresas brasileiras.

Dentro de cada agrupamento de países, apurou-se uma faixa de valores para, na sequência fazer uma intersecção entre os grupos 1 e 2, obtendo-se uma outra faixa de valor que servirá de comparação com a faixa estabelecida no grupo 3, onde se encontram as empresas brasileiras.

De posse da taxa de valores regulatórios, a ANEEL estabeleceu uma meta pontual que servirá de base para a definição da relação dívida/capital.

Foi também ajustado o efeito dos empréstimos tomados com recursos da Reserva Global de Reversão – RGR, pois são subsidiados.

O resultado da aplicação dessa sistemática proposta pela agência reguladora, esta consolidada na tabela apresentada a seguir:

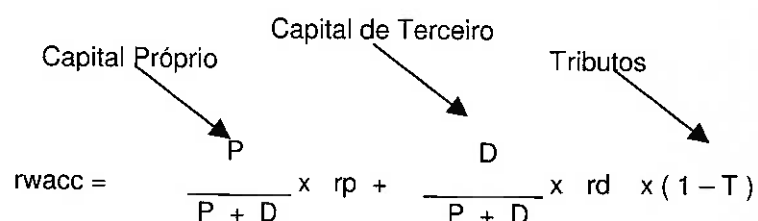
Grupos/Países	Média 2005/2004/2003	Desvio Padrão 2005/2004/2003	Limite Inferior	Limite Superior
Argentina	36,78%	18,11%	27,73%	45,83%
Chile	51,43%	12,85%	45,00%	57,85%
Grupo 1			36,36%	51,84%
Austrália	69,15%	14,56%	61,87%	76,43%
Grã-Bretanha	72,51%	12,72%	66,37%	78,64%
Grupo 2			64,12%	77,54%
Empresas Brasileiras	55,50%	22,17%		
Grupo 3			44,42%	66,59%
Grupo 1 e 2			36,36%	77,54%
Faixa Regulatória			44,42%	66,59%
Média Grupo 1 e 2	56,95%			
Meta Pontual	56,95%			

Tabela 1 – Tabela de relação D/V – ANEEL NT. 068/2007.

4.1.3 - Apuração do custo de capital

Para cálculo e apuração do custo de capital, a ANEEL recorreu ao método conhecido como Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), combinado com o Capital Asset Pricing Model (CAPM). Esta metodologia consiste em determinar a taxa de retorno de um investimento pela média ponderada dos custos de capital, levando-se em conta o peso de cada tipo de capital empregado, sobre o valor total dos ativos do investimento.

Tal método é expresso pela seguinte fórmula:



$$rwacc = \frac{P}{P + D} \times rp + \frac{D}{P + D} \times rd \times (1 - T)$$

onde:

rp = custo do capital próprio;
 rd = custo da dívida;
 P = patrimônio ou capital próprio;
 D = dívida; e
 T = alíquota de tributos.

Uma vez que o custo de capital depende de fatores como tipo de capital utilizado (próprio ou de terceiro) e tributos, são estes os pontos chaves a serem considerados na depuração da fórmula descrita, podendo alterar o resultado esperado. Portanto, a estrutura de capital deve ser muito bem analisada, de forma a não comprometer a taxa de retorno a ser praticada, mesmo porque, para cada tipo de capital empregado, existem diferentes riscos a serem considerados.

Quanto aos tributos, o mesmo pode ser considerado em diferentes momentos, ou seja, antes, após ou até mesmo de forma mista, apurando-se certos tributos antes e outros após a determinação da taxa de retorno.

Seja qual for a maneira empregada, o resultado sofrerá influência desta variável, uma vez que, dependendo do tipo de capital utilizado, os tributos podem ter tratamento diferenciado.

No caso da revisão tarifária, a ANEEL optou por estabelecer uma estrutura de capital ótima, baseada na sistemática de grupos, com apuração dos tributos (Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre Lucro Líquido) após a taxa de retorno, de forma a aplicar no processo, uma taxa líquida de impostos, o que, do ponto de vista do investidor, é mais interessante.

4.1.3.1 - Determinação do custo de capital próprio

Defini-se o custo de capital próprio como a taxa de retorno que um investidor requer para investir seu capital em determinado empreendimento ou atividade econômica. Este retorno deve incluir todos os ganhos que o investidor poderia aferir caso optasse por aplicar seu capital em outra atividade mais segura, assim como, ter na sua composição a cobertura dos riscos que o mercado impõe para determinados investimentos.

No caso da revisão tarifária, a ANEEL optou por escolher o modelo denominado CAPM, pois, entende que os riscos envolvidos no setor de distribuição de energia se assemelham com a metodologia deste modelo, onde o prêmio de risco é proporcional aos *Betas*¹⁹.

Assim, o modelo escolhido parte da premissa que as variações de retornos é a medida de risco adequada, mas, somente aqueles classificados como provenientes do sistema, ou seja, relacionados com o ativo negociado dentro da atividade, entenda-se, mercado. Quanto aos riscos inerentes aos ativos do negócio, estes não são recompensados.

Como o modelo escolhido pela ANEEL não trás uma ferramenta específica para o setor de energia elétrica, uma vez que estas estão fortemente correlacionadas com o mercado de capitais, adaptações fizeram-se necessárias para aplicação do CAPM na revisão tarifária de forma a torná-lo um modelo mais alinhado com os propósitos do regulador e com a realidade da economia brasileira.

Assim, foram adicionados aos riscos já estabelecidos, os prêmios associados aos investimentos em distribuição de energia elétrica, tais como, risco do negócio, risco financeiro e outros riscos que descreveremos mais adiante. Dessa forma, a expressão matemática do modelo utilizado ficou assim descrita:

¹⁹ O coeficiente Beta mede a volatilidade e indica a covariação do retorno da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Em outras palavras, se o mercado variar para mais ou menos, qual o reflexo simultâneo em uma determinada ação.

$$r_{CAPM} = r_f + \beta \times (r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R$$

onde:

r_{CAPM} : custo de capital próprio;
 r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;
 β : beta do setor regulado;
 $r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado de referência;
 r_B : prêmio de risco Brasil;
 r_X : prêmio de risco cambial; e
 r_R : prêmio de risco de regime regulatório.

4.1.3.1.1 - Conceituação das taxas de risco – capital próprio

Taxa Livre de Risco

Este parâmetro mostra a remuneração a ser paga ao investidor, caso ele deixe de aplicar seu capital em ativos de liquidez corrente, trocando-o para um outro de liquidez futura.

Como no Brasil (país emergente) não existe risco zero em nenhum negócio, tomou-se como base o bônus do tesouro americano como referência, uma vez que o prazo deste título é compatível com o tempo de concessão do serviço de distribuição de energia (longo prazo), e seu *duration*²⁰ equipara-se também ao período de maturidade de um investimento em distribuição.

Prêmio de risco do mercado de referência

Primeiramente é preciso conceituar a expressão “mercado de referência”, como sendo o conjunto de elementos representativos dentro de um determinado mercado, por exemplo, o IBOVESPA²¹ ou o S&P500²² da Standard&Poors. Neste caso, foi escolhido o índice americano por ter maior representatividade e série histórica mais consistente.

²⁰ Duration é um conceito financeiro que representa a duração média ponderada dos fluxos de caixa de um ativo ou negócio.

²¹ Índice que representa o conjunto das ações mais valorizadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

²² Índice que representa as 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York.

Assim sendo, prêmio de risco do mercado de referência é calculado subtraindo-se da taxa média anual do mercado acionário (mercado de risco) a taxa livre de risco (bônus do tesouro americano, conforme já descrito no item anterior).

Para estimativa da taxa em questão, utilizou-se uma série histórica longa para que efeitos sazonais fossem minimizados e as expectativas de retorno do passado refletissem uma situação passiva de acontecimento num futuro próximo. Por este motivo é que não foi usado um índice de referência de mercado brasileiro.

Prêmio de risco do negócio, financeiro e regulatório

O ideal para se calcular este prêmio, seria a utilização de dados do mercado local, porém, no Brasil as informações necessárias são em quantidade e qualidade, insuficientes para formação de uma taxa confiável.

Diante disto, a ANEEL optou, novamente, por utilizar parâmetros externos para montagem deste prêmio, realizando ajustes para melhor apropriação ao mercado brasileiro.

Dessa forma, calculou-se o prêmio estimando-se *Betas* no mercado americano, de maneira a refletir o risco do negócio, que nada mais é do que o grau de incerteza sobre o investimento considerado e, o risco financeiro, definido como o risco adicional devido ao emprego de capital de terceiro no financiamento do projeto.

Partindo da estrutura de capital alavancado de empresas americanas do setor de energia, juntamente com a alíquota de imposto de renda do mercado de referência, calculou-se a desalavancagem dos *Betas*, obtendo como resultado, o *Beta* do negócio por empresa.

Fez-se então, a média destes *Betas*, realavancou-se os *Betas* utilizando-se a estrutura de capital brasileira, chegando-se ao *Beta Total*, que multiplicado pelo prêmio de risco de mercado, resulta no risco total do setor de interesse, ou seja, o risco do negócio somado ao risco financeiro.

No que se refere ao risco regulatório, o fator decisivo para sua apuração, é o grau de poder do incentivo, ou seja, num ambiente onde a sinalização do incentivo é forte, ocorrerão *Betas* distintos daqueles onde o incentivo é fraco ou médio.

Conclui-se então que, a diferença entre os *Betas* de um mesmo setor com ambientes diferentes, em termos de grau de incentivo, é denominado risco regulatório.

Definidos os risco do negócio e financeiro, o *Beta Realavancado* e o risco regulatório, parte-se, então, para a soma destes, resultando na obtenção do risco do negócio, financeiro e regulatório.

Prêmio de risco país

Este prêmio tem o objetivo de remunerar o investidor que investe seu capital em uma economia emergente ao invés de aplicar em países com maior grau de segurança e estabilidade tal como Estados Unidos e alguns países da Europa.

O Brasil por não ter o grau de investimento máximo, se sujeita ao pagamento de adicional de risco em todos os projetos aqui desenvolvidos, portanto, o setor elétrico não deixaria de fugir a esta regra para investimento estrangeiro no país.

Todavia, um dos componentes deste prêmio, o risco de *default*, foi excluído do cálculo do prêmio, uma vez que o setor elétrico brasileiro tem em seus contratos, cláusulas de equilíbrio econômico-financeiro e o setor, por ser fundamental na economia nacional, é sólido. Excluído este componente, a taxa de prêmio é composta de dois fatores: (i) prêmio soberano e (ii) prêmio de crédito.

Entende-se por risco soberano aquele adicional ou *spread* que os títulos brasileiros expressos em dólares, pagam sobre a taxa livre de risco do Estados Unidos.

Já o prêmio de risco de crédito, é o adicional pago sobre a taxa livre de risco que estão pagando os bônus emitidos por empresas americanas de mesma classificação de risco de empresas brasileiras.

Usualmente utiliza-se o índice EMBI²³ para mensurar tal adicional de risco soberano, porém, como o Brasil já conta com índice próprio, ou seja, o EMBI-BR, o mesmo foi empregado por ser mais realista, apesar de sua série histórica não ser tão longa.

Quanto ao risco de crédito, adotou-se o *rating*²⁴ das agências de classificação de risco relativo ao Brasil, neste caso, o índice **Ba2**.

Conceitos expressos, a taxa de risco país resulta da diferença entre risco soberano e risco de crédito Brasil.

Prêmio de risco cambial

Este prêmio de risco, parte do pressuposto que sendo a economia brasileira bastante volátil e a taxa de câmbio flutuante, o investidor ao movimentar suas operações que envolvam troca de moeda, se depara com uma taxa de câmbio que não reflete uma situação de equilíbrio, tal qual a condição de paridade a ser coberta pela taxa de juros do negócio.

Em outras palavras, é a expectativa de desvalorização da moeda nacional frente ao dólar, por exemplo, num determinado prazo contratual ou realização de um projeto, servindo este prêmio de risco como seguro cambial. Seu cálculo necessita de metodologia específica para definir o prêmio de risco cambial, encontrar os possíveis ruídos que possam ocorrer no período de análise e, por meio de procedimento estatístico denominado Filtro de Kalman, eliminar tais ruídos. Para operacionalizar toda esta metodologia, usou-se uma série histórica dos contratos de câmbio futuro negociados na Bolsa de Mercadorias Futuro – BMF.

4.1.3.2 - Determinação do custo de capital de terceiro

Trata-se aqui do retorno que os ofertantes de crédito esperam receber ao emprestar capital para empresas do setor de distribuição de energia, baseado nas emissões

²³ EMBI – Emerging Markets Bonds Index ou índice de títulos de mercados emergentes.

²⁴ Rating é o nome dado a taxa de classificação de risco estabelecido pelas agências internacionais, tais como, Moody's, Fitch e Standard&Poors.

realizadas por empresas do setor de interesse, no caso em questão, o setor elétrico. Esta taxa pode ser calculada de duas maneiras: por meio de *Benchmarking financeiro* ou *CAPM da dívida*.

No primeiro caso, o custo do financiamento pode ser estimado a partir dos preços correntes dos títulos de dívida privada do setor ao qual pertence à empresa e que são comercializados no mercado.

Na segunda opção, utiliza-se o método de cálculo do custo do capital próprio, ou seja, partindo da taxa livre de risco, adiciona-se riscos específicos exigidos para operações de tomada de empréstimos.

A ANEEL, na revisão tarifária, optou por empregar o método CAPM da dívida, ficando assim expressa a fórmula matemática:

$$r_d = r_f + r_c + r_b + r_x$$

onde:

r_d : custo de capital de terceiro;
 r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;
 r_c : prêmio de risco de crédito;
 r_b : prêmio de risco Brasil; e
 r_x : prêmio de risco cambial .

4.1.3.2.1 - Conceituação das taxas de risco – capital de terceiro

Como as conceituações de taxa livre de risco e os prêmios de risco Brasil e cambial já foram descritos, passou apenas a discorrer sobre o prêmio de risco de crédito.

Prêmio de risco de crédito

O prêmio de risco de crédito representa o adicional sobre a taxa livre de risco que pagam as empresas com a mesma classificação de risco recebido pelas concessionárias de distribuição de energia no Brasil.

A partir de série histórica de empresas brasileiras compatíveis com as distribuidoras, apurou-se uma taxa média como prêmio de risco crédito. Como já mencionado anteriormente, a classificação de risco para este cálculo foi o nível **Ba2**.

4.1.4 - Resultado final – taxa de remuneração (WACC)

Após todas as conceituações de estrutura de capital, prêmios e riscos, chegou-se a Taxa de Remuneração (WACC) a ser aplicada no processo de Revisão Tarifária das distribuidoras de energia elétrica. Como encontra-se em curso o segundo ciclo revisional, é sobre ele que focaremos nossas afirmações, análises e resultados.

Portanto, na tabela a seguir, é apresentado os percentuais resultantes da aplicação de diversas fórmulas, parte integrante dos conceitos descritos.

Componente	Valor
Estrutura de Capital	
Capital Próprio	42,84%
Capital de Terceiros	57,16%
Custo de Capital Próprio	
Taxa livre de risco	5,32%
Prêmio de risco de mercado	6,09%
Beta médio desalavancado	0,296
Beta médio alavancado	0,554
Ajuste do Beta (regime regulatório)	0,218
Beta Final	0,772
Prêmio de risco do negócio, financeiro, regulatório	4,70%
Prêmio de risco Brasil	4,91%
Prêmio de risco cambial	1,78%
Custo de capital próprio nominal	16,71%
Custo de Capital de Terceiros	
Prêmio risco de crédito	2,96%
Custo da dívida nominal	14,97%
Custo Médio Ponderado	
Wacc nominal depois de impostos	12,81%
Wacc real depois de impostos	9,95%

Tabela 2 – Custo médio ponderado do capital – WACC - ANEEL NT. 68/2007

4.1.5 - Definição da base de remuneração

A definição da base de remuneração é complexa, por envolver grande massa de dados e valores, sendo de suma importância no processo de revisão tarifária, pois, mensura os ativos em serviço das concessionárias, além de servir de base para

apuração do custo de capital, fator integrante do percentual de reposicionamento da tarifa a ser praticada no decorrer do novo ciclo tarifário.

Sua composição é formada pela apuração do ativo imobilizado em serviço, almoxarifado em operação, diferido e obrigações especiais e excluídos os itens que compõem os custos operacionais, tais como, software, hardware e edificações administrativas, por estarem já considerados dentro da Empresa de Referência.

Para avaliação dos ativos é utilizada a metodologia do custo de reposição para a determinação do seu valor de mercado. Em resumo, consideraram-se apenas os ativos vinculados à concessão e classificados nas atividades de distribuição, administração, comercialização e geração associada.

O processo de apuração da base teve início no primeiro ciclo de revisão, quando as distribuidoras, em cumprimento da legislação normativa, contrataram empresa credenciada pela ANEEL para realização do levantamento e avaliação dos ativos. Tal levantamento resultou na valoração da base de remuneração que foi submetida à fiscalização da ANEEL antes de ser validada.

Feito isto, o valor final foi fechado de forma a somente contemplar as adições e baixas no período compreendido entre o primeiro e segundo ciclo revisional, estabelecendo-se assim o termo denominado pelo regulador como “base blindada”.

Alguns ajustes fizeram-se necessários, principalmente, em virtude do entendimento dado pela ANEEL quanto à forma de depreciação das Obrigações Especiais, que tiveram tratamento diferente ao recebido no primeiro ciclo revisional, portanto, apenas no terceiro ciclo de revisão o entendimento final da base remuneratória estará completado.

Em termos gerais, a definição da base de remuneração segue os princípios contábeis estabelecidos no Manual de Contabilidade do setor elétrico, é contabilizada em separado, atualizada e movimentada.

Para fins de revisão tarifária, as adições e baixas verificadas entre ciclos, receberam o nome de “base incremental” que, a época do reposicionamento tarifário de cada concessionária, é fiscalizada passando então, a integrar a base de remuneração regulatória.

No mais, a apresentação para aplicação da metodologia de avaliação da base de remuneração, assim como, as diretrizes e os procedimentos estão descritos em nota técnica publicada pela ANEEL, contendo, detalhadamente, a forma necessária para que concessionárias e as empresas credenciadas realizem seu trabalho em conformidade com os objetivos do regulador.

4.1.6 - Apuração de outras receitas

Este item apesar de ser chamado de outras receitas, funciona como redutor na receita requerida, quando da apuração do reposicionamento tarifário, além de ser fator integrante da modicidade tarifária.

Basicamente é composto por receitas de uso compartilhado de instalações de distribuição, voltadas para a prestação do serviço concedido, com agentes participantes ou não do setor elétrico. Sua validação é realizada por meio de contratos firmados, os quais são objetos de fiscalização à época da revisão tarifária.

Visando incentivar e ao mesmo tempo remunerar essas instalações compartilhadas, a ANEEL estabeleceu o percentual de redução da ordem de 90% sobre as receitas auferidas nesta rubrica, alterando o critério anteriormente aplicado o qual subtraía integralmente os valores apurados como outras receitas.

4.1.7 - Simetria entre qualidade x investimento

Este item está dividido em dois tópicos relacionados entre si pelo desempenho e qualidade dos serviços executados pela distribuidora, no que se refere a sua rede e níveis de tensão dentro dos padrões regulatórios.

Para medir seu desempenho, são utilizadas as ferramentas conhecidas como indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, definidos com base em atributos representativos das redes de distribuição.

Define-se como Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC, o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora ficou privada do fornecimento de energia. A interrupção está ligada à operação e manutenção das redes, assim como a capacidade da distribuidora em recuperar o sistema.

Quanto a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, exprime o número de vezes que o consumidor ficou sem energia devido a fatores externos ou de falhas no sistema. A frequência de interrupção está ligada fragilidade, falta manutenção e envelhecimento do sistema.

Tanto num caso como no outro, é utilizada a metodologia de comparação baseada em benchmarking com parâmetros definidos em regulamentos específicos.²⁵

No que diz respeito ao investimento, busca-se alinhar a necessidade de obras na rede com o seu impacto na tarifa, levando-se em conta o padrão de qualidade exigido, assim, é possível planejar os investimentos necessários sem deixar de avaliar a capacidade de absorção da tarifa.

Como se tratam de itens técnicos e específicos, os conceitos aqui transcritos foram retirados da Resolução Normativa n° 234, de 31 de outubro de 2007.

4.1.8 - Perdas de energia

Quando o assunto a ser tratado é perdas, dois conceitos estão envolvidos, a saber:

²⁵ Cabe ressaltar que tais índices são apurados considerando como efetivas as interrupções de fornecimento que perduram por mais de 3 (três) minutos. Tal intervalo foi caracterizado apesar de, no Estado de São Paulo, já se praticava esta apuração por intervalos superiores a 1 (um) minuto. Cumpre ressaltar que a indústria que se utiliza de tecnologia de ponta em controle e gestão de produção, qualquer interrupção se constitui em significativo problema operacional e em alguns casos, a retomada do nível normal de produção pode ensejar prazos de até 24 horas. Este índice está sendo reavaliado pelo órgão regulador de forma a buscar-se contínua evolução na redução dos atuais padrões requeridos.

- a) Perdas técnicas: é o montante de energia perdida durante o processo de transporte, transformação e mudança de tensão e medição de energia elétrica.
- b) Perdas não técnicas: é mensurada pela diferença entre perdas totais e perdas técnicas, portanto, todas as demais perdas da rede de distribuição, podendo ser causadas por furto, erros de medição, erros no processo de faturamento e unidades consumidoras sem equipamento de medição.

Calculadas a partir do balanço energético, o total de perdas, primeiramente, é medido pelas perdas técnicas de responsabilidade da rede de distribuição e das demais instalações de transmissão – DIT, sendo em seguida, avaliados os estudos de fluxo de potência e agrupamentos das redes e transformadores.

No caso de perdas por fuga de corrente, relés, conexões ou isoladores, é de responsabilidade da concessionária estimar tal valor. Seu período de apuração é anual, sempre fiscalizado pela ANEEL, de acordo com resoluções do órgão e Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT e apuradas por nível de tensão.

Para cada concessionária é estabelecida uma meta regulatória de perdas desagregadas por nível de tensão e relação de transformação. Seu montante é definido pela ANEEL e seu valor é considerado na Parcela A (custos não gerenciáveis).

Além disso, são comparados os níveis de perdas entre distribuidoras, baseados em indicadores, no caso de perdas técnicas e, tratados individualmente, quando relativas às perdas não técnicas, devido às características e realidades de área de concessão.

4.2 - Fator X – metodologia de cálculo

Conforme previsto no contrato de concessão a Parcela B (custos gerenciáveis), durante os ciclos de revisão tarifária, será corrigida pelo Índice Geral de Preço de Mercado – IGP-M acrescido ou deduzido do Fator X. Tal componente de ajuste é definido quando da realização da revisão tarifária, sendo aplicado pelo período

remanescente ao ciclo revisional de quatro anos, lembrando-se apenas que, no primeiro ano vale o percentual de reposicionamento tarifário sem o ajuste do referido fator.

Atendendo aos trâmites legais, e, principalmente, visando dar transparência ao processo de revisão tarifária, a ANEEL submeteu em novembro de 2002 à audiência pública, a Nota Técnica n° 326/2002-SRE/ANEEL.

Depois de analisadas as contribuições recebidas dos agentes do setor, as entidades de classe e os interessados no processo, a nova nota técnica foi posta a avaliação pública e, encerradas as análises das colaborações, críticas e sugestões recebidas, a metodologia relativa ao Fator X, foi validada por meio da Resolução Normativa n° 55, de 5 de abril de 2004.

Composto pelos componentes X_e , que reflete os ganhos de produtividade em função de crescimento do mercado, X_c , que demonstra a avaliação dos consumidores com relação à concessionária e o serviço prestado, e o X_a que reproduz a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, relativo a parcela de mão de obra contida na Parcela B da distribuidora.

Por uma questão de praticidade, e tendo em vista que o componente X_c foi excluído da metodologia de cálculo do Fator X, pelo menos para o segundo ciclo revisional, até que um novo instrumento capaz de medir de forma mais adequada e transparente a satisfação do consumidor com relação aos serviços prestados pela concessionária.

Assim sendo, será apenas conceituado o elemento X_c , não se aprofundando no seu mérito, portanto, aplicava-se um acréscimo tarifário caso a distribuidora ultrapassasse o nível de 70 pontos no Índice ANEEL de Satisfação ao Consumidor – IASC, por outro lado, se a avaliação ficasse abaixo do nível, haveria uma redução tarifária.

Apesar de ser considerado um fator de incentivo a adequada prestação do serviço, a direção da ANEEL entendeu que a pesquisa de satisfação deveria apresentar melhores e mais claras sinalizações quanto ao relacionamento cliente/distribuidora.

Na seqüência, será descrita a metodologia de cálculo do Fator X e, posteriormente, relatadas as alterações aprovadas para o ciclo de revisão tarifária iniciado em 2007 com término previsto para 2010.

Aplica-se a seguinte fórmula para o cálculo do Fator X:

$$X = X_e \times (IGPM - X_a) + X_a$$

Onde:

X_e: componente que reflete os ganhos de produtividade em função de crescimento do mercado;
X_a: componente que reproduz a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, relativo a parcela de mão de obra contida na Parcela B e;
IGPM: resultado da divisão do IGP-M do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior.

4.2.1 - Componente X_e

Na sistemática adotada para o reposicionamento tarifário, utiliza-se como base os custos e investimentos eficientes para o Ano-Teste, ou seja, o período de doze meses imediatamente posterior à revisão tarifária.

Para os anos seguintes, utiliza-se a fórmula prevista no contrato de concessão, com aplicação do Fator X.

Visando a modicidade tarifária, o X_e é calculado para subtrair o aumento de receita proporcionado pelo incremento de consumo ou adição de novos clientes, pois existe uma tendência de ganho de escala com custos menores sem que a concessionária apresente uma maior eficiência de gestão sobre seus custos operacionais. Dessa maneira, o X_e devolve este ganho esperado da distribuidora a seus consumidores.

O método de Fluxo de Caixa Descontado com projeções de receitas e despesas a futuro²⁶, é a forma utilizada para cálculo deste componente.

Em suma, o Xe é aquele valor que iguala a taxa interna de retorno do fluxo de caixa ao custo de capital (WACC). Este método é dado pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} FC1 &= RO1 - O\&M1 - INV1 \\ A1 &= A0 + INV1 - d1 \end{aligned}$$

Onde:

FC1: fluxo de caixa da concessionária no período tarifário;
 RO1: receitas operacionais no período tarifário, igual ao valor da Parcela B da receita;
 O&M1: custos de operação e manutenção no período tarifário, tendo em conta a evolução da componente devida à trajetória regulatória adotada para a inadimplência dos consumidores;
 INV1: investimentos realizados no período tarifário;
 A1: valor dos ativos ao final do período tarifário;
 A0: valor dos ativos na data da revisão tarifária; e
 d1: depreciação no período tarifário.

Isto demonstrado, matematicamente, significa que a receita da Parcela B seja suficiente para cobrir os custos operacionais, permitindo um retorno igual ao WACC sobre os ativos iniciais e investimentos efetuados no período.

Para que seja possível este cálculo, é preciso estimar, para o período tarifário, as seguintes variáveis: receita, custos operacionais, investimentos e base de remuneração.

4.2.1.1 - Método de estimativa da receita

A receita a ser utilizada é aquela determinada a partir do mercado projetado para o período tarifário, informada no módulo da ferramenta denominada Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, multiplicada pela tarifa média do reposicionamento tarifário.

Tal mercado deve manter coerência com as informações prestadas pelas concessionárias em atendimento ao artigo 17 do Decreto nº 5163/2004, que estabelece a necessidade das distribuidoras em informar seus mercados ou cargas

²⁶ Esta prática é denominada Fluxo de Caixa Descontado do tipo forward looking.

para os próximos cinco anos, visando assim, o planejamento da expansão das redes elétricas.

Para cálculo da tarifa média, utiliza-se o quociente entre Parcela B definida na revisão tarifária, sobre o mercado do ano-teste. Nos anos seguintes a esse período, acrescenta-se o componente Xe para refletir os ganho de produtividade.

4.2.1.2 - Método de estimativa dos custos operacionais

Baseados nos custos da Empresa de Referência, o Regulador adotou uma regra para cada custo futuro de material, serviços e mão de obra.

Para material e serviços, são levadas em consideração as projeções de crescimento das vendas e número de consumidores.

No caso da mão de obra, são considerados o número de empregados e o índice de produtividade (consumidor/empregado). No que se refere ao número de consumidores estimados, utiliza-se os dados históricos da concessionária.

4.2.1.3 - Método de estimativa da depreciação

A depreciação dos ativos relativos à distribuição é aplicada sobre aqueles que foram tomados como base de remuneração, juntamente, com a taxa de depreciação estabelecida na revisão tarifária.

4.2.1.4 - Método de estimativa dos impostos

Considera as alíquotas aplicadas no processo revisional (34% = IR + CSLL)

4.2.1.5 - Método de estimativa dos investimentos

As projeções de investimentos estão baseadas no aumento do mercado consumidor da concessionária devido ao maior consumo daqueles já existentes e ao acréscimo

de novos consumidores, bem como, aos investimentos necessários para a renovação de ativos que chegaram ao término de sua vida útil.

Para tanto, utilizou-se programa computacional capaz de analisar toda a rede da distribuidora, informando os investimentos necessários para atender a carga, para cobertura do crescimento de mercado, não deixando de observar critérios quantitativos, qualitativos e as perdas técnicas resultantes.

Além do Sistema de Planejamento Agregado de Investimento – SISPAI, que não chegou a ser empregado, foram utilizados os instrumentos denominados Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD e o já mencionado PRODIST.

Com relação à substituição dos ativos, a ANEEL adotou a premissa de que todos os anos existem investimentos por término de vida útil dos ativos, portanto, formulou-se um fator de renovação a partir dos ativos existentes que, aplicados ao Ativo Imobilizado em Serviço, resulta nos investimentos essenciais para renovação de ativos.

4.2.1.6 - Método de estimativa da base remunerável

É a base remunerada considerada na data da revisão tarifária, acrescidas as adições e subtraídas as baixas, além de excluídos os ativos que estão contidos na Empresa de Referência e líquida de depreciação.

A título de valor residual, somaram-se os novos investimentos, já descontada a depreciação, ao valor dos ativos. Como capital de giro, estimou-se o percentual de 5% da Parcela B já descontados os impostos.

4.2.2 - Componente Xa

Atendendo determinação do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, a ANEEL passou a utilizar, no que tange ao cálculo do componente Xa, o Índice de Preços do Consumidor Amplo – IPCA como fator de correção no insumo mão de

obra da Parcela B, ficando o IGPM, responsável em atualizar apenas os valores de materiais e serviços, dentro da citada parcela.

Além disso, tomou as providências cabíveis para que tal correção mantivesse o equilíbrio econômico financeiro do contrato de concessão, quando do reposicionamento tarifário. Dois fatores são importantes no cálculo do Xa: (i) custos operacionais da concessionária (CO) e, (ii) remuneração do capital e a depreciação (RC).

Aproveitando o fato da Empresa de Referência reproduzir a somatória dos custos operacionais da concessionária, de permitir se estabelecer os custos de materiais e equipamentos, bem como, aqueles custos de mão de obra, de forma separada, o Xa pode ser expresso pela seguinte fórmula:

$$IACO = \left\{ \frac{CO_{me}}{CO} \right\} \times IGPM + \left\{ \frac{CO_{mo}}{CO} \right\} \times IPCA$$

Onde:

CO_{me} : custos operacionais correspondentes a materiais e equipamentos;

CO_{mo} : custos operacionais correspondentes a mão de obra;

IGPM : número índice obtido pela divisão dos índices de IGPM-GV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à data de referência anterior; e

IPCA : número índice obtido pela divisão dos índices de IPCA-IBGE, do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à data de referência anterior.

No que se refere à remuneração do capital e depreciação, não se pode dar o mesmo tratamento dado aos custos operacionais, ou seja, capturar os ganhos de produtividade a cada ciclo de revisão tarifária, pois não seria justo apurar a cada quatro anos ganhos de produtividade sobre a base de remuneração, uma vez que a mesma é composta de ativos de longo prazo de maturação e duração, além daqueles relacionados à tecnologia e desenvolvimento da distribuição.

Pelo motivo exposto, também não é válido que o regulador não compartilhe com os consumidores, os benefícios ganhos pela concessionária com o procedimento descrito, portanto, mantendo a premissa de equilíbrio entre as partes, a ANEEL entendeu que o prazo de 10 anos é suficiente a reavaliação completa dos ativos de uma distribuidora.

Definidos os prazos para apropriação dos ganhos de produtividade tanto dos custos operacionais como da remuneração do capital e depreciação, restou apenas escolher o índice adequado a ser aplicado sobre a base de remuneração, compatível com o prazo de reavaliação dos ativos.

Verificando-se que a aplicação do componente Xa sobre a Parcela B implica em atualização de valores por média ponderada entre IGP-M e IPCA, pode-se afirmar que os ativos da concessionária também são corrigidos por essa média, tendo em vista que a remuneração de capital e a depreciação decorrem dessa mesma base.

Porém, a aplicação desse método em contraposição do prazo de 10 anos para reavaliação dos ativos, causaria inconsistência regulatória, pois o repasse dos custos que compõem a base de remuneração, ocorre anualmente e não a cada década.

Diante disso, a ANEEL ponderou o fato da base de remuneração ficar congelada (a menos de baixas e adições) por dois períodos revisionais, ou seja, oito anos, e que o fator de correção estabelecido no contrato de concessão é o IGP-M, propôs a seguinte expressão matemática para cálculo do componente Xa:

$$Xa = IGP-M - \left\{ \left[\frac{CO}{PB} \times IACO \right] + \left[\frac{RC}{PB} \times IGP-M \right] \right\}$$

Onde:

IGPM : número índice obtido pela divisão dos índices de IGPM-GV, do mês anterior à data do reajuste em processamento e do mês anterior à data de referência anterior;

CO : custos operacionais da concessionária;

RC : soma da remuneração do capital e da quota de depreciação;

PB : Parcela B da concessionária definida no momento da revisão Tarifária; e

IACO : Índice de ajuste dos custos operacionais.

4.2.3 - Alterações ocorridas entre ciclos revisionais no cálculo do Fator X

A ANEEL adotou como premissa básica, procurar alterar o menos possível a metodologia aplicada no primeiro ciclo de revisão tarifária, pois a cada alteração realizada são necessárias diversas medidas para validação e aplicação das mesmas, portanto, procurou-se apenas aperfeiçoar a sistemática existente.

Com relação ao Fator X, procedeu-se a exclusão na fórmula de cálculo do componente X_e , do PIS/COFINS e P&D da Parcela B, de forma a compatibilizar os aditivos realizados nos contratos de concessão.

Outra alteração ocorrida foi na forma de projetar o mercado de cada concessionária, ao invés de utilizar o modelo clássico de Mínimos Quadrados, utilizaram-se os dados informados no PRODIST que, depois de analisados e verificados quanto à sua consistência, serviu de instrumento para projeção do mercado a ser empregado no fluxo de caixa do componente X_e .

Com relação aos investimentos, não se usa mais a técnica baseada no crescimento do consumo e do número de clientes e sim, programas computacionais (SISPAI e PDD) que guardam relação com impacto tarifário e benefício técnico do investimento.

Eliminou-se ainda o componente X_c que servia para avaliar o nível de satisfação do consumidor frente à concessionária, quanto ao serviço prestado. Apesar de ser considerado um incentivo à melhoria do serviço, seu critério de avaliação não era adequado para medir tal satisfação.

Quanto ao componente X_a , introduziu-se o índice IPCA para corrigir a parte da Parcela B composta por mão de obra, deixando o IGP-M corrigir apenas a parte relativa a materiais e serviços, exceção feita a parcela de mão de obra contida na remuneração de capital e da depreciação da Parcela B, por questões já explicadas anteriormente.

Capítulo 5

ANÁLISE CRÍTICA DO PROCESSO DE REVISÃO TARIFÁRIA

5.1 - Análise dos conceitos e critérios da metodologia

O presente trabalho tratou, primeiramente, da mudança ocorrida no setor elétrico brasileiro, na seqüência, da implantação dos contratos de concessão e seus mecanismos de reajuste tarifário, as diversas formas de regulação por incentivo e, por fim, a metodologia empregada pela ANEEL no processo de revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica.

Em se tratando de revisão tarifária, o processo tem como finalidade principal o reposicionamento tarifário do ano-base e a apuração do Fator X, que será aplicado nos reajustes anuais das distribuidoras, nos anos subseqüentes à revisão em processo.

Analizou-se não apenas os itens que compõem a metodologia da revisão tarifária, mas também o processo desencadeado após este evento e a maneira como ocorrem os reajustes anuais, contemplando assim, todo o mecanismo de reajuste das tarifas com enfoque maior para a metodologia vigente.

Por ocasião da revisão tarifária, são abordados além do percentual de reposicionamento, e do Fator X, a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA e os itens financeiros apresentados pelas concessionárias, custos estes que são ressarcidos e que comporão o índice de reajuste das tarifas.

Ressalta-se também que a atuação do regulador na revisão tarifária ocorre apenas na Parcela B (custos gerenciáveis), sendo a Parcela A (custos não gerenciáveis), composta por encargos tarifários, de transmissão e energia comprada, adicionada pela simples substituição dos valores fixados no ano do reposicionamento em processo.

Criada, por meio da Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 25 de janeiro de 2002, para efeito de revisão ou reajuste das tarifas de fornecimento de energia, a CVA é destinada a registrar as variações ocorridas entre períodos de reajuste tarifário, dos valores que compõem a Parcela A, sendo tais valores corrigidos pelo taxa SELIC da data do pagamento da obrigação, até o mês anterior ao reajuste ou revisão tarifária.

Quanto aos itens financeiros, trata-se de despesas da concessionária para atendimento aos dispositivos legais emanados do regulador, tais como, contratação de consultoria para avaliação da Base de Remuneração, descontos concedidos nas tarifas de uso de rede e pagamento de fianças bancárias para participações em leilões de compra de energia.

O processo de revisão tarifária, como descrito na metodologia, é composto por 07 (sete) itens, os custos eficientes (Empresa de Referência), estrutura ótima de capital (participação do capital próprio e de terceiro no patrimônio da empresa), taxa de remuneração do capital (taxa apurada com base em prêmios e riscos associados a estrutura de capital), base de remuneração (ativo remunerável das empresas), outras receitas (receitas auferidas por compartilhamento de infra-estrutura), qualidade e investimentos (indicadores de qualidade e investimentos realizados) mais o Fator X (percentual aplicado ao IGP-M nos reajustes anuais para captura de ganho de eficiência).

A primeira avaliação crítica diz respeito à apuração dos Custos Operacionais Eficientes, dentro da Empresa de Referência – ER.

Concebida pela ANEEL com a finalidade de garantir a viabilidade econômica da prestação do serviço, com o menor custo factível, determinado nível de qualidade e sem repasse de encargos desnecessários ou excessivos ao consumidor, a ER é um conjunto de medidas tomadas pelo regulador, procurando estabelecer uma série de incentivos em direção à eficiência.

Esta eficiência pode ser denominada alocativa, segundo a qual os serviços devem ser providos de forma que os preços sejam estabelecidos de acordo com o custo

marginal da provisão dos serviços, ou produtiva, onde os incentivos devem ser dados para que os provedores do serviço reduzam seus custos.

Buscando garantir custos associados a uma gestão eficiente, o regulador procurou afastar conceitos de regulação tidos como invasivos ou sujeitos à elevada assimetria de informação, com maior dependência de dados fornecidos pelos próprios regulados, tal como no modelo anterior, onde era utilizado o método conhecido como custo do serviço.

O problema de desvantagem de informação do regulador pode ser sintetizado em termos de seleção adversa e de risco moral.

Ocorre seleção adversa quando a concessionária tem mais informação que o regulador sobre algum parâmetro exógeno, tal como, a tecnologia empregada em determinadas operações ou serviços, ou seja, apesar de alguns processos poderem ser identificados, sua complexidade está além de uma simples fiscalização ou auditoria.

Outro exemplo a ser destacado é, o conhecimento da demanda por parte da empresa.

No caso de risco moral, o tipo de assimetria se refere a variáveis endógenas à empresa e que não são observáveis pelo regulador. Assim, é possível que a empresa adote comportamentos indesejáveis.

Como exemplo clássico, cita-se o esforço demandado nas tarefas, número excessivo de funcionários para executar serviços ou ineficiência nas compras. Mas também não existem apenas exemplos negativos nesta questão, a valorização de funcionários para serviços específicos, como por exemplo, os eletricitas de rede (linha viva) requerem mais especialização e, portanto, remuneração diferenciada resultando em maior eficiência e redução do tempo de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC.

Ambas as situações implicam numa redução da capacidade de ação específica do regulador.

A existência dos dois problemas mostra a necessidade de adoção de políticas regulatórias que sejam robustas e eficazes levando-se em conta o fato de que a empresa tem interesses próprios quando fornece informações para o regulador.

Portanto, o regulador deve levar em conta essa assimetria de informação e fornecer incentivos corretos para que a concessionária, espontaneamente, tome medidas que aumentem a eficiência sem a necessidade de o regulador conhecer em minúcias os parâmetros e as ações internas da distribuidora, tomando por base, variáveis universalmente aceitas.

Em vista dos problemas da assimetria de informação e os associados, estritamente, com a utilização da fiscalização, controle e auditoria, a ANEEL optou por um enfoque direcionado à regulação por incentivos. Neste sentido, busca-se definir parâmetros de eficiência externos que permitam determinar as tarifas dos serviços regulados e, ao mesmo tempo, constituem referências para orientar a gestão sem implicar ingerência sobre as ações tomadas pela empresa.

Na regulação por incentivo, o regulador estabelece um prazo em que a tarifa é apenas corrigida por índice determinado contratualmente, com alteração dos encargos não gerenciáveis pelas concessionárias. Durante esse período, todo ganho de eficiência produzido pela empresa, é capturado e absorvido integralmente, portanto, a empresa tem forte incentivo para buscar a redução de custos no período.

No segmento de distribuição de energia elétrica do Brasil, adotou-se a regulação por price cap, onde é fixado um preço teto, tendo a empresa liberdade para praticar um nível de preço inferior ao estabelecido. Também não haveria uso explícito de dados contábeis.

Assim sendo, são estabelecidos, individualmente para cada empresa, os níveis de custos operacionais eficientes, bem como a base da concepção de uma firma operando em cada área de concessão própria, cuja denominação recebeu o nome de **Empresa de Referência - ER**.

Na metodologia de ER se define uma empresa responsável pela prestação do serviço na área de concessão, em condições de eficiência produtiva.

A empresa virtual deve ter potencial para cumprir as funções de uma empresa entrante no mercado, as condições do contrato de concessão, dispor de serviços, recursos e material humano para executar todos os processos e atividades de operação, manutenção, gestão técnico-comercial, direção e administração de uma distribuidora já atuante.

A metodologia da ER, proposta pela ANEEL, estabeleceu o volume de processos e atividades necessários para manter inalterada a vida útil de uma distribuidora, levando em conta a extensão da rede elétrica, o montante de ativos específicos e a densidade de carga.

Além da necessidade de manutenção preventiva e corretiva da rede (O&M), outros parâmetros são também considerados, como o número de consumidores, características da área de concessão, gestão comercial dos clientes e direção e administração inerentes a toda a empresa.

Em resumo, a ER procura estabelecer os custos operacionais eficientes, para uma determinada área de concessão, em condições que assegurem que a concessionária poderá atingir níveis de qualidade exigidos para a prestação do serviço.

O conceito está associado a três aspectos fundamentais: (i) eficiência de gestão; (ii) consistência entre tratamento regulatório e remuneração dos ativos; e (iii) condições específicas de cada área de concessão.

A seguir, é apresentado um organograma esquemático das funções básicas que foram consideradas na metodologia adotada no processo de revisão tarifária:

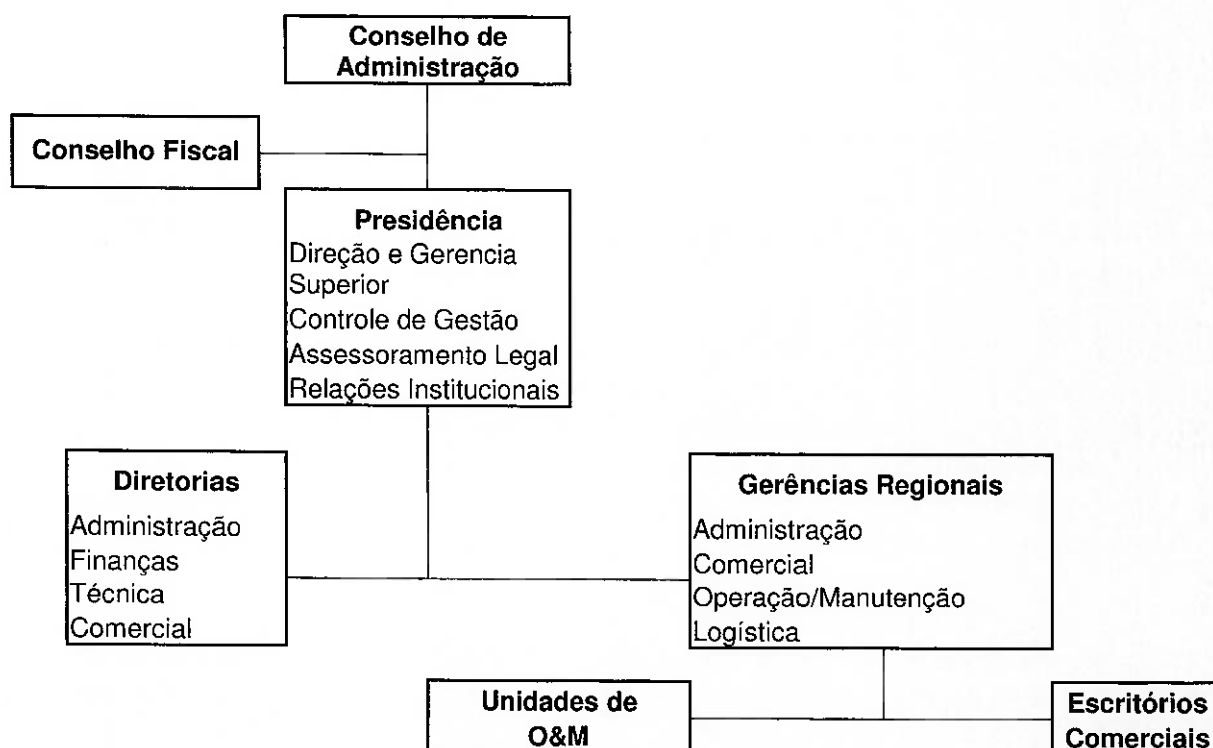


Figura 3 – Organograma esquemático das funções básicas (Empresa de Referência).

A partir do modelo aplicado no Chile (utilizado em El Salvador e parcialmente na Argentina, Guatemala e Peru), onde se escolhe uma empresa padrão como referencial das demais, a ER evoluiu, porém, devido à dificuldade de identificação da firma padrão e os riscos de captura ao se determinar quem estaria acima ou abaixo da média, levou o regulador a criar uma empresa hipotética com dados considerados ideais para servir de referência nos processos de revisão tarifária.

A ER nada mais é que outro mecanismo de regulação por comparação que visa contribuir de alguma forma para estimular a eficiência das empresas e para beneficiar os consumidores, reduzindo assim as assimetrias. Seu objetivo não é dirigir as ações da empresa e sim, induzir os prestadores do serviço a revelar informações sobre seus custos e particularidades da área de concessão.

Além disso, o desenho metodológico fornece um referencial de gestão para as empresas, que lhes permite identificar os processos e atividades sendo possível com isto, buscar maior eficiência.

Diante disto, é possível perceber que a montagem de uma ER requer tarefas complexas, intensivas em informações sobre gestão do negócio de distribuição de energia envolvendo uma série de julgamentos sobre o que é uma estrutura de funcionamento aceitável pelo regulador em termos de custos a serem remunerados.

Apesar da ANEEL afirmar que não pretende fazer uma reengenharia nas empresas, o sinal emitido e as condições de funcionamento consideradas na ER, poderiam estar levando as empresas a adotarem a gestão do regulador para alcançar os custos eficientes propostos, representando assim uma forma de intrusão.

A ANEEL defende que é possível determinar custos eficientes, a partir de coleta de dados e montagem de uma estrutura virtual. Porém, se essa avaliação que envolve conhecer os valores reais de todos os custos unitários e as quantidades ótimas dos insumos utilizados pelas empresas reguladas fosse uma boa saída, não haveria necessidade de implementar esquemas regulatórios do tipo Price Cap, de induzir ou de emular condições de competição.

Caberia ao regulador simplesmente dizer quais os custos eficientes e o jogo estaria decidido.

Para avaliar em que grau o método adotado permite contornar a assimetria de informação, analisou-se alguns pontos da metodologia de construção das ER's, baseada nas notas técnicas publicadas.

Os custos de pessoal de uma ER dependem diretamente do tamanho das estruturas montadas, do nível de experiência dos trabalhadores alocados para desempenhar processos funcionais e do nível de remuneração dos profissionais selecionados.

No entanto, é difícil inferir a partir de que informações, modelos de negócio, critérios de comparação para produtividade, chega-se à demanda por processos funcionais

desempenhados por cada trabalhador, além de qual a base para definir quantos e quais empregados são escolhidos para cada unidade de negócio de uma ER.

Os salários, são determinados por pesquisas realizadas pela PricewaterhouseCoopers e pela Hay Group do Brasil, contudo, para conselheiros de administração e fiscais, foi adotado um percentual do salário do Presidente, sem referências pontuais e arbitrado pela ANEEL, por não dispor de informações eficientes.

Quanto aos custos de pessoal, cabe lembrar que a ANEEL enxerga a concessão de forma individualizada, alocando custos conforme estrutura funcional proposta, porém, muitas empresas atuam de forma integrada, pois estão abaixo de uma holding ou atuando em Grupo Econômico, como por exemplo, o Grupo Rede, CMS Energy²⁷ ou CPFL Energia.

Esta prática faz com que as empresas reunidas em grupos econômicos otimizem suas despesas de pessoal, uma vez que, o mesmo empregado atua em diversas distribuidoras e, dependendo do grupo em questão, também nas suas geradoras. Apesar disso, a concessão recebe valores individuais quando da montagem da Empresa de Referência. Este ganho de escala além de não ser considerado pelo regulador, ainda é feito com sua anuência.

Nesta mesma linha de conduta, as concessionárias vêm adotando a estratégia de unirem infra-estruturas logísticas, amenizando qualquer tipo de pressão incidente na compra de materiais e contratação de serviços de terceiro.

Sem dúvida esta forma de atuação garante ganhos expressivos ao regulado, não podendo ser coibida este tipo de estratégia por parte do regulador, mesmo porque, a gerencia é prerrogativa das empresas e, a ANEEL sabedora deste fato, deveria considerar isto nos critérios de cálculo da Empresa de Referência.

²⁷ Recentemente o Grupo CMS Energy foi adquirido pela CPFL Energia S.A., passando a ser denominado CPFL Jaguariúna S.A.

Outro ponto a ser considerado é a crescente utilização de serviços de terceiros, em atividades consideradas chaves dentro de uma distribuidora de energia elétrica. Em muitos casos são criadas empresas pelo próprio Grupo Econômico, porém, com utilização de instalações da concessionária.

Este fator de crescente terceirização poderá, em algum momento, voltar a criar problemas de qualidade na prestação do serviço, visto que a contratação muitas vezes é feita pelo menor preço, o que nem sempre é garantia de melhor qualidade.

Outros julgamentos que carecem de uma melhor documentação ou justificativa surgem quando se avaliam os custos de infra-estrutura de funcionamento de uma ER.

Para os custos de mobiliário e aluguel é comum utilizar-se valores discrepantes entre regiões, sem grandes explicações, uma vez que a coleta de dados é feita nas grandes capitais e, nem sempre os escritórios regionais ou sedes das concessionárias, localizam-se nestas localidades.

A ANEEL atribui valores típicos aos sistemas, quais sejam: SIG - Sistema de Informações Geográficas e SCADA - Supervisory Control and Data Acquisition Scada. Tais sistemas tem as seguintes definições:

SIG - geoprocessamento para sistematização, análise e representação de dados, por meio de cruzamento e superposição de referências espaciais de diferentes origens e formatos, previamente selecionados que permitem agilizar os procedimentos de mapeamentos temáticos, além de auxiliar o planejamento de estudos e projetos.

SCADA - software utilizado para supervisão e controle dos equipamentos das subestações e redes de distribuição.

Porém, pode-se questionar o regulador em como saber quais são os valores típicos desses sistemas, sem realizar auditorias ou fiscalizações.

A determinação de valores sem incorrer em informações da empresa ou de auditorias, validadas pela ANEEL, é mais problemática para os custos de operação e manutenção. Como o regulador pode apurar custos sem recorrer aos dados do setor.

Como saber quanto custa manter uma subestação sem informações das empresas, uma vez que a ER contorna a necessidade de realização de auditoria para certificar a veracidade de dados à operacionalização da regulação econômica.

Na prática, nos países de maior tradição regulatória, a possibilidade de contar com informações não proveniente do próprio mercado regulado é muito limitada, e requer tratamento de dados para permitir comparações, uma vez que as estruturas de custos das empresas são fortemente dependentes das características do mercado que atendem.

Outra questão é como determinar os preços de mercado em tarefas que são típicas de atividades de distribuição de energia, sem a obtenção de dados das concessionárias.

Necessário é levar em conta a frequência com que as tarefas devem ser realizadas, o que por si só irá definir a quantidade ótima de insumos a utilizar.

Para determinar os custos de execução das tarefas, a ANEEL define “equipes típicas” (Nota Técnica 166/2006-SRE/ANEEL, pág. 19, item 67) para realizar serviços de O&M, a partir das quais calcula custos de mão de obra e utiliza preços de mercado representativos das modalidades de aquisição mais eficientes que pode empregar a empresa, para determinar os custos de material.

Não há, nas notas técnicas, menção a como se define a equipe típica, nem o que é estar adequadamente equipado para realizar com eficiência uma tarefa, ou quais as demandas que originam estas tarefas.

O mesmo acontece com os custos de transporte onde se considera para efeito de cálculo da quantidade de veículos de O&M, uma fórmula para apuração de custos sem, no entanto, indicação de sua proveniência e se há alguma modelagem ou benchmarking a ser atingido.

Vale lembrar que nos últimos leilões de Transmissão, a ANEEL, ao oferecer novas concessões, tem demonstrado que existe uma grande assimetria de informações quando se trata de preços de insumos no setor, pois, para elaborar sua proposta inicial, a ANEEL prepara um orçamento de investimento, a partir das melhores informações que dispõe. No entanto, verificaram-se deságios da ordem de 40% devidos, em parte, a preços provavelmente superestimados.

Deixando um pouco de lado a questão em torno da metodologia de cálculo dos componentes da ER e, partindo para o campo da comprovação, construiu-se um quadro comparativo entre a evolução das despesas operacionais de uma distribuidora paulista e os valores aprovados nas revisões tarifárias de 2003 e 2007. A partir do quadro demonstrativo, pode-se notar que no período compreendido entre 2004 e 2007, segundo as Demonstrações Financeiras Padronizadas publicadas da concessionária, as despesas operacionais somadas ao custo do serviço apresentaram retração de 9,31%, enquanto que os valores da ER apurados nas revisões tarifárias, cresceram 30,43%²⁸.

Valores em R\$ milhões			
Itens	2004	2007	2004/2007
Pessoal	151	196	29,80
Material	30	19	-36,67
Energia Comprada	3520	3330	-5,40
Encargos de Transmissão	919	696	-24,27
Serviços de Terceiros	106	137	29,25
Despesas com Vendas	231	228	-1,30
Despesas Administrativas	206	392	90,29
Outros	1229	799	-34,99
Total	6392	5797	-9,31

Tabela 3 – Despesas Operacionais e Custo do Serviço
Fonte: DFP 2004/07

²⁸ Considerou-se os valores publicados nas N.T. 150/2003-SRE/ANEEL, pág. 13, item 41 e N.T. 184/2007-SRE/ANEEL, pág. 33, item 131.

Nota-se que no quadro apresentado, alguns itens como Energia Comprada e Encargos de Transmissão, fazem parte da Parcela A e tem tratamento à parte, assim como a Depreciação, portanto, caberia ao regulador uma análise mais apurada dos critérios de elaboração dos valores da Empresa de Referência. Caso sejam excluídos tais itens, os valores de 2007 em relação a 2004, teriam retração de 13,64%.

No que diz respeito à metodologia e cálculo da taxa de remuneração, envolvendo a determinação da estrutura ótima de capital e o custo de capital, a ANEEL utilizou métodos padronizados de Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) em combinação com o Capital Asset Pricing Model (CAPM), associada a dados de Balanço Patrimonial publicado pelas empresas.

Para apuração da estrutura ótima de capital, criou-se três grupos distintos formados por empresas do Chile e Argentina (Grupo 1), empresas da Grã-Bretanha e Austrália (Grupo 2) e, finalmente, empresas brasileiras (Grupo 3). A partir daí, por meio de intersecções entre grupos, chegou-se à meta pontual de 56,95% (N.T. 68/2007-SRE/ANEEL, fls.8, item 28).

A princípio denota-se que os grupos não têm homogeneidade entre si, apresentando limites inferiores e superiores bem distintos e, naquele onde se encontram as empresas brasileiras, existem grandes disparidades entre porte e capacidade financeira de seus integrantes, além do fato de empresas como CEMIG e Grupo Rede terem sido excluídas da amostra por terem suas séries históricas afetadas por razões de desverticalização.

No que se refere ao custo de capital, a ANEEL adotou parâmetros baseados em séries históricas bem suportadas, com pequenos ajustes à realidade brasileira, ficando apenas a ressalva de que, no cálculo dos diversos prêmios de risco, poder-se-ia levar em conta um melhor posicionamento de algumas distribuidoras quanto seu rating. Isto é, com a possibilidade na época, de elevação do país a categoria de investment grade, haveria melhor avaliação dos prêmios e riscos que compõem a sistemática de cálculo da taxa de retorno do capital investido.

No que tange a Base de Remuneração, este é o item mais polêmico dentre todos os componentes da metodologia de Revisão Tarifária, pois, devido a sua complexidade e volume de trabalho requerido, alguns problemas ocorreram no transcorrer de sua apuração, principalmente, para aquelas concessionárias em processo de revisão tarifária, inclusive, a ABRADDE – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, mantém ajuizada, ação contra a ANEEL.

Por determinação da ANEEL as concessionárias deveriam contratar consultoria, credenciada pelo órgão regulador, para execução dos serviços descritos na Resolução ANEEL 493, de 03/09/2002, cujo teor versava sobre a metodologia e critérios de apuração da Base de Remuneração.

Por ocasião da execução dos serviços, algumas consultorias contratadas mostraram-se incapazes de realização do levantamento de dados exigidos, o que veio a provocar atrasos no cronograma de certas distribuidoras.

Como já descrito, é um trabalho difícil, com complicada conferência e validação por parte das auditorias contratadas pela ANEEL, portanto, o risco de erros não é pequeno.

Uma vez que a base levantada para o primeiro ciclo revisional foi blindada e apenas movimentada (acréscimos e baixas) e corrigida durante o segundo ciclo de revisão, restou a ANEEL compensar as imperfeições verificadas apenas na chamada base incremental, pois, não havia possibilidade de abertura da base blindada para correção de valores.

Aliado ao fato de algumas distribuidoras contestarem os critérios de apuração da referida base, a ANEEL alterou, para o segundo ciclo, a maneira de tratamento das Obrigações Especiais, não permitindo que sua depreciação fosse considerada para fins de composição de valores.

Tal procedimento, além de gerar reclamações das concessionárias, deixou sem solução a questão de como estes ativos serão recompostos no final de sua vida útil, uma vez que a figura da depreciação tem esta finalidade.

Num primeiro momento, a posição da ANEEL é até defensável, mas no caso de Obrigações Especiais – Participação do Consumidor, acaba por criando um ônus temporário para a concessionária.

Com a adoção desta medida, a ANEEL deixou para o terceiro ciclo revisional o entendimento final da apuração da base de remuneração, uma vez que o critério adotado no segundo ciclo, é diferente do aplicado na primeira revisão.

Este fato acaba por trazer uma insegurança regulatória, pois, se a base foi blindada no primeiro ciclo e alterada no segundo, é bem possível que alterações sejam necessárias para corrigir prováveis erros ou distorções ocorridas.

Além disso, apuração da base sem dúvida é de grande importância tanto em termos de valores como para o cálculo da remuneração do capital, portanto, faz-se necessário que a ANEEL adote de forma definitiva os critérios e procedimentos para fixação deste componente, evitando assim, para que os futuros reajuste ou revisões tarifárias, discussões em torno do modelo aplicado.

Naquilo que se refere ao item Outras Receitas, a ANEEL procedeu de maneira coerente quando ofereceu como ganho financeiro para a concessionária, a parcela de 10% das receitas de compartilhamento de infra-estrutura, mesmo porque, seria injusto capturar toda a receita com aluguel de postes e outras receitas extras, uma vez que a concessionária tem seus ativos compartilhados com terceiros a um valor quase sempre discutível, pois, quando a ANEEL aprova os contratos de compartilhamento de infra-estrutura com agentes de outro setor.

É preciso também, anuência do órgão regulador do setor que esta dividindo as instalações com a distribuidora e, se para os consumidores de energia elétrica esta divisão representa um fator de modicidade tarifária, para os consumidores do setor locatário das instalações, o aluguel é considerado despesa a ser coberta pela tarifa, porém, o custo é insignificante comparado a implantação de infra-estrutura própria caso os integrantes das agências compartilhantes, tivessem de realizar tal despesa.

Para levantamento dos valores a serem considerados como receita de compartilhamento de infra-estrutura, a concessionária disponibiliza uma série de valores correspondentes aos 12 meses anteriores à revisão ou reajuste tarifário.

Vale lembrar que neste item, a informação é prestada integralmente pela distribuidora e fiscalizada pela ANEEL, contrariando a prerrogativa do regulador em não utilizar ou depender dos dados apresentados pela empresa, ficando sem efeito, o cuidado quanto à assimetria da informação.

Para o componente relativo a Qualidade e Investimento, a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, é bastante vaga conforme se pode depreender de:

“A relação entre os investimentos necessários na rede de distribuição e a conformidade dos níveis de tensão será avaliada por meio de análise do planejamento da distribuidora, considerando metodologia de planejamento agregado dos investimentos e outras ferramentas adequadas” (Anexo VII, pág. 101).

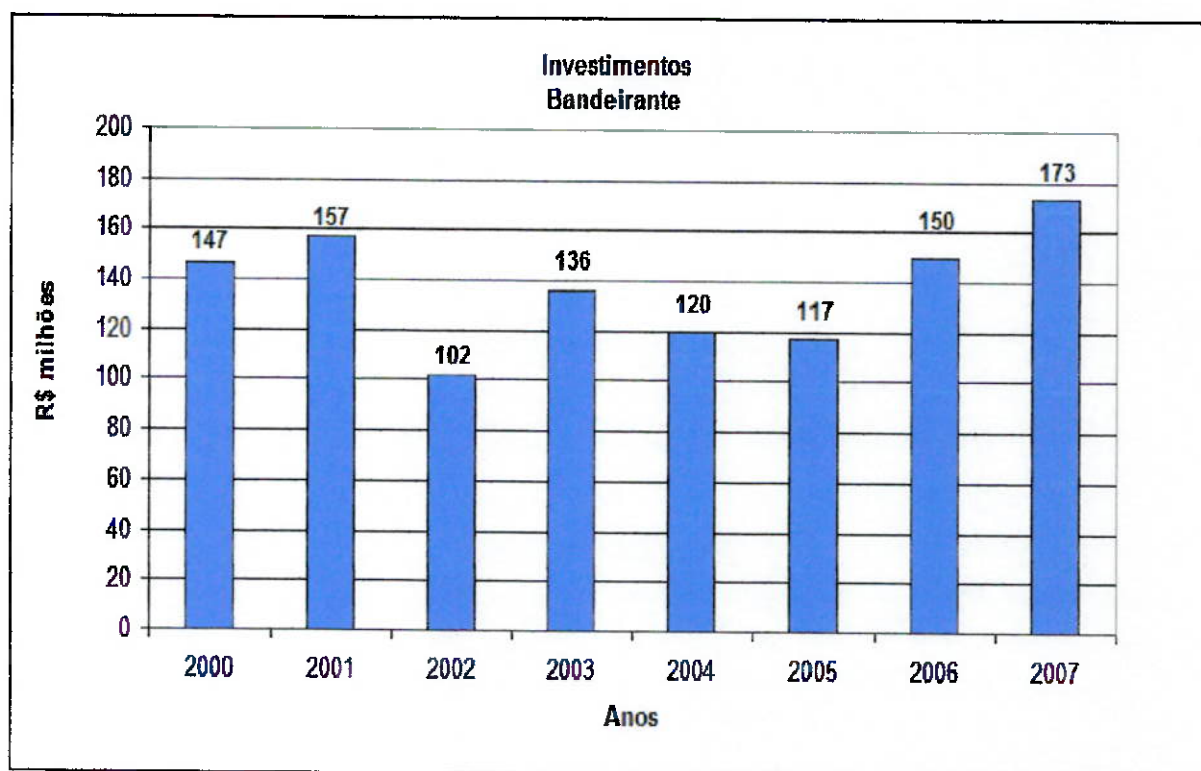
Não seria prudente controlar qualidade do serviço apenas verificando-se indicadores de DEC/FEC, mesmo porque os parâmetros de duração e frequência de falta de energia são muito subjetivos quando se trata da realidade dos consumidores.

Se para a empresa, ter o fornecimento interrompido por uma hora é plausível, para um consumidor industrial este tempo pode representar prejuízos significativos, contudo, não se pode deixar de levar em consideração que a qualidade, em casos específicos, tem um custo associado e que nem sempre o consumidor quer pagar.

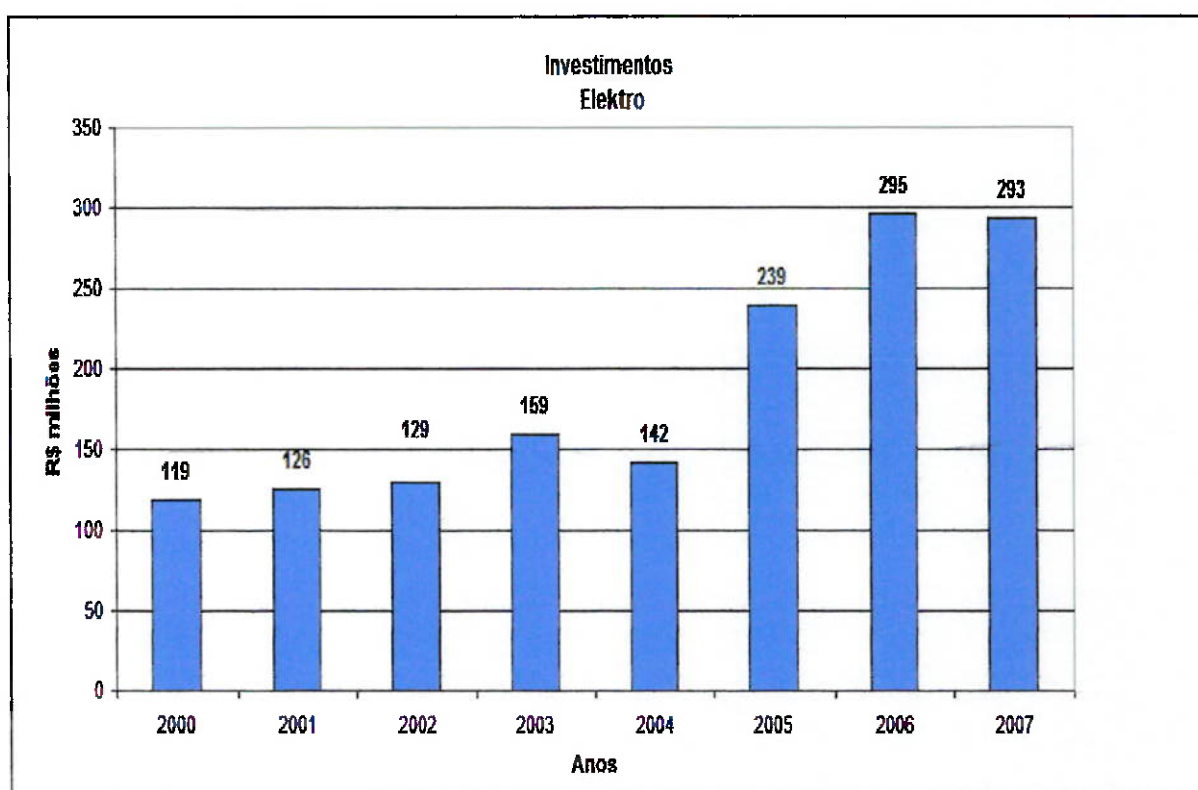
Portanto, o item Qualidade deveria estar mais associado a satisfação do consumidor e não só a dados técnicos e, mesmo que medida por indicadores, a ANEEL deveria exigir mais eficiência das distribuidoras, obrigando-as, constantemente, a perseguirem um grau mais elevado na qualidade da prestação do serviço, seja utilizando técnicas como benchmarking ou o Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC - que mede o quanto os clientes das concessionárias estão satisfeitos com o serviço prestado, sem, no entanto, abandonar o alinhamento com a realidade.

É interessante avaliar os gráficos demonstrativos dos investimentos realizados pelas principais distribuidoras do Estado de São Paulo, naquilo que diz respeito a aquisições de ativos. Tais dados foram retirados das Demonstrações Financeiras Padronizadas publicadas pelas empresas nos anos apresentados.

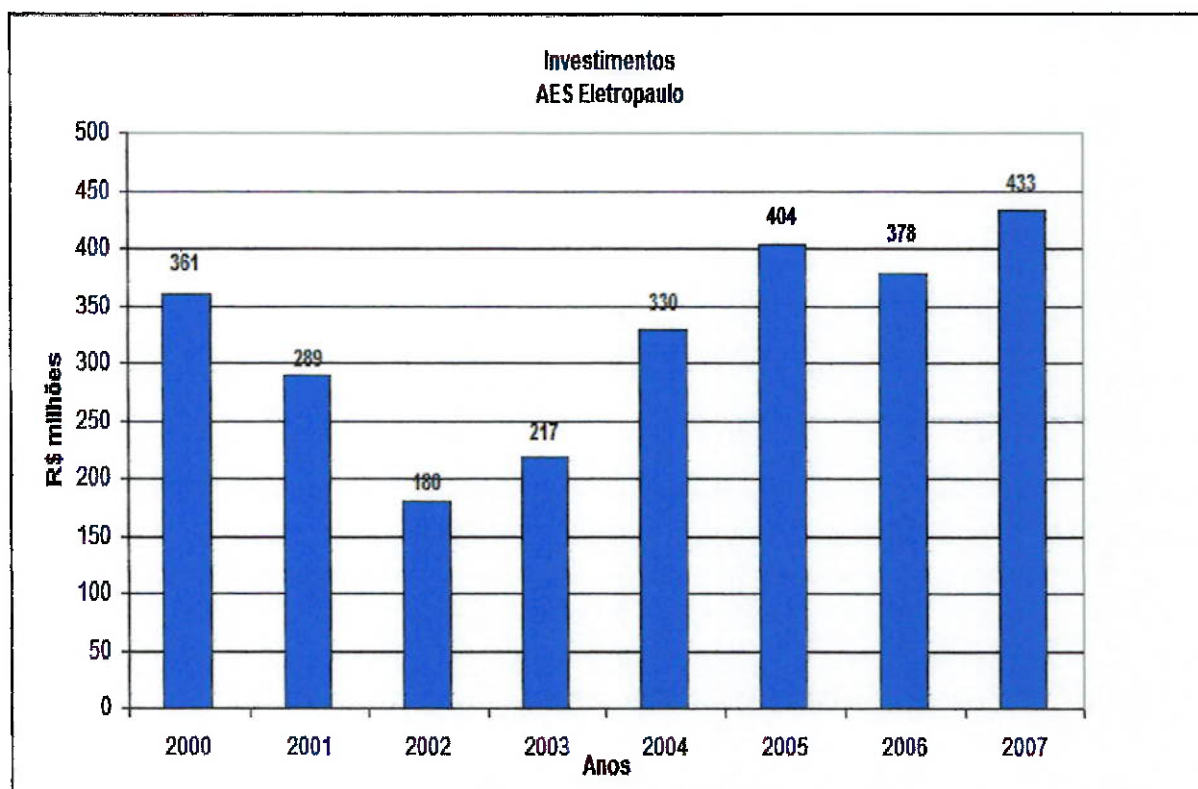
Empiricamente, nota-se que após o término do primeiro ciclo de revisão tarifária, os investimentos, de forma geral, cresceram em todas as concessionárias, mas, o que causa uma certa preocupação, é o fato dos mesmos apresentarem evolução com pequena variação. Porém, este fator faz parte da estratégia das concessionárias, cabendo a seus dirigentes a escolha do melhor caminho a ser seguido.



Fonte: DFP 2000/07



Fonte: DFP 2000/07



Fonte: DFP 2000/07

No que diz respeito às perdas, sejam elas técnicas ou não, a metodologia trata o problema por meio de estabelecimento de metas regulatórias ou comparações entre as melhores práticas de combate a perdas, além de novamente solicitar que as distribuidoras apresentem estudos de diagnóstico para redução das perdas. Ressalta-se aqui, que tais estudos provavelmente se tornarão, no futuro, itens financeiros a serem considerados nos reajustes ou revisões tarifárias.

No caso das perdas não técnicas e inadimplência, este é um problema sócio-cultural do país, devendo o regulador, adicionalmente ao critério de fixar metas decrescentes, para repasse na tarifa, premiar aquelas distribuidoras que alcançarem tais objetivos, incentivando assim, uma busca freqüente da eficiência.

Mais uma vez a ANEEL busca métodos estatísticos baseados no aging e curva de envelhecimento da fatura, para fixar os percentuais de receitas irrecuperáveis, não levando em conta a realidade das distribuidoras.

Muitas concessionárias têm suas áreas residenciais inseridas em favelas ou zonas totalmente fora de controle das autoridades, cabendo as empresas, fazerem o papel do Estado com ações sociais e de inserção da comunidade na sociedade. Portanto, tal ponto, nem sempre pode ser considerado risco do negócio.

Já para as perdas técnicas, uma melhor política de qualidade e investimentos provavelmente ajudaria na solução do problema, além disso, o regulador deveria atuar mais efetivamente na rede de distribuição onde ocorrem perdas que são rateadas entre os consumidores, onerando ainda mais a prestação do serviço; principalmente, buscando direcionar recursos às áreas menos rentáveis, que, geralmente, são legadas ao segundo plano pelas concessionárias.

Após os comentários sobre os diversos itens que compõem o reposicionamento tarifário, restou apenas a análise sobre o segundo componente que completa o processo de revisão tarifário, ou seja, o Fator X.

Analisando a metodologia de cálculo do Fator X, três pontos merecem destaques, a saber: (i) utilização do IGP-M e IPCA como índices de correção; (ii) uso dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST – que nada mais são do que documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao sistema de distribuição – para estimativa de receita e investimento e; (iii) dados da Empresa de Referência na composição dos componentes Xa (componente que reproduz a aplicação do IPCA, relativo a parcela de mão de obra contida Parcela B) e Xe (componente que reflete os ganhos de produtividade em função do crescimento de mercado).

O Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M é uma das versões dos chamados IGP's, sendo medido pela Fundação Getúlio Vargas, registrando a inflação de preços desde matérias primas agrícolas e industriais até bens e serviços. É formado pelo Índice de Preço por Atacado – IPA-M, o Índice de Preço ao Consumidor – IPC-M e Índice Nacional do Custo da Construção – INCC, com pesos de 60%, 30% e 10%, respectivamente, tendo seus preços coletados entre o dia 21 do mês anterior até o dia 20 do mês atual.

Tal índice mede itens de bens no atacado (feijão em grão, arroz em casca, etc), no varejo (cenoura, pão francês, etc) e na construção civil (pedreiro, servente de obra, aço, etc), entrando também em sua composição, a variação do transporte, vestuário, educação e recreação entre outros.

As informações para apuração do índice são captadas em lojas, supermercados e feiras sempre com periodicidade de 30 dias corridos e por pesquisadores in loco. Feito isto, os dados são processados para que se chegue ao preço médio de cada item, que é comparado ao resultado do mês anterior, chegando-se assim à variação do preço médio de um período para o outro.

Na seqüência, é ponderado o peso que cada produto tem na cesta, resultando por fim na variação do índice.

Acontece que entre a coleta, tabulação, ponderação e a publicação do índice, existe um espaço de tempo de aproximadamente 10 a 15 dias de defasagem que só será compensada no próximo reajuste, portanto, um pedaço do IGP-M passado deixa de ser considerado para efeito de correção dos parâmetros.

Quanto ao segundo índice utilizado na construção do Fator X, o IPCA – Índice de Preços ao Consumidor Amplo, tem como base de coleta de preços, os estabelecimentos comerciais, de prestação de serviços, serviços públicos, aluguéis e condomínios. Sua pesquisa de apuração começou em 1978 e compreende o orçamento de famílias com rendimentos entre 1 e 40 salários mínimos. Sua abrangência geográfica inclui as regiões metropolitanas de diversas capitais brasileiras e é calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.

Não bastasse isto, como na fórmula utilizada para a revisão tarifária o período de apuração compreende o mês anterior ao reajuste em processamento e o mês anterior à “data de referência anterior”, ou seja, o último reajuste processado, o cálculo carrega uma informação do passado para o presente, causando o chamado efeito inercial, deixando o índice sempre indexado ao passado.

No caso da utilização do PRODIST, não que a ferramenta não seja adequada, o problema é que ainda não foi consolidado, está em fase de reunião pública para apresentação da proposta de regulamentação dos oito módulos técnicos, sendo, inclusive disponibilizada a consulta dos interessados, nota técnica e a íntegra dos módulos do PRODIST no site da ANEEL (Canal Energia – 11/04/2008).

Quanto aos dados que compõem a Empresa de Referência, serem utilizados na composição do X_a (parcela da mão de obra da Parcela B) e X_e (ganho de produtividade relativo ao crescimento de mercado), a ANEEL está carregando para a apuração do Fator X, os mesmos erros e acertos utilizados na elaboração dos custos operacionais eficientes, os quais serão projetados pelos próximos anos conforme disposto na metodologia.

5.1.1 - Considerações gerais sobre os conceitos e metodologia

Feitos os comentários aos componentes da metodologia da revisão tarifária, cabem agora as considerações gerais quanto ao processo como um todo. A ANEEL, apesar de afirmar que procurou não utilizar metodologia invasiva, além de procurar mitigar o problema da assimetria da informação, utiliza os dados prestados pelas distribuidoras, validando-os por meio de fiscalizações realizadas no mês anterior ao fechamento do ciclo de reajuste, quer seja anual ou revisional.

Ao invés de criar uma metodologia baseada numa empresa fictícia que, supostamente, poderia prestar serviço com a mesma qualidade e eficiência de uma concessionária já estabelecida, suportada por custos parametrizados através de pesquisa de mercado e ferramentas computacionais, a ANEEL deveria procurar diminuir a distância entre ela e as empresas reguladas, conhecer suas peculiaridades, principalmente, daquelas privatizadas cujas estratégias de condução e gerenciamento foram substancialmente aprimoradas.

Este vale existente entre regulador e regulado tem sido propiciado pelo constante contingenciamento de verbas imputado a ANEEL pelo governo federal que somada a rotatividade de pessoal do órgão, faz com que as distribuidoras tenham maiores possibilidades de estudar os efeitos da metodologia, transformando-os em lucros crescentes, ficando a modicidade tarifária em segundo plano.

Quanto aos resultados negativos nos índices de reposicionamento ocorridos no segundo ciclo de revisão tarifária, não podem iludir nem consumidores nem tão pouco regulador, pois, os mesmos foram objeto de redução das quotas de Conta de Consumo de Combustível – CCC (Parcela A), a taxa decrescente do dólar aplicada às faturas de Itaipu e melhoras nos prêmio e riscos envolvidos no cálculo da taxa de remuneração de capital, não podendo nada ser atribuído à captura de ganho de eficiência ou parâmetros que compõem a Parcela B (Custos Operacionais Eficientes – ER).

Além do mais, tal diminuição nas tarifas das distribuidoras motivadas por itens que a empresa não tem nenhum gerenciamento ou melhoria de eficiência, podem vir a sinalizar ao consumidor uma falsa idéia de que estando a energia elétrica mais barata, o seu nível de consumo pode vir a crescer e, neste caso, o sistema poderia apresentar problemas de oferta disponível de energia.

Possibilidade viável, também seria, o regulador pensar em construir um índice próprio do setor elétrico, assim como existe no setor de telefonia e saneamento básico. Com isto, a ANEEL forçaria as concessionárias a abrirem seus custos operacionais, de forma espontânea e sem intrusão alguma. Também poderia incluir um fator de ajuste para corrigir possíveis distorções que viessem a ocorrer no período entre ciclos de revisões tarifárias, aproveitando experiência já desenvolvida para o setor de distribuição de gás canalizado no Estado de São Paulo.

5.2 - Análise econômica e financeira das distribuidoras de energia elétrica

Após comentários a respeito dos componentes da metodologia da revisão tarifária, passou-se, por meio de indicadores, a análise dos resultados financeiros dos balanços publicados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Como os resultados das empresas são provenientes das receitas auferidas e estas são resultantes da venda de energia elétrica multiplicado pela tarifa homologada pela ANEEL, pode-se dizer que, a situação das empresas é consequência da aplicação dos mecanismos de reajustes tarifários, aliados ao gerenciamento realizado pelo corpo diretivo das distribuidoras.

A avaliação da situação financeira de uma empresa tem por objetivo, refletir sua viabilidade, estabilidade e lucratividade naquilo que se refere ao negócio ou projeto.

A praxe utilizada por analistas de mercado, geralmente visa à comparação de indicadores que representam a liquidez ou solvência (posição financeira da empresa), a rentabilidade (condição econômica) e a posição de endividamento (demonstrada através de indicadores de estrutura de capital).

Além destes indicadores, outros serão apresentados para melhor entendimento da situação financeira das distribuidoras que atuam no âmbito do Estado de São Paulo.

Apesar de serem 14 (quatorze) as concessionárias paulistas, trabalhou-se com o universo de apenas 06 (seis), as quais representam empresas de pequeno, médio e grande porte no contexto da totalidade de concessionárias atuantes no setor elétrico brasileiro.

Deixaram-se de lado as empresas do Grupo Rede (Cia Nacional de Energia Elétrica, Vale Paranapanema, Bragantina e Caiuá) e Grupo CMS (Jaguari, Cia Paulista de Energia Elétrica, Mococa e Sul Paulista), uma vez que, o porte das mesmas já está contemplado na amostra proposta.

Outro ponto a ser considerado, é o fato destas empresas atuarem em grupo econômico o que, a priori poderia influenciar na apuração dos indicadores.

Voltando a conceituação de critérios e procedimentos para análise financeira, utilizou-se como ferramenta básica para execução do trabalho, as demonstrações contábeis denominadas Balanço Patrimonial (BP), a Demonstração de Resultados (DRE) e a Demonstração de Origens e Aplicação dos Recursos (DOAR).

Atualmente utiliza-se outro instrumento interessante conhecido como Demonstração de Valor Adicionado (DVA) que tem por objetivo demonstrar a distribuição da geração de valor da empresa pelos segmentos da sociedade.

Dentro do conceito da liquidez foram utilizados os seguintes indicadores: (i) índice de liquidez corrente e, (ii) índice de liquidez geral.

Na parte relativa ao endividamento, utilizaram-se os índices endividamento do ativo, participação de capital de terceiros, endividamento do ativo permanente, endividamento real, endividamento de curto e longo prazo.

Naquilo que se refere à rentabilidade, apurou-se a margem operacional, a rentabilidade do patrimônio líquido, rentabilidade do ativo, rendimento econômico e a margem operacional líquida. Além destes, foram levantados indicadores relativos ao EBITDA, lucro do exercício e geração de valor.

Como fonte de consulta utilizou-se dados publicados em jornais de grande circulação ou demonstrações financeiras padronizadas disponibilizadas nos sites das próprias concessionárias.

Também foram consultados as Notas Explicativas de Balanço, as Cartas dos Auditores contratados e os relatórios gerenciais publicados.

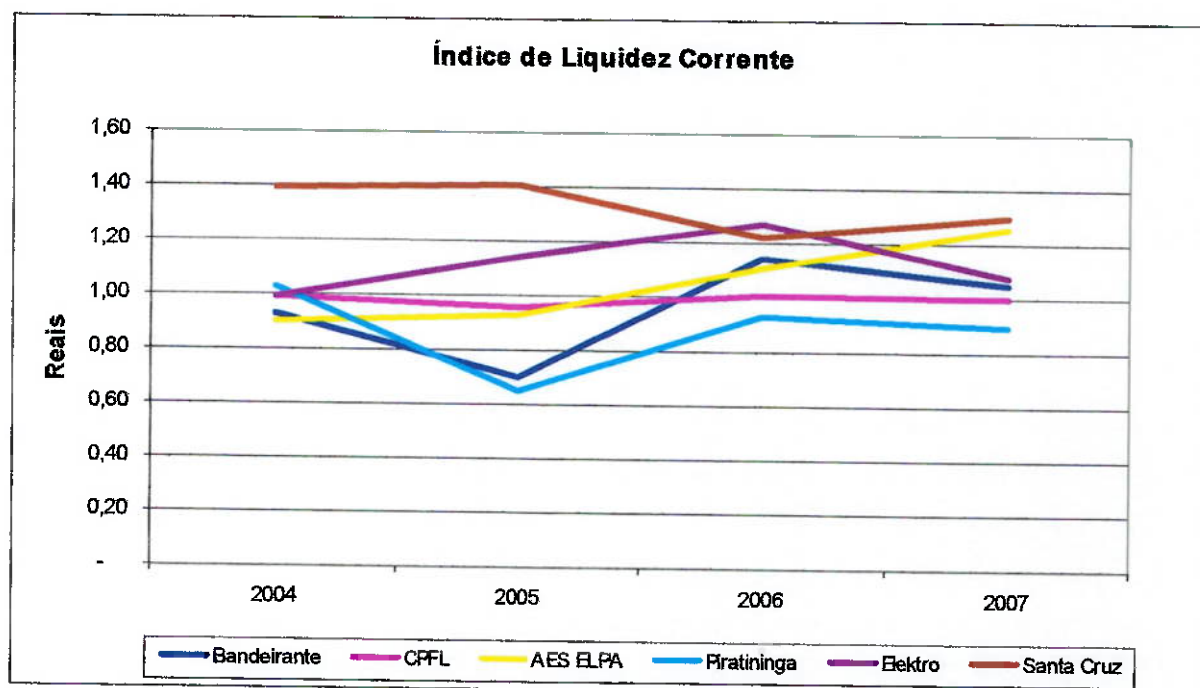
Quanto ao horizonte de apuração dos índices, foram coletados dados de 2004, ano posterior ao primeiro ciclo da revisão tarifária, até 2007, início do segundo ciclo revisional.

5.2.1 - Índices de Liquidez

O Índice de Liquidez Corrente é resultado da simples divisão entre Ativo Circulante e Passivo Circulante, o qual reflete a capacidade de pagamento da empresa no curto prazo. O crescimento exagerado do contas a receber, principalmente, quando ocasionado por aumento da inadimplência, ou ainda o aumento dos estoques, devem ser expurgados do cálculo do índice. Seu indicador é medido em reais.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	0,93	0,70	1,14	1,05
CPFL	0,99	0,96	1,01	1,00
AES Eletropaulo	0,90	0,93	1,11	1,26
Piratininga	1,03	0,65	0,93	0,89
Elektro	0,99	1,14	1,27	1,08
Santa Cruz	1,39	1,41	1,22	1,30

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

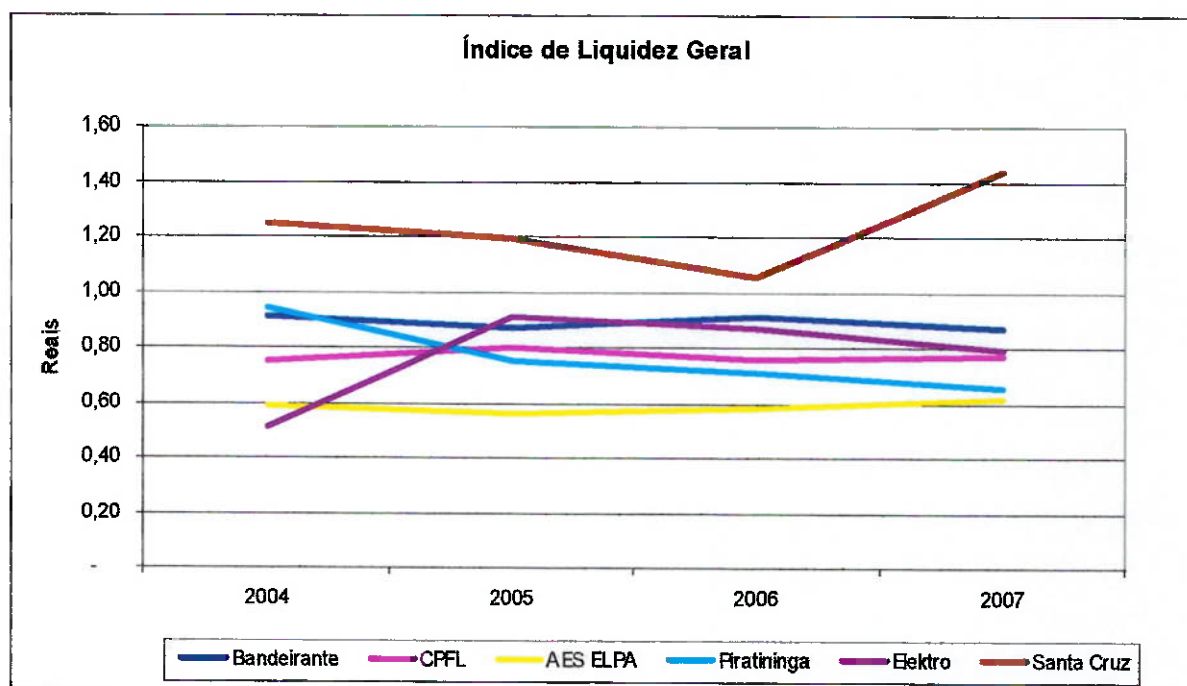
No que diz respeito a este índice, nota-se que as empresas nos últimos anos vem melhorando sua liquidez, sendo que, em 2007, todas demonstram capacidade de honrar seus compromissos de curto prazo, exceção a CPFL-Piratininga que apresenta indicador abaixo de 1,00 (um), porém, este fato ocorreu em decorrência da diminuição dos valores relativos a créditos da empresa (diferenças indedutíveis, adiantamento de contrato de pré-venda e reembolso de RGR).

Como pelo lado do Passivo Circulante, o aumento deste foi ocasionado pelo diferimento de ganhos tarifário, esta queda no índice não representa grandes preocupações.

O Índice de Liquidez Geral mostra se a empresa tem capacidade de honrar os seus compromissos em curto e longo prazo, também é expresso em reais.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	0,91	0,87	0,91	0,87
CPFL	0,75	0,80	0,76	0,77
AES Eletropaulo	0,59	0,56	0,58	0,62
Piratininga	0,94	0,75	0,71	0,65
Elektro	0,51	0,91	0,87	0,79
Santa Cruz	1,25	1,19	1,05	1,44

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

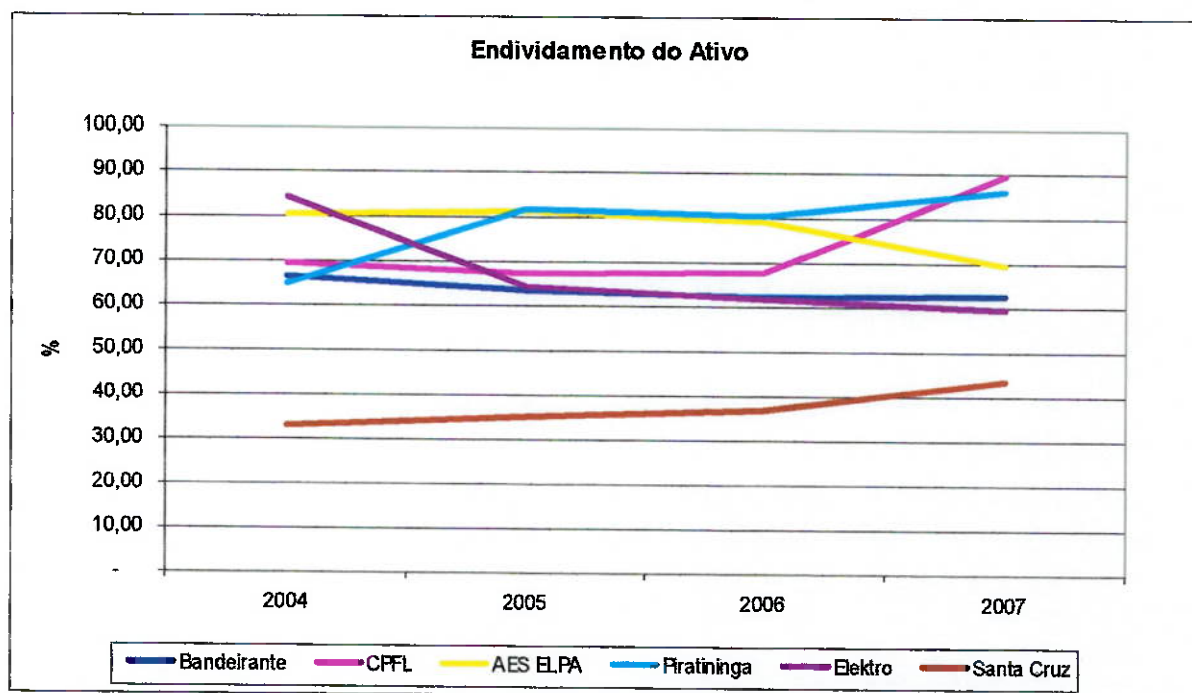
Como todas as empresas apresentam situação estável quanto ao índice e, exceto a Santa Cruz que melhorou sua condição para honrar passivos no curto e longo prazo, como neste indicador estão retratados os compromissos de longo prazo, vencíveis a mais de um ano, pode-se afirmar que o nível de liquidez das distribuidoras é bom.

5.2.2 - Índices de Endividamento

O Índice de Endividamento do Ativo é resultante da divisão entre Passivo Total pelo Ativo Total da empresa, mostra o quanto do ativo está comprometido com as dívidas, seu indicador é medido em percentual.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	66,46	63,42	62,26	62,60
CPFL	69,51	67,50	67,91	89,50
AES Eletropaulo	80,41	81,30	79,15	69,72
Piratininga	64,82	81,56	80,47	86,28
Elektro	84,23	64,25	61,74	59,42
Santa Cruz	33,24	35,35	37,01	43,47

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

Os percentuais demonstram que as empresas encontram-se com mais da metade de seus ativos comprometidos com seus compromissos, porém, esta é uma característica do setor que necessita de um volume razoável de empréstimos e financiamentos para alavancar seus projetos.

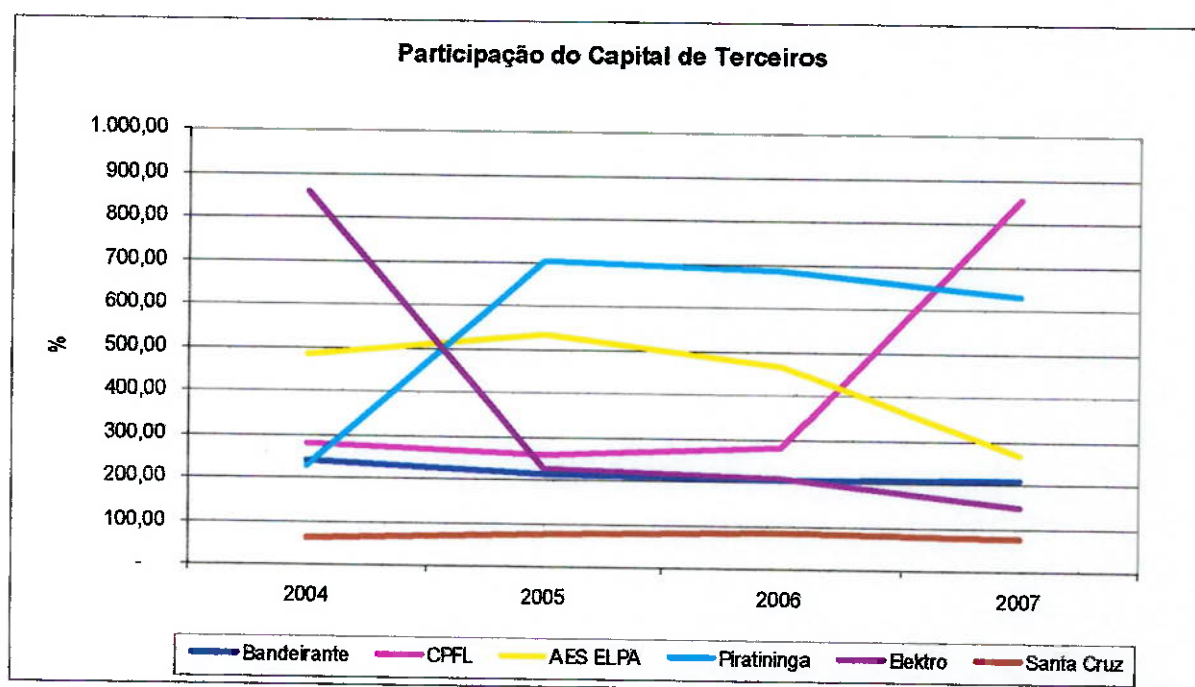
No caso da AES Eletropaulo, CPFL Paulista e Piratininga, as mesmas passaram, recentemente, por processo de reestruturação societária.

Já no caso da Cia de Força e Luz Santa Cruz, sua variação deveu-se a distribuição do saldo do lucro líquido através da declaração e provisionamento de R\$ 32,5 milhões na forma de dividendos e registro de juros de capital próprio no montante de R\$ 4,67 milhões, líquidos de Imposto de Renda.

O Índice de Participação do Capital de Terceiros é resultante da divisão do Passivo Total pelo Patrimônio Líquido e mostra quantas vezes o passivo da empresa representa em relação ao patrimônio dos acionistas, seu indicador é medido em percentual.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	237,92	211,72	202,60	207,34
CPFL	278,56	256,28	282,21	852,43
AES Eletropaulo	484,82	534,35	466,99	265,84
Piratininga	227,33	703,76	685,48	629,00
Elektro	858,39	224,94	208,62	146,42
Santa Cruz	62,12	75,61	84,19	76,90

Fonte: DFP 2004/07



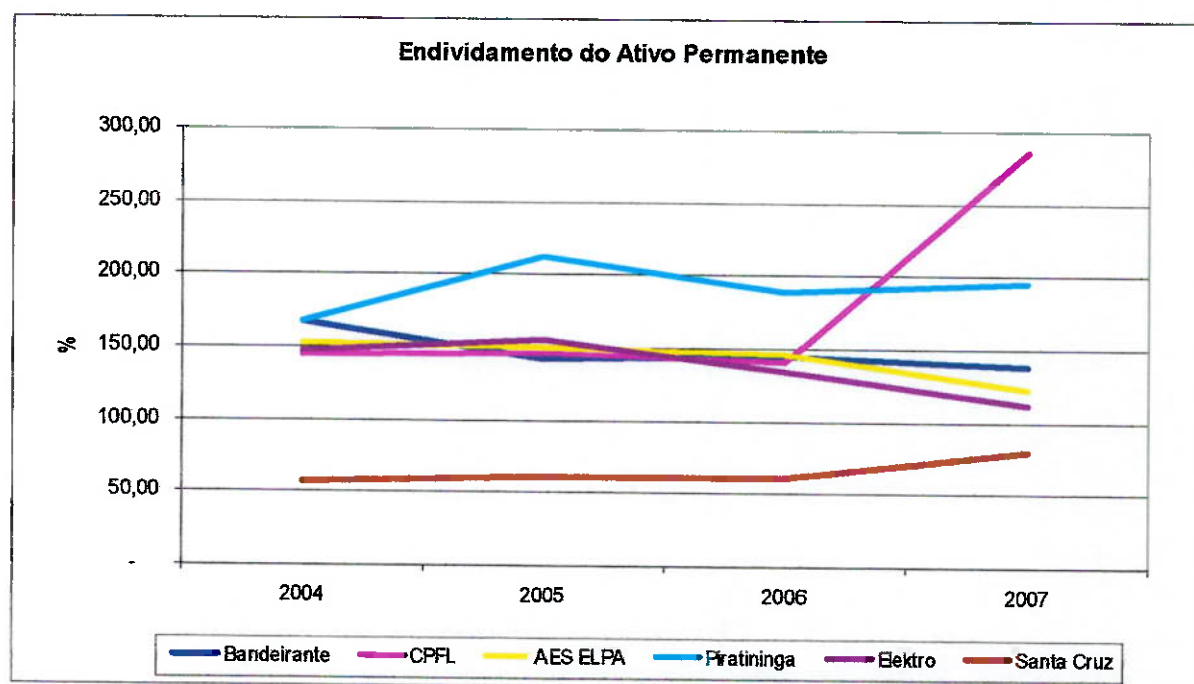
Fonte: DFP 2004/07

Aqui se podem notar duas situações antagônicas, primeiramente, a Elektro se recuperando de uma situação que teve origem nos problemas da ENRON e, segundo, a CPFL Paulista acelerando seu indicador em função do atendimento da Lei 10.848/2004, o qual resultou na redução de seu capital devido a transferência da Rio Grande Energia – RGE à controladora CPFL Energia, o que ocasionou queda expressiva no Patrimônio Líquido da distribuidora.

O Índice de Endividamento do Ativo Permanente representa a relação entre as dívidas e os ativos e investimentos da empresa, sendo também medido em percentual.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	166,96	142,30	144,37	137,52
CPFL	144,24	146,65	140,42	285,19
AES Eletropaulo	152,86	149,73	146,63	122,72
Piratininga	167,24	212,15	188,35	195,11
Elektro	148,00	155,47	134,25	111,58
Santa Cruz	56,92	61,20	60,48	79,76

Fonte: DFP 2004/07



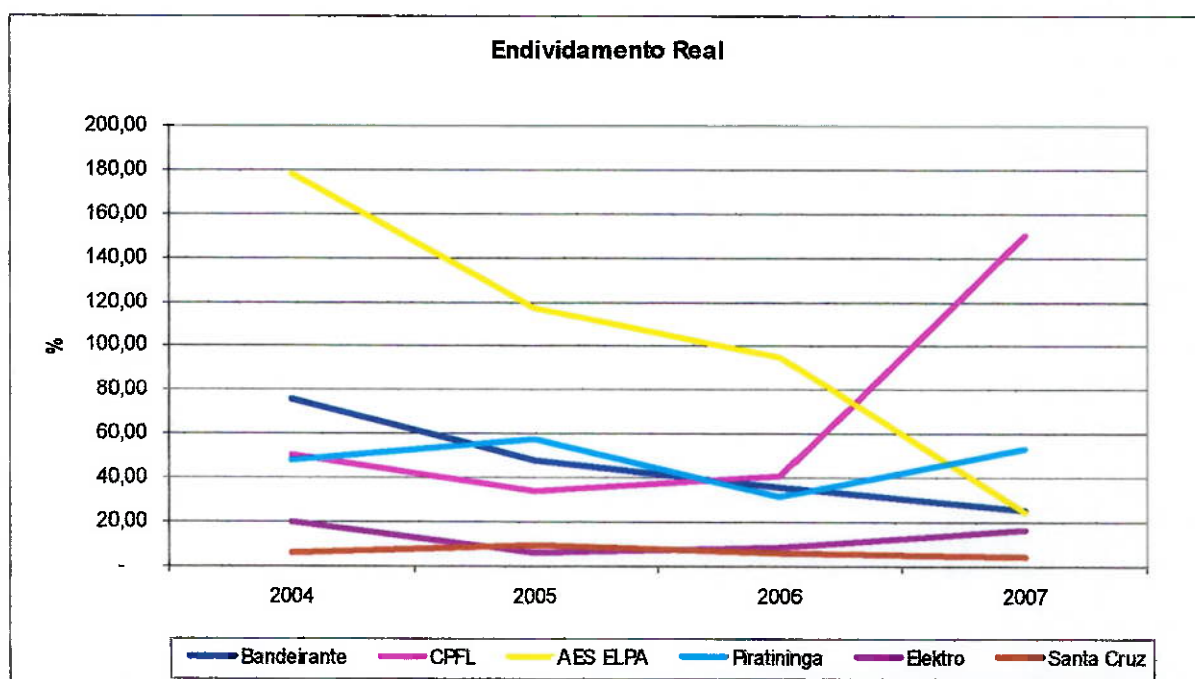
Fonte: DFP 2004/07

Novamente, a transferência da RGE para a holding do grupo, fez com que os investimentos da CPFL Paulista apresentassem queda em relação aos anos anteriores. Nas demais, a situação é de constância.

Quanto ao Índice de Endividamento Real, o mesmo é resultante da divisão entre Empréstimos e Financiamento de Longo Prazo pelo Patrimônio Líquido da empresa e representa está parte das dívidas com relação ao patrimônio do acionista.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	75,90	48,11	36,01	25,46
CPFL	50,95	34,10	40,96	150,45
AES Eletropaulo	178,43	117,06	95,03	24,20
Piratininga	48,46	57,74	31,39	52,99
Elektro	20,37	5,84	8,63	16,36
Santa Cruz	6,19	9,42	6,44	4,56

Fonte: DFP 2004/07



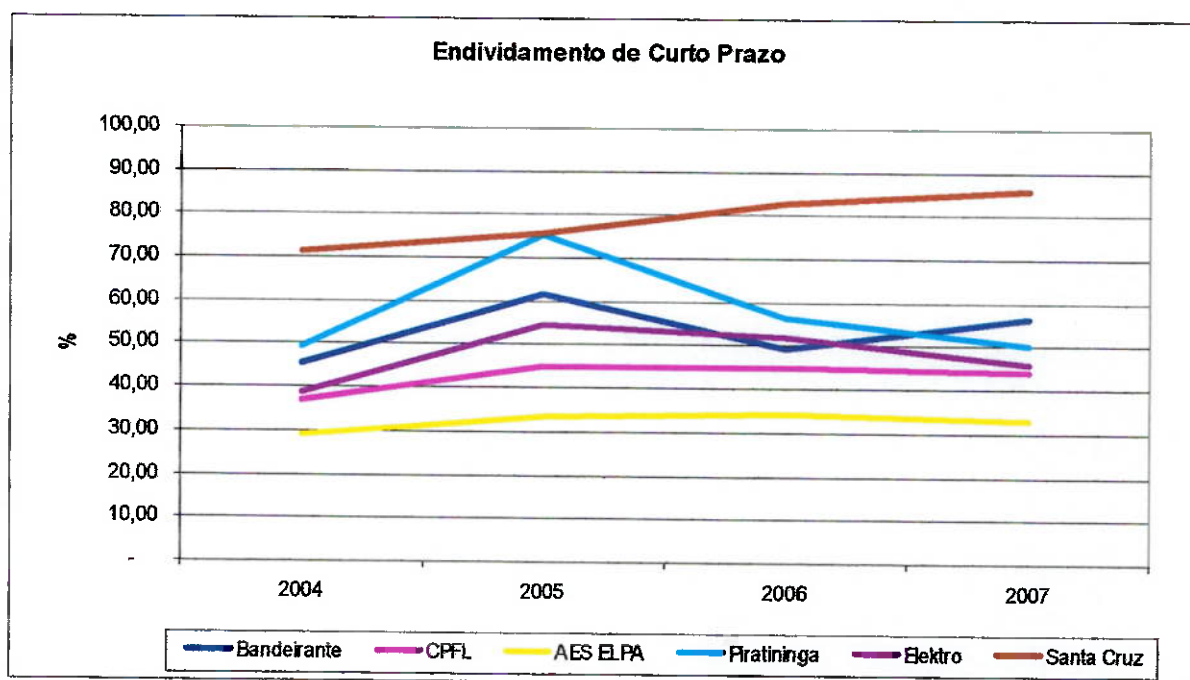
Fonte: DFP 2004/07

Conforme informado nas Notas Explicativas de Balanço, publicadas pela CPFL Paulista, todos os efeitos advindos da transferência da RGE para a CPFL Energia, devem ser considerados nas análises relativas ao ano de 2007, portanto, como este índice envolve o Patrimônio Líquido da concessionária, o mesmo também foi influenciado pela operação citada.

Os Índices de Endividamento de Curto e Longo Prazo são a relação entre Passivo Circulante e Passivo Exigível a Longo Prazo, respectivamente, pelo Passivo Total, o qual representam o percentual de compromissos a vencer no curto e longo prazo, sendo sua somatória sempre igual a 100%.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	45,25	61,76	49,47	56,52
CPFL	37,00	44,86	44,82	43,95
AES Eletropaulo	29,07	33,55	34,35	32,86
Piratininga	49,45	75,17	56,19	50,35
Elektro	38,82	54,58	51,81	45,65
Santa Cruz	71,48	75,80	82,71	85,73

Fonte: DFP 2004/07

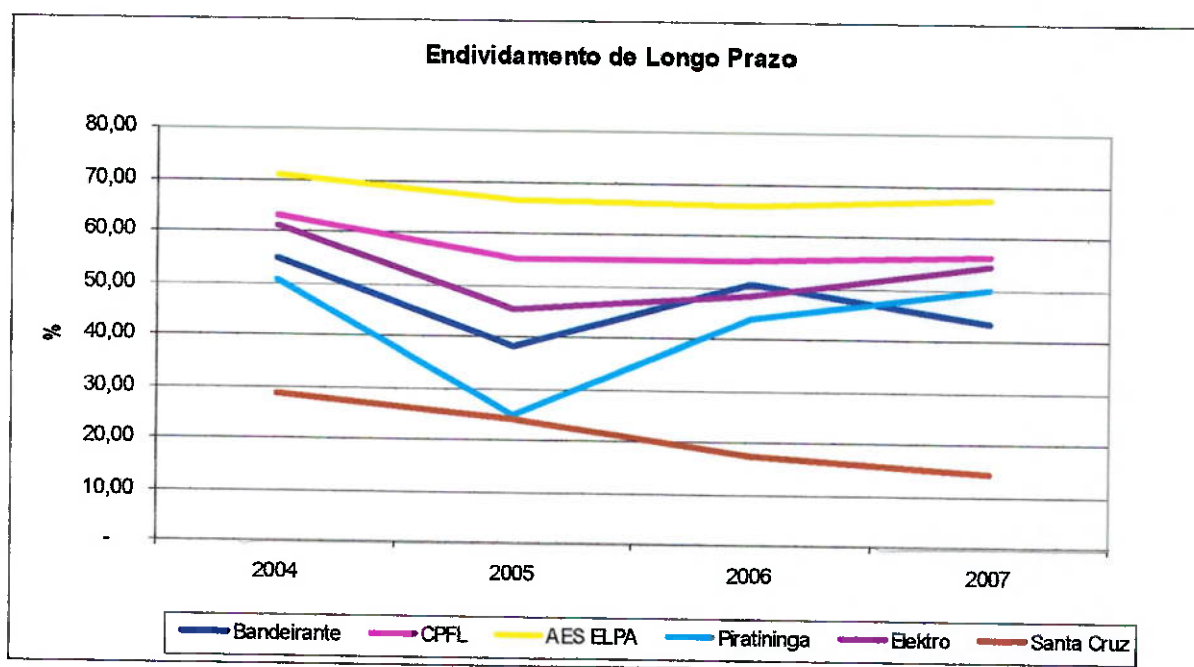


Fonte: DFP 2004/07

O gráfico mostra que as distribuidoras, apesar do substancial nível de endividamento, estão bem equacionadas em seus compromissos e, uma vez que o endividamento de curto prazo está associado à liquidez corrente e esta conta com índices superiores a 1,00 (um), pode-se dizer que a situação demonstrada é aceitável.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	54,75	38,24	50,53	43,48
CPFL	63,00	55,14	55,18	56,05
AES Eletropaulo	70,93	66,45	65,65	67,14
Piratininga	50,55	24,83	43,81	49,65
Elektro	61,18	45,42	48,19	54,35
Santa Cruz	28,52	24,20	17,29	14,27

Fonte: DFP 2004/07



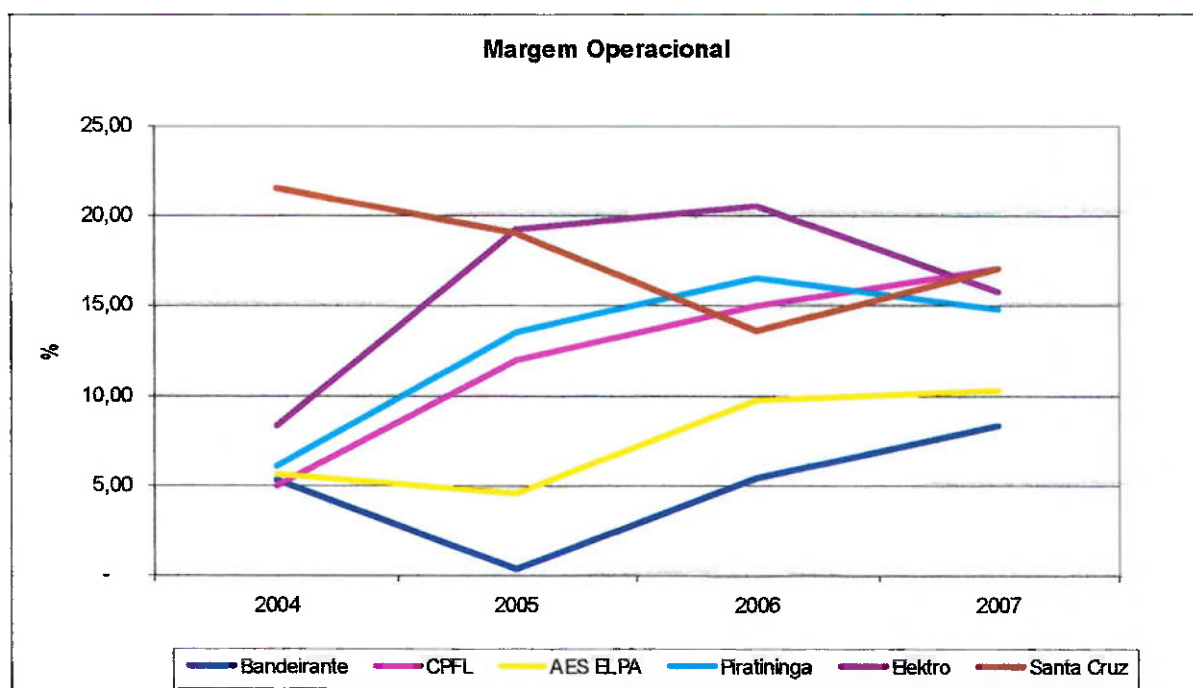
O mesmo ocorre no longo prazo, ou seja, situação sob controle e, em termos de cruzamento de índices, a liquidez geral vem de encontro a este indicador para garantir sua tranquilidade.

5.2.3 - Índices de Rentabilidade

A Margem Operacional serve para medir a eficiência do negócio antes do Resultado Não Operacional e dos impostos, cujo índice é apurado pela divisão do Resultado Operacional pela Receita Operacional. Seu indicador é medido por percentual e quanto maior, melhor.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	5,33	0,33	5,39	8,30
CPFL	4,96	12,01	15,09	17,15
AES Eletropaulo	5,66	4,53	9,74	10,25
Piratininga	6,08	13,50	16,57	14,86
Elektro	8,35	19,31	20,55	15,82
Santa Cruz	21,50	19,02	13,63	17,15

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

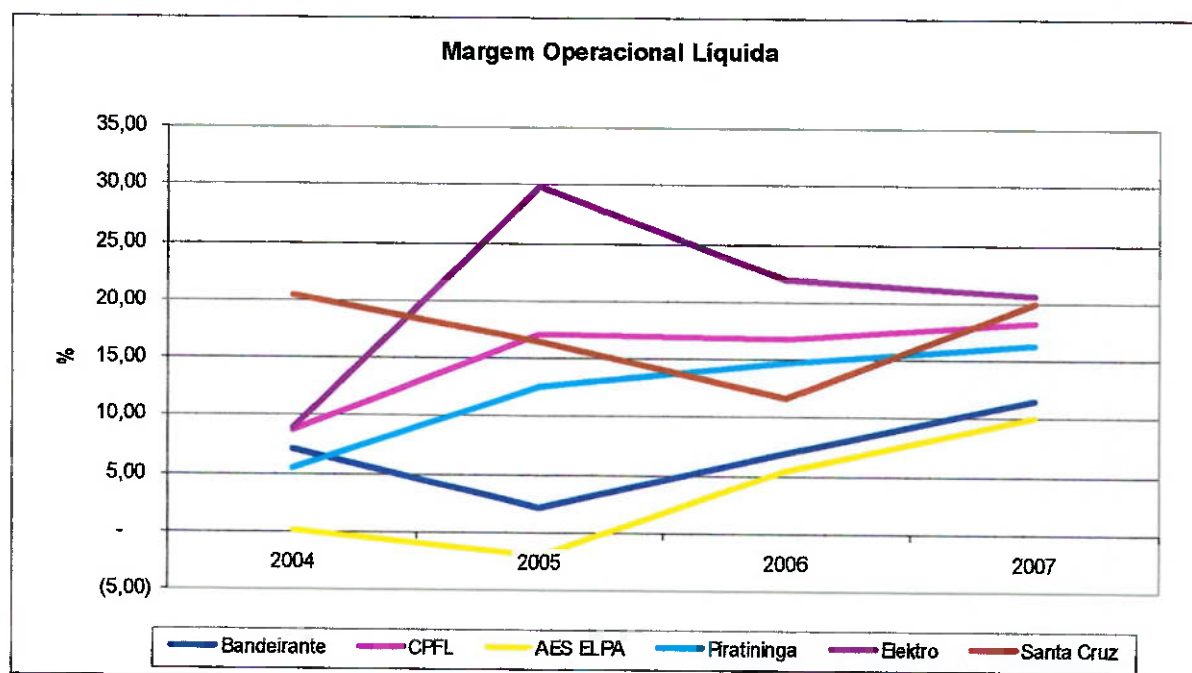
Pode-se notar pela figura ascendente do gráfico que as empresas tem apresentado melhores resultados operacionais, exceção a Elektro que teve seu Resultado Operacional 23,93% menor em relação a 2006, devido ao aumento de 63,41% nas Despesas Operacionais. No caso da CPFL Piratininga, a diminuição do índice deve-se ao aumento de 133,17% nas despesas com vendas, o que ocasionou um crescimento de 41,62% nas Despesas Operacionais.

Quanto a Margem Operacional Líquida, representa o mesmo indicador relativo a Margem Operacional, contudo, também são considerados os encargos tarifários, o resultado não operacional e os impostos.

O índice é resultante da divisão do Lucro pela Receita Operacional Líquida, sendo medido em percentual.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	7,12	2,10	6,96	11,61
CPFL	8,78	17,20	16,86	18,36
AES Eletropaulo	0,08	-2,05	5,40	9,99
Piratininga	5,39	12,55	14,64	16,34
Elektro	8,89	29,91	21,86	20,70
Santa Cruz	20,46	16,54	11,66	19,97

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

Antes dos comentários da situação atual das concessionárias, cabe uma explicação sobre o índice da AES Eletropaulo no ano de 2005. Seu indicador aparece negativo em razão da concessionária ter realizado o lançamento referente a passivo atuarial não registrado em 2001 (Deliberação CVN nº 371/00 - item extraordinário), além de apresentar receita não operacional negativa. Estes fatores acabaram por inverter a Demonstração de Resultados, passando de lucro antes do Imposto de Renda para prejuízo do exercício.

Afora esta explicação, as demais concessionárias apresentaram desempenho crescente neste indicador, o que é explicado, de modo geral, pelo aumento no Lucro das distribuidoras.

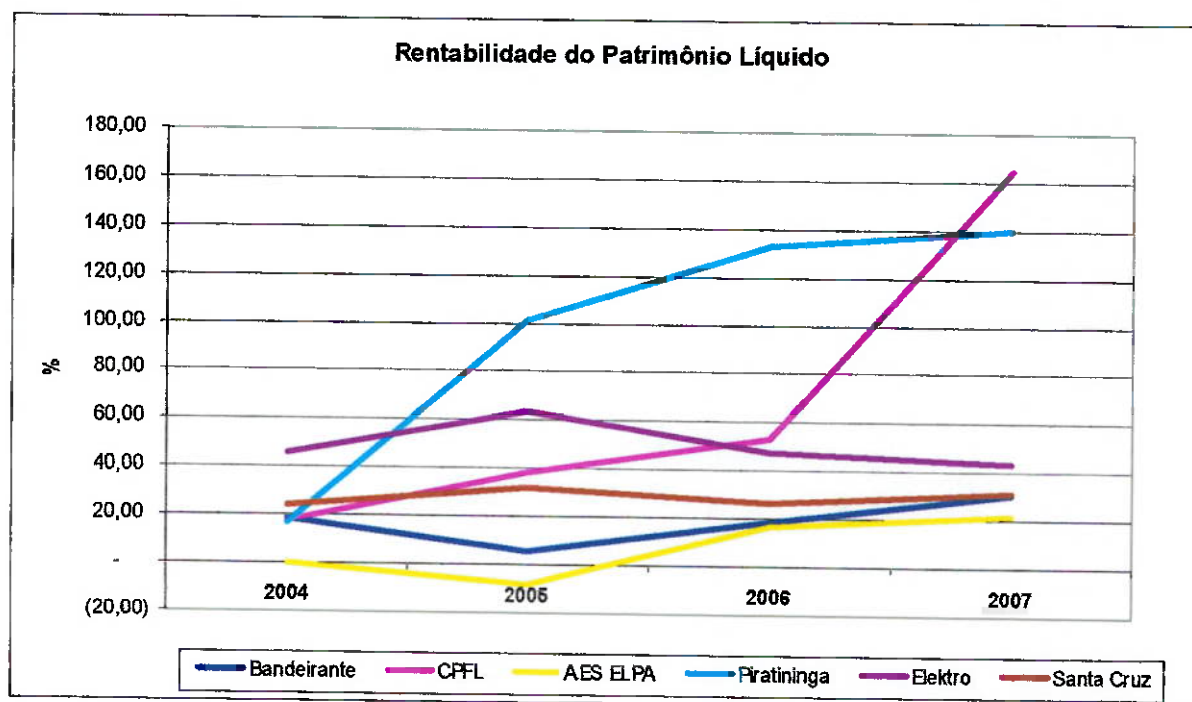
Destaque deve ser dado à recuperação da AES Eletropaulo que, depois de apresentar um índice negativo em 2005, demonstrou variação positiva de 85% se comparado os anos de 2006 e 2007. Tal crescimento deveu-se ao fim da inclusão, no Resultado, do passivo atuarial, além de redução nas despesas.

Também merece destaque, o crescimento apresentado pela Bandeirante Energia, cujo índice quase dobrou se comparado 2006/2007. Este desempenho é devido ao Resultado Operacional Financeiro Líquido da empresa que, apesar de ser negativo no biênio, decresceu 48,4%.

O índice de Rentabilidade do Patrimônio Líquido busca indicar a parcela do Lucro que sobraria para os acionistas após o pagamento do capital de terceiros, portanto, mede o retorno obtido sobre o capital próprio investido, quanto maior melhor.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	18,56	6,04	18,57	30,24
CPFL	17,81	38,74	52,70	164,64
AES Eletropaulo	0,26	(7,97)	17,00	21,45
Piratininga	17,23	100,89	132,80	140,15
Elektro	45,56	63,60	47,32	43,09
Santa Cruz	24,22	32,08	26,80	31,66

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

Indicador muito sensível ao Lucro apurado no exercício apresenta movimento crescente mais em função deste fator do que qualquer alteração no Patrimônio Líquido das concessionárias. Em se tratando de CPFL Paulista, já foi explicado que a transferência da RGE para a CPFL Energia, reduziu o Patrimônio Líquido da empresa, justificando o aumento apresentado.

Em se tratando de CPFL Piratininga, vale a ressalva para explicar o aumento do índice no ano de 2005. Naquela ocasião, houve redução de capital da sociedade devido à transferência do controle acionário detido pela CPFL Paulista para a holding CPFL Energia.

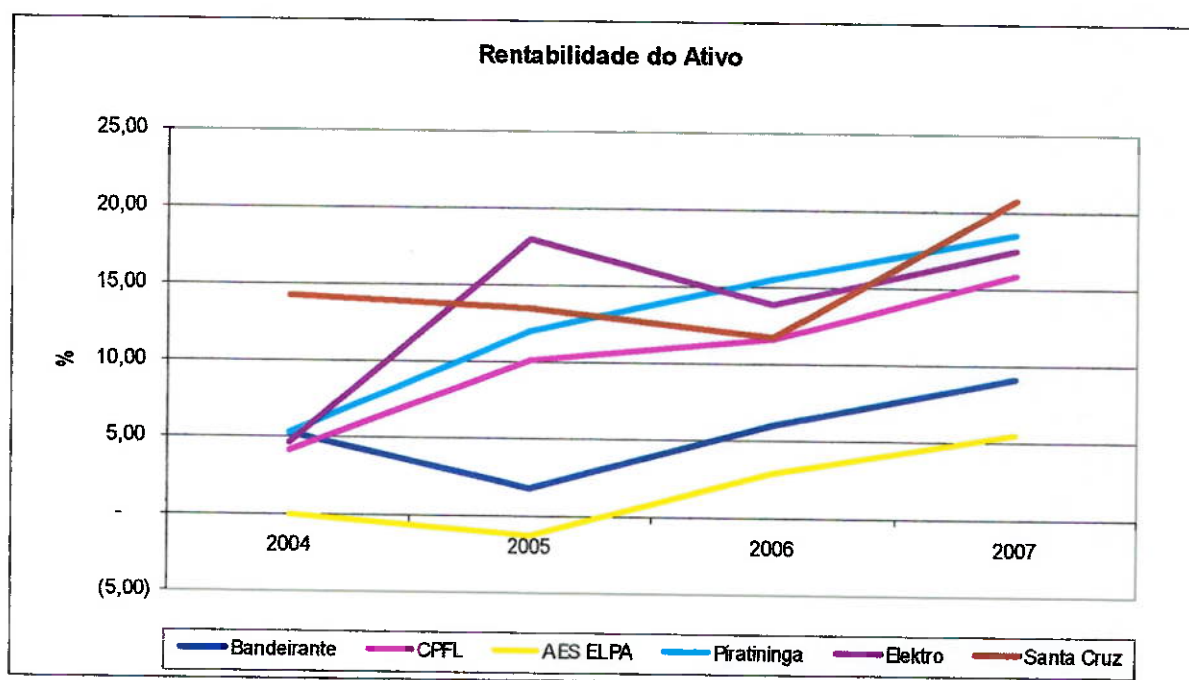
Destaca-se também que, dentre as 20 (vinte) maiores empresas do Brasil por Rentabilidade do Patrimônio Líquido, encontra-se a CPFL Paulista e a CPFL Piratininga, concorrendo com empresas não só do setor elétrico, mas de diversos ramos de atividade. Só para demonstrar o vigor do setor elétrico brasileiro, a primeira colocada nada mais é do que a CPFL Brasil²⁹.

Com relação ao Índice de Rentabilidade do Ativo, refere-se à divisão do Lucro pelo Ativo Total médio sendo este índice útil para comparação com outras empresas do setor ou na evolução ao longo do tempo. Essa rentabilidade indica quão eficiente estão aplicados os ativos, ou seja, quanto lucro eles estão gerando. Mede também, a eficiência da administração na geração de lucros com seus ativos, é medido em percentual e, quanto maior, melhor.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	5,23	1,73	5,94	9,15
CPFL	4,14	10,08	11,67	15,90
AES Eletropaulo	0,04	(1,19)	2,90	5,56
Piratininga	5,19	11,97	15,49	18,51
Elektro	4,59	18,05	13,92	17,49
Santa Cruz	14,19	13,45	11,73	20,80

Fonte: DFP 2004/07

²⁹ Fonte: Revista Valor 1000 editada pelo Jornal Valor Econômico, edição 2008.



Fonte: DFP 2004/07

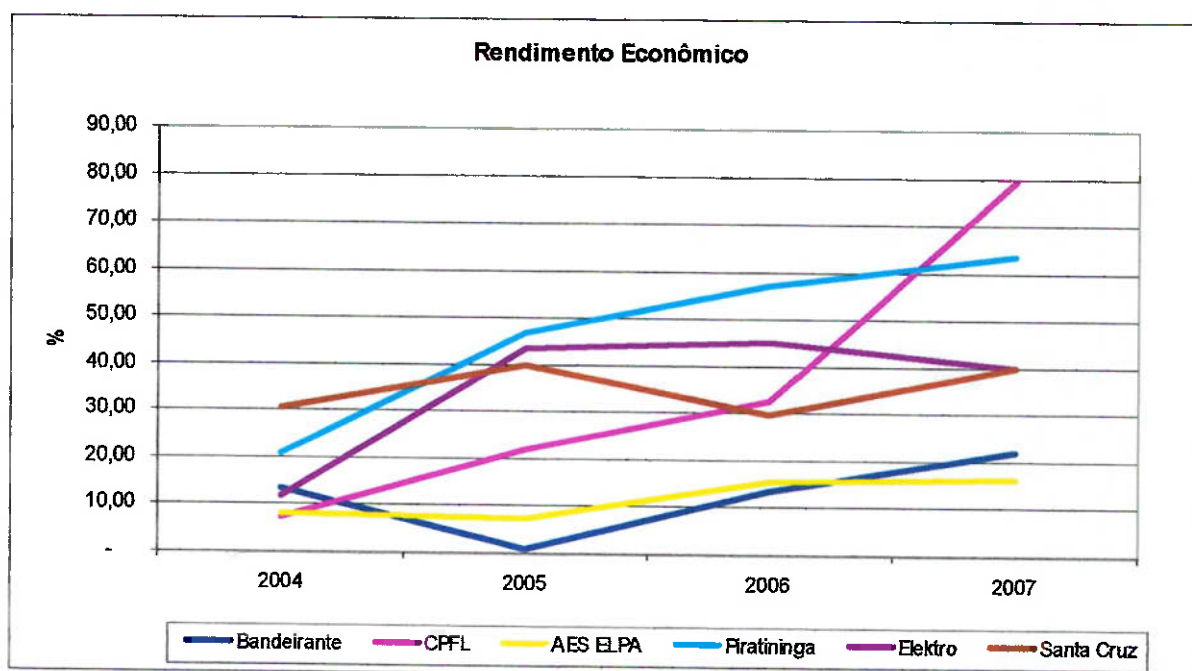
Também relacionado com o Lucro das empresas, este índice não poderia apresentar desempenho ruim, portanto, quanto maior o lucro, melhor é a curva ascendente do gráfico.

Apenas para explicar a queda no índice da Bandeirante Energia no ano de 2005, a mesma é decorrente da redução em 25,56% do Resultado do Serviço em função do aumento das despesas e custos operacionais na ordem de 13,76%. Também contribuiu para a queda nos lucros da sociedade, o agravamento de 54,28% do Resultado Financeiro, que já era negativo no ano anterior.

Já o Índice de Rendimento Econômico, mede a eficiência do Resultado do Serviço, ou seja, receita menos despesas, em relação ao Ativo Permanente que é a conta onde se contabiliza os Ativos Imobilizados e Investimentos da empresa.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	13,42	0,87	13,62	21,93
CPFL	7,46	21,98	32,49	79,25
AES Eletropaulo	8,10	7,26	15,67	16,09
Piratininga	20,85	46,64	57,10	63,47
Elektro	11,72	43,59	45,23	39,87
Santa Cruz	30,60	39,78	29,83	40,00

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

Pelo mesmo motivo do índice anterior, a Bandeirante Energia apresentou queda neste indicador no ano de 2005. No que diz respeito à Santa Cruz, a variação de 34,09% entre 2007 e 2006, deveu-se ao aumento de 12,96% na Receita Operacional Líquida com uma elevação nas despesas e custos operacionais de apenas 5,21%. Quanto a CPFL Paulista, o indicador apresentou crescimento de 143,92% em função da baixa relativa a transferência da RGE para a holding CPFL Energia, o que fez com que o Ativo Permanente da empresa diminuísse.

5.2.4 - Outros Indicadores

Além dos índices listados, apresentaram-se também, índices geralmente utilizados pelos analistas de mercado para avaliação das empresas. Destaca-se aqui, o índice de Geração de Valor que é a porcentagem obtida pela divisão do EBITDA pelo valor da Receita Líquida do exercício.

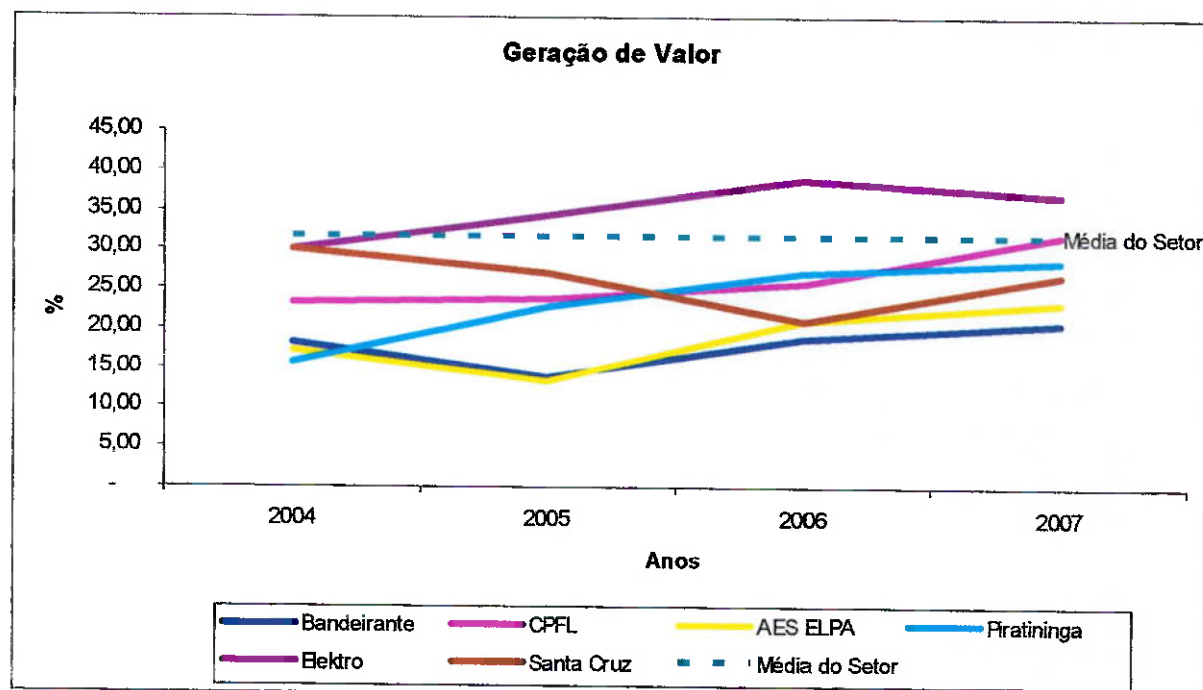
Neste indicador, fez-se a comparação dos índices com relação à média apurada do setor de energia elétrica apenas no ano de 2007, tendo sido utilizado como fonte, o levantamento realizado pela Revista Valor 1000, edição 2008.

Mostraram-se também, as evoluções da EBITDA e do Lucro apurado no exercício, salientando-se que, no cálculo do EBITDA foram considerados não somente a devolução da depreciação e amortização, mas, também os itens extraordinários, tais como, Participações de Acionistas não Controladores e Resultado de Participações não Consolidadas. Esta maneira de apuração do EBITDA foi normatizada pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, não sendo obrigatória sua utilização, porém, quando considerada, é necessário relatar seu feito em Notas Explicativas.

Assim sendo, a Geração de Valor é um indicador que demonstra o percentual do EBITDA em relação à Receita Líquida da empresa, ou seja, a geração de recursos próprios frente à receita livre de seus encargos.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	18,21	13,92	18,62	20,82
CPFL	23,25	23,84	25,91	31,81
AES Eletropaulo	17,19	13,52	21,10	23,35
Piratininga	15,75	22,72	27,12	28,48
Elektro	30,14	34,35	38,87	36,88
Santa Cruz	30,20	27,17	20,94	26,70
Média do Setor	31,5	31,5	31,5	31,5

Fonte: DFP 2004/07



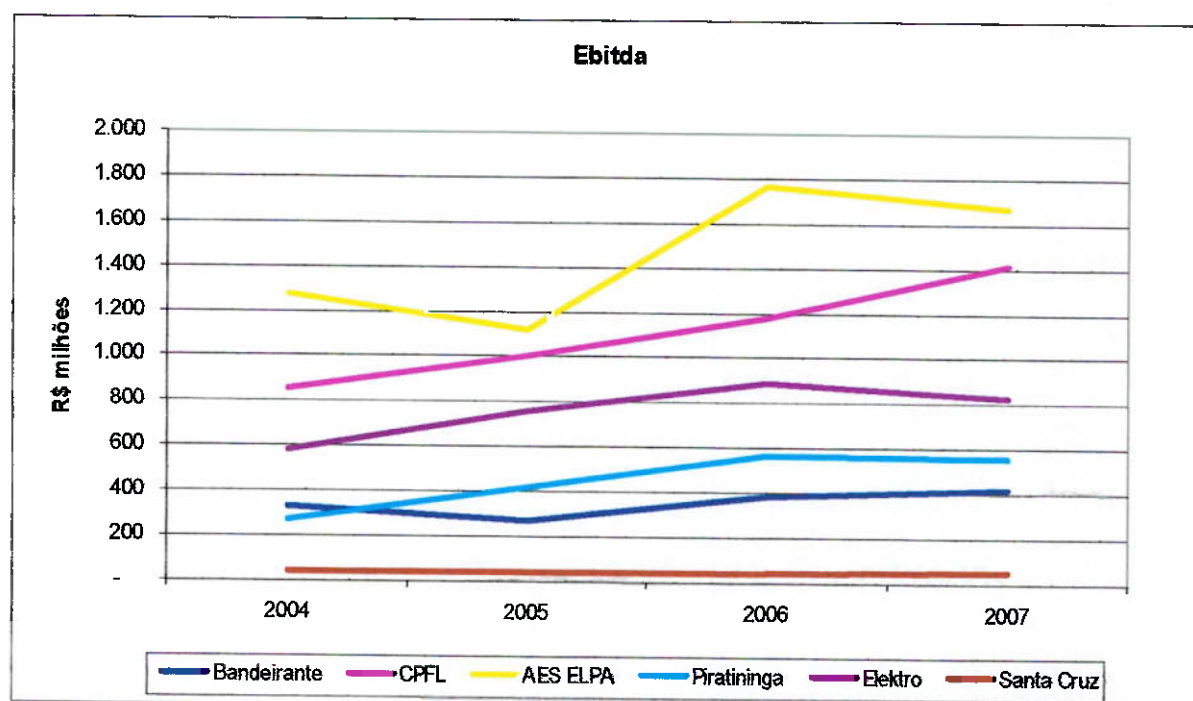
Fonte: DFP 2004/07

Pode-se notar que as empresas distribuidoras escolhidas para análise, estão muito próximas da média do setor que tem como primeira colocada a CPFL Geração e dentre as dez melhores empresas, a AES Tietê, pertencentes ao Grupo CPFL Energia e Grupo Brasileira, respectivamente.

Quanto ao EBITDA – sigla em inglês cujo significado representa o lucro antes do Imposto de Renda, Depreciação e Amortização, podendo ser calculado de diversas maneiras, incluindo no seu cálculo, os itens extraordinários constantes do Balanço Patrimonial, mas, para melhor visualização das grandezas, apresentou-se o quadro e gráfico deste indicador, sendo seus valores expressos em reais milhões.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	332	275	380	415
CPFL	855	1.004	1.179	1.419
AES Eletropaulo	1.271	1.122	1.763	1.665
Piratininga	272	421	567	563
Elektro	585	756	892	832
Santa Cruz	45	47	40	51

Fonte: DFP 2004/07



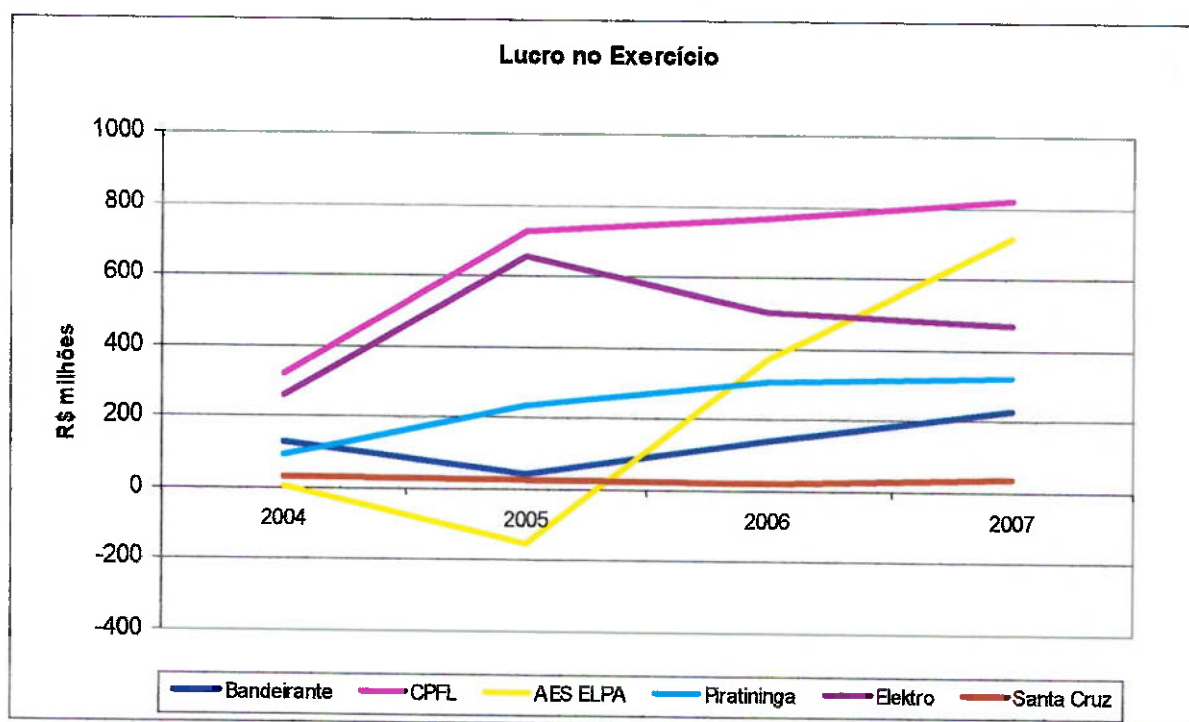
Fonte: DFP 2004/07

Importante item na verificação de desempenho de uma empresa, o Lucro nada mais é do que o resultado apurado na Demonstração de Resultados, que mostra o quanto de recurso sobrou para o acionista, depois de vendido seu produto (no caso, energia elétrica), recolhidos os encargos setoriais, descontadas as despesas de vendas e as administrativas, somadas as receitas financeiras e não operacionais, descontadas as despesas financeiras e não operacionais e, finalmente, deduzido o Imposto de Renda e Contribuição Social.

Sem dúvida nenhuma é o objetivo principal dos dirigentes e acionistas das empresas, sendo para tanto, colocadas em prática todas as estratégias e expertises possíveis para convergência dos resultados. Seus valores estão aqui expressos em reais milhões.

Empresa/Ano	2004	2005	2006	2007
Bandeirante	130	41	142	231
CPFL	323	724	767	819
AES Eletropaulo	6	-156	373	713
Piratininga	93	233	306	323
Elektro	260	658	502	467
Santa Cruz	30	29	22	38

Fonte: DFP 2004/07



Fonte: DFP 2004/07

Para melhor entendimento do resultado apurado em 2007, apresentam-se os comentários que justificaram os lucros obtidos pelas distribuidoras, sendo que algumas já passaram pelo segundo ciclo de revisão tarifária restando, desta amostra, somente a CPFL Paulista que teve seu processo realizado em abril de 2008, portanto, fora do período analisado.

A Bandeirante Energia, vinculada ao Grupo Energias do Brasil, apresentou crescimento de mercado de 4%, distribuindo 13.268 GWh, gerando uma Receita Operacional Liquidada 15,72% maior em relação ao ano anterior.

Na Revisão Tarifária ocorrida em 2007, seu reposicionamento tarifário resultou em - 8,80%. Suas Despesas e Custos Operacionais aumentaram 16,16% com uma melhora no Resultado Financeiro de 48,44%, apesar do mesmo continuar negativo.

Quanto a seu Endividamento, teve seu montante diminuído em 37,60% devido ao vencimento dos financiamentos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES (passivo relativo ao Acordo Geral do Setor Elétrico). Além disso, seu Fluxo de Caixa ao final do exercício, apresentava um superávit de R\$ 159 milhões.

A somatória de todos esses valores resultou em um Lucro Líquido 62,86% maior do que o realizado em 2006. No que diz respeito à Demonstração de Valor Adicionado – DVA, o acréscimo em 2007 foi de 2,30%, sendo a maior parte dos valores gerados pela sociedade, distribuído entre impostos, pessoal e acionista.

A CPFL Paulista, controlada pelo Grupo CPFL Energia, teve crescimento de mercado da ordem de 3,10%, distribuindo 18.868 GWh, o que gerou uma Receita Operacional Líquida 10,93% maior do que em 2006. Suas Despesas e Custos Operacionais cresceram 9,09%, suas dívidas 5,50% e seu Resultado Financeiro melhorou 30,46%, porém ainda é negativo.

Em 2007, o Índice de Reajustamento Tarifário da companhia foi estabelecido pela ANEEL em 7,06%. Todos esses componentes, resultaram em 6,70% no crescimento do Lucro Líquido, gerado, principalmente, por menor reversão dos juros de capital próprio, efeito positivo nos cálculos da Previdência Privada e não apuração de valores a título de Participações Estatutárias.

Agregando valor a ser distribuído, seu DVA cresceu 6,83% em relação ao ano de 2006.

Quanto a AES Eletropaulo, maior distribuidora do Brasil, ligada ao Grupo Brasileira, teve crescimento de mercado da ordem de 4,60%, Receita Operacional Líquida maior em 3,05% e suas Despesas e Custos Operacionais crescendo em 6,00%. Seu Resultado Financeiro, apesar de negativo, melhorou em 48,40% devido à redução da dívida, diminuição do custo médio dos empréstimos e financiamentos e redução da Taxa Selic.

Como destaques das operações da empresa, o refinanciamento e alongamento do prazo médio de pagamento das dívidas de 2,8 anos para 4,9 anos. No processo de Revisão Tarifária, ocorrido em julho de 2007, a AES Eletropaulo teve reposicionamento tarifário fixado em - 8,43%.

O resultado de todas essas ações resultou num aumento do Lucro Líquido em 90,90%, ressaltando-se que o prazo de cinco anos para quitação do passivo atuarial da concessionária, encerrou-se em 2006, não sendo mais contabilizado nesta conta, valores antes da apuração do Lucro.

Do mesmo grupo da CPFL Paulista, a CPFL Piratininga apresentou crescimento de mercado da ordem de 3,50%, gerando uma Receita Operacional Líquida maior em 12,28%. Suas Despesas e Custos Operacionais cresceram em 17,43% e, apesar da redução da dívida em 4,10%, apresentou aumento no Resultado Financeiro de 18,10%, piorando ainda mais seu desempenho.

Diante deste quadro, seu Lucro Líquido cresceu 5,50% por decorrência da não ocorrência de efeitos tributários e efeito positivo na conta Previdência Privada. Se verificada a situação da concessionária no momento da apuração do Resultado Antes do Imposto de Renda, o Lucro teria decrescido 1,34%, portanto, o aumento verificado no Lucro da CPFL Piratininga, deveu-se apenas aos chamados Itens Extraordinários.

Como não poderia deixar de ser, seu DVA pouco contribuiu no crescimento de distribuição de valores, ficando sua variação percentual em 0,04%.

Em termos de Revisão Tarifária, seu índice de reposicionamento tarifário alcançou percentual negativo de 10,11%.

A Elektro foi à única distribuidora analisada que apresentou valores decrescentes em vários pontos. Seu mercado cresceu 4,30%, mas, sua Receita Operacional Líquida caiu 0,90%.

As Despesas e Custos Operacionais cresceram 2,55% e seu Resultado Financeiro teve um acréscimo de R\$ 51 milhões, devido, entre outras causas, ao resgate antecipado de debêntures.

Já tendo passado pelo processo de revisão tarifária em 2007, seu percentual foi negativo em 18,59%. Com estes resultados, seu Lucro Líquido apresentou queda da ordem de 6,90%.

Com relação à Cia Luz e Força Santa Cruz, atualmente pertencente ao Grupo CPFL e, agora denominada, CPFL Santa Cruz, seu desempenho é bastante favorável.

Com crescimento de mercado na ordem de 6,80%, Receita Operacional Líquida maior em 12,96%, Despesas e Custos Operacionais subindo 7,06% e Resultado Financeiro, que já era positivo, maior em 34,09%, devido a remuneração da revisão tarifária e reajustes tarifários, além da receita de aplicações financeiras, resultou num aumento do Lucro Líquido na ordem de 70,62%, agregando distribuição de valor, 6,91% superior ao apurado em 2006.

5.2.5 – Considerações gerais sobre a análise econômica e financeira

Após análise econômica financeira das distribuidoras paulistas, pode-se verificar que os mecanismos de reajustes tarifários sejam eles, reajustes anuais ou revisões tarifárias, possibilitaram uma situação financeira estável. Aliado a este fator e a administração exercida pelos dirigentes das empresas, o desempenho financeiro das concessionárias, tem levado a lucros expressivos em seus balanços.

Prova disto é que os setores, elétrico, de petróleo e comunicações, transformaram-se nos principais alvos dos órgãos arrecadadores tanto no âmbito Federal quanto no Estadual, recolhendo aos cofres públicos em 2007 quase R\$ 146 bilhões³⁰ (R\$ 80 bilhões em ICMS, R\$ 21 bilhões em IRPJ+CSLL, R\$ 17 bilhões em Royalties, R\$ 17 bilhões de PIS/Cofins, R\$ 2,3 em Taxa de Fiscalização e R\$ 8,7 nos demais tributos) equivalendo a mais de 16% da carga tributária nacional.

Tidos como fontes de fácil arrecadação, por gerarem ganhos volumosos, via receita ou lucro tributável, estes setores carregam carga de impostos, em média, duas vezes maior que os demais setores da economia.

Os itens relativos a Impostos e Arrecadações são facilmente visualizados nas Demonstrações de Valor Adicionado publicados pelas empresas.

Outro fato que merece destaque, é que a CPFL Paulista que obteve o maior lucro entre as distribuidoras analisadas, segundo a ANEEL, tem uma das tarifas residenciais mais elevada do país, ficando neste parâmetro em segundo lugar no Estado de São Paulo.

Em contrapartida, a AES Eletropaulo, segunda empresa mais lucrativa da amostra, tem uma das mais baixas tarifas do Brasil dentro da mesma classe de consumo.

³⁰ Fonte: valores apurados pelo jornal O Estado de São Paulo, com base nos relatórios do Tesouro Nacional, da Receita Federal e do Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ. (matéria publicada em 28/04/2008).

Quanto ao fato de muitas concessionárias terem em seu reposicionamento tarifário, percentuais negativos, deve-se ressaltar que os mesmos foram mais em função da queda nas quotas de Conta de Consumo de Combustíveis, baixa do dólar nas tarifas de Itaipu e melhoria nos critérios de apuração dos riscos e prêmios da taxa de remuneração do capital, o que levou a um percentual mais baixo do que na primeira revisão tarifária.

Destaca-se também que, os fatores citados, são itens de responsabilidade das ações do Governo, não cabendo nenhuma ação por parte das distribuidoras.

CONCLUSÃO

O presente trabalho não tem a pretensão de esgotar a discussão em torno da metodologia aplicada no processo de revisão tarifária, nem mesmo, criticar a atuação da ANEEL na condução do processo de regulação do setor elétrico brasileiro. Têm apenas o objetivo de colocar em tela, os pontos polêmicos em torno da questão.

A metodologia utilizada no primeiro e segundo ciclo revisional, sem dúvida, apresenta considerável melhora em relação às formas anteriormente aplicadas pelo regulador para reajustar e revisar as tarifas das distribuidoras de energia elétrica. No passado, foram utilizados métodos denominados PLANTEE – Planejamento Tarifário de Energia Elétrica, PMEF – Plano da Melhoria da Eficiência, MAUN – Modelo de Avaliação de Unidade de Negócio, que buscavam receitas de equilíbrio econômico e financeiro para as concessionárias do setor elétrico.

Tais mecanismos de reajuste tarifário, em muito, foram prejudicados pela situação de inflação galopante vivida pelo país na época em que foram postos em prática, uma vez que, o percentual estabelecido pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, era sempre submetido ao crivo do Ministério do Planejamento ou qualquer outro responsável pela condução da política econômica brasileira.

Este fato resultava em índices de reajustes muito aquém das necessidades das empresas, o que levou por deteriorar a situação financeira do setor e, principalmente, diminuir a capacidade de investimento das concessionárias, até então, em sua grande maioria, estatais.

Com as mudanças ocorridas no final da década de 90, o início das privatizações e, conseqüentemente, o aparecimento dos contratos de concessão, a ANEEL se viu obrigada a introduzir uma metodologia de reajuste tarifário que atendesse aos anseios dos investidores externos, ou seja, uma política consistente e que remunerasse adequadamente o capital investido.

Conforme previsto nos contratos de concessão, o regulador deveria apresentar uma sistemática para revisão das tarifas de energia elétrica, alterando-as para mais ou para menos, considerando a estrutura de custos e de mercado. Além de levar em conta níveis tarifários similares de empresas nacionais e internacionais, buscando acima de tudo, a eficiência e à modicidade das tarifas.

Neste momento, a ANEEL pode estabelecer, em relação às concessionárias, uma pequena vantagem, pois, a metodologia oferecida no primeiro ciclo revisional, somente foi conhecida na época de sua aplicação, o que tirou das distribuidoras a possibilidade de análise e preparação para a nova situação.

Porém, logo se verificou que os problemas da ANEEL estavam por começar, uma vez que, ao final do primeiro ciclo revisional, os percentuais de reposicionamento tarifário variaram entre -6,17% e 57,71% (fonte: Relatório ANEEL 2005).

Estes resultados refletem a situação financeira em que se encontravam as distribuidoras até aquele instante e, uma vez que os percentuais apresentaram-se elevados, a ANEEL, para atender ao princípio da modicidade tarifária, utilizou seu poder discricionário, considerando os índices de reposicionamento tarifário da seguinte forma: no ano teste da revisão tarifária, o valor a ser aplicado como reajuste, seria o correspondente à resultante do cálculo do índice do reajuste anual da concessionária, e a partir do segundo ano pela diferença entre este índice e o percentual efetivamente apurado, que foi considerado como acréscimo da Parcela B (custos não gerenciáveis) nos anos seguintes, resultando no parcelamento em até três anos para ser integralizado.

Esta decisão associada aos índices fixados de forma provisória, que em muitos casos demoram até 03 (três) anos para estabelecimento do percentual definitivo, acaba por criar ativos e passivos regulatórios, legalmente explorados pelas distribuidoras em seus Balanços Patrimoniais, por serem considerados receitas ou despesas contabilizadas a partir da data em que passou a vigorar o respectivo reajuste tarifário.

A ANEEL considerando o pleito das distribuidoras, quanto aos valores relativos ao nível salarial dos empregados da Empresa de Referência obtidos através de pesquisa em grandes capitais, aos custos das equipes de operação e manutenção, aos aluguéis de escritórios comerciais e aos custos dos sistemas de tecnologia da informação, dentre outros, poderia regionalizar os levantamentos de dados, fazendo com que os parâmetros ficassem mais próximos da realidade das áreas de concessão de cada concessionária.

Este trabalho de levantamento de informações poderia contar com a valiosa ajuda das Agências Reguladoras Estaduais, bastando apenas operacionalizar a descentralização de tais atividades, liberando a ANEEL para as demais tarefas, porém, ao contrário disto, o poder concedente está descredenciando as agências regionais, assumindo de forma isolada, toda a carga de trabalho, inclusive o que diz respeito à fiscalização das distribuidoras.

Não obstante, as medidas centralizadoras, a ANEEL há muito, passa por um processo de perda de pessoal especializado, contando atualmente com funcionários concursados em fase de aprimoramento de suas funções.

O isolamento aparece de forma mais latente quando se analisa a participação e as contribuições oferecidas nas Audiências Públicas, envolvendo qualquer assunto relacionado a ANEEL, em especial, aqueles referentes à revisão tarifária.

Segundo levantamento do Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Sócio Econômicos – DIEESE, no primeiro ciclo de Revisões Tarifárias, em 59 das 61 audiências realizadas, os representantes ou entidades representativas das concessionárias, enviaram contribuições escritas.

Por sua vez, os consumidores estiveram presentes somente em 20 oportunidades e os trabalhadores ou entidades sindicais, em apenas 16 audiências, sendo que, em 12 delas tal participação foi efetivada pela mesma entidade.

Este processo de inserção de contribuições via Audiência Pública, nada mais é do que uma forma das distribuidoras obrigarem a ANEEL a incorporar seus pleitos, uma

vez que os trabalhos apresentados para dar suporte as reivindicações apresentadas, são baseados em estudos de entidades e consultorias renomadas e com grande credibilidade no mercado, como por exemplo, Fundação Getulio Vargas – FGV. Diante desta situação, não resta alternativa a ANEEL senão contestar de forma legal e consistente ou incorporar tais contribuições.

Não obstante a constatação desta realidade, segundo dados registrados em 14/06/2008, no Sistema Integrado de Administração Financeira – SIAF – sistema contábil que tem por finalidade, realizar todo o processamento, controle e as execuções financeiras, patrimoniais e contábeis do governo federal, a ANEEL apresenta 56,09% de seu orçamento alocado como reserva de contingência, ou seja, recursos orçamentários não destinados a programas ou categorias econômicas, cuja utilização só é autorizada em casos especiais e mediante justificativa.

Não se pode esquecer também que, as distribuidoras contam com apoio irrestrito de Associações de Classes, principalmente, naquilo que se refere a questionamentos judiciais.

Todavia, assevera-se que um dos pontos mais interessantes da análise abordada neste trabalho é a ocorrência de ganhos de eficiência significativos, por parte das distribuidoras, resultantes da atuação operacional em grupo ou em sintonia com suas *Holdings*, inclusive com a participação de empresas comercializadoras, geradoras, de engenharia e serviços.

Tais ganhos não são compartilhados entre os consumidores, nem levado em consideração pela metodologia ANEEL, mais especificamente, a Empresa de Referência, pois, ao analisar individualmente a empresa, esta sistemática de divisão de despesas entre todas as empresas do grupo, não é considerada.

Além de não observar este tipo de procedimento, capturando parte do ganho auferido, o regulador, concede anuência a esta sistemática praticada, precisando apenas que as empresas apresentem estudos comprovando a necessidade de aprovação do rateio de despesas entre as concessionárias do mesmo grupo econômico.

Esta centralização na *Holding* ou atuação em grupo, também propicia situações que favorecem expressivamente as distribuidoras, uma vez que a controladora por apresentar boa saúde financeira, obtém no mercado taxas de rating mais atrativas, resultando em empréstimos a custos mais baixos.

Também é comum no setor elétrico, a empresa executar operações financeiras oferecendo como avalista, suas coligadas. Tal colocação aqui descrita é comprovada pela quantidade de contratos entre partes relacionadas / mútuos existentes entre as diversas empresas de um mesmo grupo econômico.

Cuidado especial a ANEEL deve ter com os resultados negativos ocorridos no segundo ciclo de revisão tarifária, pois, os mesmos foram obtidos em decorrência de fatores alheios a eficiência proposta na metodologia, não ficando claro se a captura de ganhos por intermédio do Fator X, levará a tão esperada modicidade tarifária. Esta sinalização causada por resultados negativos, poderá levar os consumidores à falsa idéia de tarifas mais módicas, com conseqüente aumento de consumo, causando no futuro o desequilíbrio entre oferta e demanda de energia.

Os pontos abordados nesta conclusão são, em sua grande maioria, decorrente do enfraquecimento estrutural que se encontra a ANEEL, quer proveniente da falta de verbas, quer seja pela perda de pessoal técnico mais experiente, mas, o fato é que, as distribuidoras muitas bem aparelhadas, estão conseguindo obter vantagens significativas sobre o órgão regulador.

A ANEEL, apesar de dispor de uma metodologia consistente, não cumpre o preceito básico da regulação por incentivo, ou seja, saber quanto do ganho adicional da concessionária deve ser capturado para prover a modicidade tarifária.

Outro fator que parece não estar sendo percebido pelo regulador é o esforço despendido pela empresa para a apropriação do ganho de eficiência.

Fazendo uso das próprias ferramentas disponibilizadas pelo regulador, as empresas estão criando saídas legais para contornar as regras impostas pela metodologia, gerando ganhos não considerados como valores a serem compartilhados com o consumidor.

A velocidade com que as distribuidoras avançaram em termos de conhecimento e engenharia financeira, no período entre os dois ciclos revisionais, não foi acompanhada pelo regulador, mesmo porque, a ANEEL está isolada, com a responsabilidade de controlar um universo de 64 distribuidoras e um número não menos expressivo de geradoras e transmissoras.

O regulador também tem de estar atento aos ganhos proporcionados pelos chamados itens financeiros ou extraordinários. O percentual acrescido na tarifa por conta destas rubricas, muitas vezes compensa parte do Fator X, amortecendo o efeito do mesmo no reajuste tarifário.

Nota-se também que a ANEEL quando atua sobre a Parcela A (custos não gerenciáveis), por meio de fiscalização, obtém resultados mais contundentes e sem grandes questionamentos das associações de classe ou distribuidoras. Itens como Conta de Consumo de Combustível e Encargos de Transmissão, poderiam contribuir mais efetivamente para a modicidade tarifária, caso o regulador apertasse o cerco em torno destes componentes de formação da tarifa.

Faz-se mister uma adequação dos procedimentos regulatórios visando uma ação mais efetiva da Agência no sentido de buscar a modicidade tarifária, assim como, manifestar vontade de descentralizar suas funções, amenizando o problema causado pelo contingenciamento imposto pelo Governo Federal.

Por fim, conclui-se que o regulador deveria aplicar o Fator X, não sobre o índice de correção monetária expresso na formula de reajuste, mas sim diretamente na Parcela B (custos gerenciáveis), obrigando as empresas a aumentarem sua produtividade na busca de melhores ganhos de eficiência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL, www.aneel.gov.br - site da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – **Modelo Institucional do Setor Elétrico**, datado de 17/12/2003.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 168/2006-SRE/ANEEL, de 19/05/2006, **Metodologia de Cálculo do Fator X**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 262/2006-SRE/SFF/SRD/SFE/SRC/ANEEL, de 19/10/2006, **Segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica**.
- ANEEL, **Resolução Normativa n.º 234/2006**, de 31/10/2006.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 68/2007-SRE/ANEEL, de 21/03/2007, **Metodologia e cálculo da taxa de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 184/2007-SRE/ANEEL, de 27/06/2007, inciso III, **Fundamentos Econômicos da Revisão Tarifária**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 349/2007-SRE/ANEEL, de 12/12/2007, **Metodologia de Tratamento Regulatório para Receitas Irrecuperáveis**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 350/2007-SRE/ANEEL, de 12/12/2007, **Metodologia de Cálculo do Fator X**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 352/2007-SRE/ANEEL, de 12/12/2007, **Metodologia de Cálculo dos Custos Eficientes – Detalhamento do Modelo de Empresa de Referência**.
- ANEEL, Nota Técnica n.º 353/2007-SRE/SFF/ANEEL, de 12/12/2007, **Metodologia e Critérios Gerais para Definição da Base de Remuneração Regulatória**.
- ANEEL, Nota de Esclarecimento n.º 1, datada de 28/01/2008, **Aperfeiçoamento da Resolução no.234/2006**.
- ANEEL, **Ata da sessão ao vivo – presencial da Audiência Pública n.º 052/2007**, realizada em 09/04/2008, em Brasília/DF.
- CÂMARA AMERICANA DE COMÉRCIO DE SÃO PAULO, **Relatório sobre a ANEEL – AMCHAM-SP**, dezembro 2006. – AMCHAM-SP, dezembro 2006.
- CANAL ENERGIA, site www.canalenergia.com.br, matéria publicada em 11/10/2007, intitulada **“ABRADEE avalia que RT vão encarecer conta de luz em 2008”**.
- CONTAS ABERTAS, site <http://contasabertas.uol.com.br>, matéria publicada em 1/07/2008, às 15:20hs.
- DIEESE – Departamento Intersindical de Estatística e Estudos Socioeconômicos, Nota Técnica n.º 70, julho de 2008 – **A revisão tarifária da energia elétrica numa perspectiva do trabalhadores do setor**.
- FITCH RATINGS, Press Release 1.018, matéria intitulada **“Fitch revisa para positiva perspectiva dos Ratings da Rede, Celpa e Cemat”** – julho/2008.
- FREDERICO, Augusto Sérgio – Trabalho intitulado **“A regulação e o direito da concorrência nos negócios de cooperação entre agentes públicos e privados”**, apresentado no VII Congresso Internacional do CLAD, Portugal, em 11/10/2002.
- IPEA, www.ipea.gov.br, trabalho intitulado **“Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica”**, datado de 08/01/2008 às 15:36hs.
- JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, **matéria publicada em 20/05/2007**, intitulada **“Agências de rating esquecem as reformas e promovem o Brasil”**.
- JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, **matéria publicada em 28/04/2008**, intitulada **“Três setores viram alvo da Receita”**.
- JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, **matéria publicada em 10/05/2008**, intitulada **“Falhas na rede elétrica”**.

JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, *matéria publicada em 12/07/2008, intitulada "O apagão da Internet - Tercerização"*.

JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, *matéria publicada em 23/07/2008, intitulada "Inflação passada pressiona serviços"*.

JORNAL O ESTADO DE SÃO PAULO, *matéria publicada em 31/08/2008, intitulada "Falta pessoal e dinheiro nas agências"*.

JOSKOW, L. Paul – *Incentive Regulation in the Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks* – MIT, January 21, 2006.

LANDAU, Elena e colaboradores – *Regulação Jurídica do Setor Elétrico* - 2006.

OFGEM, www.ofgem.com.uk - *Application in the Energy Sector – Understanding Competition Law* – January/2005 .

OFGEM, www.ofgem.com.uk - *What is a price control* – 24/03/2004.

OFGEM, www.ofgem.com.uk – *Electricity Distribution Price Control Update* – 27/09/2006.

PIRES, L.C. José; Piccinini, S. Maurício – *Modelo de Regulação Tarifária do Setor Elétrico* – *Revista do BNDES* – junho/1998.

PUC-RIO, www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br, datado de 08/01/2008 às 10:10hs.

SARAIVA, Enrique; PÉCI, Alketa e BRASILICO, Edson Américo – *Regulação, defesa da concorrência e concessões* - 2002.

SAUER, Ildo – *trabalho intitulado "Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro"*, *dezembro/2002*.

SITE www.regulationbodyknowledge.org - *Utility Regulation* - consulta em 22/01/2008 às 10:58hs.

SUNDFELD, Ari Carlos e colaboradores – *Direito Administrativo Econômico*.

UNIVERSIDADE DA FLÓRIDA, www.regulationbodyofknowledge.org - *Annotated Reading List for a Body of Knowledge on Infrastructure Regulation* – 2004.