

Custos controláveis e não controláveis na determinação das tarifas das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica

Ridalvo Medeiros Alves de Oliveira

Atelmo Ferreira de Oliveira

César Augusto Tibúrcio Silva

Resumo:

O presente trabalho trata da influência dos custos controláveis e não controláveis na determinação do valor das tarifas das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Apresenta as atividades que fazem parte da indústria do setor elétrico. Apresenta também um breve histórico da reforma do setor elétrico brasileiro. Revisa os conceitos de custos controláveis e de custos não controláveis. Também apresenta os modelos de regulação econômica utilizados pelo Brasil ao longo da história do setor elétrico: modelo pelo retorno do investimento (que inclui a tarifação pelo custo do serviço e a tarifação com base no custo marginal) e modelo pelo price cap. Destaca no modelo vigente (price cap) a metodologia do cálculo das revisões tarifárias periódicas. Conclui que a gestão dos custos que compõem a parcela dos valores não gerenciáveis é fator decisivo de sobrevivência das empresas do setor.

Palavras-chave:

Área temática: *Gestão de Custos no Setor Público*

Custos controláveis e não controláveis na determinação das tarifas das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica

Autor:

**Ridalvo Medeiros Alves de Oliveira
UnB (mestrando) / FARN (professor)**

**Atelmo Ferreira de Oliveira
UnB (mestrando) / COSERN (contador)**

**César Augusto Tibúrcio Silva
UnB (professor)**

RESUMO

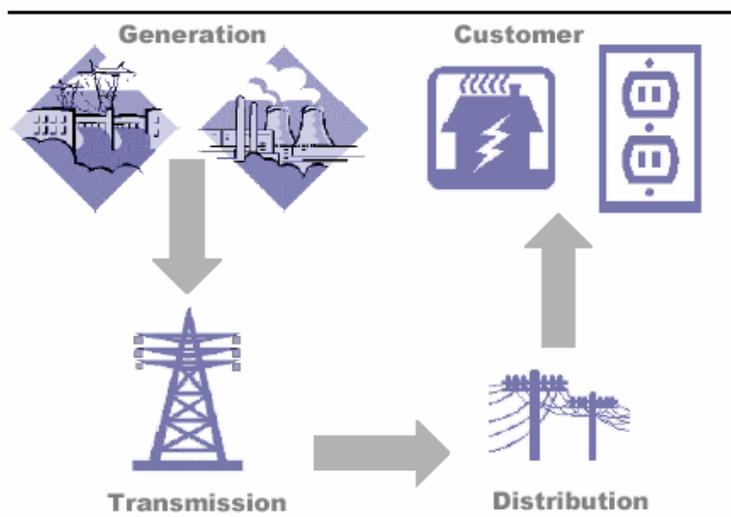
O presente trabalho trata da influência dos custos controláveis e não controláveis na determinação do valor das tarifas das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Apresenta as atividades que fazem parte da indústria do setor elétrico. Apresenta também um breve histórico da reforma do setor elétrico brasileiro. Revisa os conceitos de custos controláveis e de custos não controláveis. Também apresenta os modelos de regulação econômica utilizados pelo Brasil ao longo da história do setor elétrico: modelo pelo retorno do investimento (que inclui a tarifação pelo custo do serviço e a tarifação com base no custo marginal) e modelo pelo *price cap*. Destaca no modelo vigente (*price cap*) a metodologia do cálculo das revisões tarifárias periódicas. Conclui que a gestão dos custos que compõem a parcela dos valores não gerenciáveis é fator decisivo de sobrevivência das empresas do setor.

1. INTRODUÇÃO

As atividades básicas de um sistema elétrico são: (1) **geração**: é a transformação em eletricidade de uma fonte primária de energia, como, por exemplo, gás, petróleo, carvão, potencial hidráulico e potencial eólico; (2) **transmissão**: é o envio da eletricidade a partir das usinas geradoras através de linhas de transmissão de alta tensão; (3) **distribuição**: é a atividade de distribuir energia em baixa tensão; e (4) **comercialização**: é a atividade de vender a energia em baixa tensão para os consumidores finais.

Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10) apresentam a estrutura da indústria de energia elétrica na figura 1.

FIGURA 1 – ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE ENERGIA ELÉTRICA



Fonte: Gattass, Simas e Alves (2001, p. 10)

Em 1995, com a Lei 8.987, de 13 de fevereiro, mais conhecida como “Lei das Concessões”, foram introduzidas várias modificações que, na opinião de Kegler (2001, p.13), alicerçaram o novo marco regulatório para o setor elétrico brasileiro. A autora destaca que a referida Lei estabeleceu:

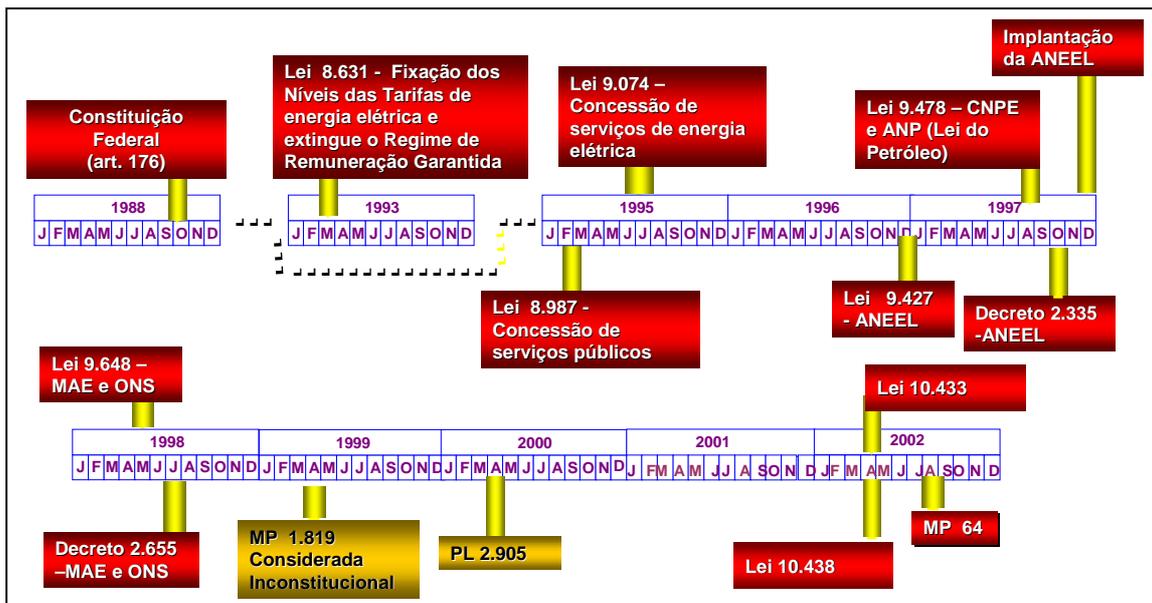
- **novas normas para outorga e prorrogações de concessões para geração, transmissão e distribuição;**
- **criação dos consumidores livres, que ficam liberados dos monopólios comerciais de compra e venda de energia elétrica pelas distribuidoras;**
- **no julgamento das novas licitações serão considerados critérios como o menor valor da tarifa, melhor oferta financeira pela concessão e uma combinação entre os dois primeiros critérios.”.**

O objetivo da reforma do setor elétrico, de acordo a Coopers & Lybrand (1997, p. 1), conforme consta no Sumário Executivo do Relatório Consolidado Etapa VII, é permitir ao Governo concentrar-se sobre as funções de elaboração de políticas energéticas e de regulamentação do setor, transferindo a responsabilidade sobre operação e investimento à iniciativa privada.

Na opinião de Oliveira (1996, p. 6) a reforma do setor elétrico teve início em 1993, com a promulgação da Lei nº 8.631, que eliminou o regime tarifário pelo custo do serviço e promoveu o fim da equalização de tarifas.

A verdade é que nos últimos quinze anos o Governo tem buscado mudanças no setor visando aumentar os investimentos e a qualidade do serviço prestado pelas empresas, através de leis, medidas provisórias e resoluções de seus agentes reguladores. A figura 2 é um resumo cronológico dos principais marcos legais ocorridos nesse período que, de forma direta ou indireta, influenciaram no processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro.

FIGURA 2 – PRINCIPAIS MARCOS LEGAIS DOS ÚLTIMOS QUINZE ANOS QUE INFLUENCIARAM NO PROCESSO DE REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO



Fonte: ANEEL, XVIII Encontro Nacional dos Contadores de Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica (ENCONSEL), 2002

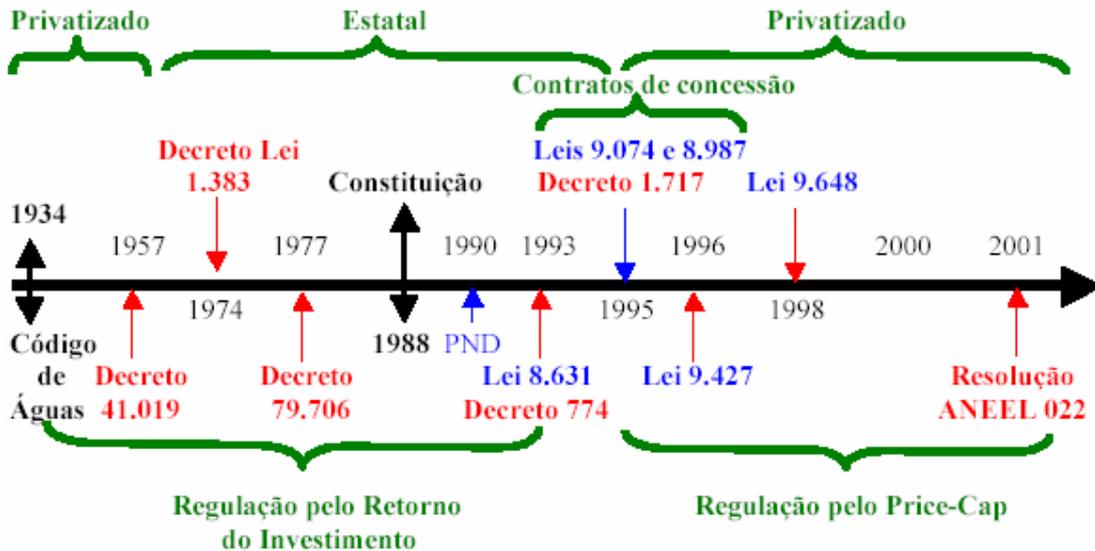
No que tange à regulação, de acordo com Moritz (2001, p. 78), o Brasil, ao longo de sua história, adotou os seguintes modelos: regulação econômica no modelo pelo retorno do investimento (que inclui a tarifação pelo custo do serviço e a tarifação com base no custo marginal) e regulação econômica no modelo pelo *price cap*.

Pelo modelo vigente, que é a regulação econômica no modelo pelo *price cap*, de acordo com o contrato de concessão, a determinação da tarifa que a concessionária irá aplicar é dividida em duas partes, chamadas de “Parcela A” e “Parcela B”.

A “Parcela A” é a que se destina a cobrir os chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, que são explicitamente indicados no contrato de concessão. A “Parcela B”, por sua vez, representa o restante da receita determinada, que irá cobrir os chamados “custos gerenciáveis”, que são os custos de operação, compostos por custos de pessoal, material e serviços de terceiros.

A figura 3, apresentada a seguir, representa esquematicamente as vigências de cada modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, segundo Moritz.

FIGURA 3 – VIGÊNCIA DOS MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO



Fonte: Moritz (2001, p. 68).

2. CUSTOS CONTROLÁVEIS E CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

Galloro e Associados (1992, p. 20) definem custos controláveis como os itens de custo que podem ser controlados por alguém dentro de sua escala hierárquica. Esses custos podem ser previstos, realizados e organizados pelo responsável daquela unidade, que poderá vir a ser cobrado por desvios apurados. Por sua vez, os custos não controláveis seriam os que fogem ao controle do chefe do departamento.

De acordo com Horngren, Foster e Datar (1997, p. 135), controle é o grau de influência que um gerente possui sobre os custos ou receitas. Sob essa ótica, o autor define custos controláveis como qualquer custo sujeito à influência de um gerente ou centro de responsabilidade, num determinado período.

Corroborando com Horngren, Foster e Datar, Hansen e Mowen (2001, p. 771) definem custos controláveis como os custos que os gestores têm o poder de influenciar.

Na visão de Leone (2000, p. 63), a separação de custos controláveis e não controláveis é básica para o estabelecimento do sistema de custeio por responsabilidade. O autor afirma ainda que, em algum nível gerencial, todos os custos de uma empresa são controláveis e que a controlabilidade dos custos é mais ampla à medida em que se caminha dos níveis hierárquicos mais inferiores da administração para os níveis hierárquicos mais superiores. Nas palavras do autor: **“Existe a controlabilidade dos custos quando os tipos de custos [...] são previstos, autorizados, realizados, comparados os seus montantes reais com os previstos e, em seguida, analisados os desvios resultantes.”**

Segundo Martins (1998, p. 327), os custos controláveis **“são os que estão diretamente sob responsabilidade e controle de uma determinada pessoa cujo desempenho se quer analisar e controlar”**, enquanto que os custos não controláveis são os que se encontram fora dessa responsabilidade e controle. O autor, assim como afirmou Leone, ressalta que os custos não controláveis não existem de fato, o que existe é custo só controlável em nível hierárquico superior ao que se está analisando.

Sob a ótica da avaliação de desempenho, Maher (2001, p. 707) afirma que os gerentes têm que ser responsabilizados por custos ou lucros sobre os quais têm poder de decisão.

Para fins de determinação de tarifas de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), considera como custos controláveis (ou gerenciáveis) os que estão relacionados a pessoal, material e serviços de terceiros. Os custos não controláveis (ou não gerenciáveis) são aqueles cujos montantes e variação não podem ser controlados pela concessionária. São eles: os custos referentes à compra de energia elétrica e aos encargos tarifários, que serão descritos posteriormente.

3. MODELOS DE REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Segundo Burns e Estache (1998, p. 1):

“The regulation of monopolies is often characterized by economists as a “game” between the regulator and the service provider in which the two players do not share the same information. The regulator is assumed to initially have poorer information regarding the scope of future efficiency gains, and the size and timing of future investment plans than the service providers themselves. But the regulator can learn more about the efficiency of the private operator but to be successful at this, an effective regulator should ensure over time that its information basis increases, and that its ability to process that information effectively also improves, so that regulatory targets will evolve to become more realistic.”¹

Na opinião de Pires e Piccinini (1998, p. 2), a regulação econômica envolve a escolha do modelo tarifário e os mecanismos complementares que estimulem a eficiência das empresas visando o benefício dos consumidores. Além disso, as agências reguladoras desenvolvem mecanismos complementares, visando mitigar os problemas que venham a surgir.

Reforçando essa opinião, Salgado (2003, p. 2), afirma que:

“O grande desafio para a regulamentação econômica é encontrar o ponto ótimo que viabilize a lucratividade, de um lado [...] e o bem-estar dos consumidores, de outro, na forma de disponibilidade de bens e serviços de qualidade e a preços razoáveis.”

A ANEEL, através de sua Nota Técnica nº 050/2003 (2003, p. 8) define como missão essencial do regulador de um serviço com características de monopólio natural, como o de distribuição de energia elétrica, ***“... é garantir que sejam respeitados os direitos dos clientes cativos e dos prestadores do serviço que atuam com eficiência e prudência.”*** Os clientes são ditos “cativos” por não terem a possibilidade de escolher o prestador do serviço, característica do monopólio natural. A regulação, continua a ANEEL, deve garantir aos clientes cativos o direito de receber o serviço com os níveis de qualidade estabelecidos no contrato de concessão e pagar uma tarifa justa por esse serviço. Por outro lado, a regulação também deve garantir ao prestador de serviço um adequado retorno sobre o capital investido.

Corroborando com as opiniões citadas, Burns e Estache (1998, p. 1-2) citam como objetivos da regulação:

- ***Protect customer's interests regarding prices and quality of service***
- ***Ensure that the business, operating efficiently, can finance its activities***
- ***Promote efficiency***
- ***Fulfil obligations as decided initially by policymakers (such as a national uniform tariff)***
- ***Ensure that the regime is sustainable and robust.***²

Segundo Pires e Piccinini (1998, p. 2), a busca de um modelo tarifário que preserve os interesses dos consumidores e consiga garantir a rentabilidade dos investidores e estimular a eficiência do setor elétrico, foi um dos aspectos mais relevantes das reformas realizadas no setor.

Born e Almeida (1998, p. 6) afirmam que, no que diz respeito aos serviços públicos de transmissão e de distribuição de energia elétrica, existem duas formas de regulação econômica: o controle de preços (*price cap*) e o controle de lucros (tarifação pelo custo do serviço).

3.1. A tarifação pelo custo do serviço ou regulação da taxa interna de retorno

A tarifação pelo custo do serviço, também conhecida como regulação da taxa interna de retorno, de acordo com Pires e Piccinini (1998, p. 3), é o regime utilizado tradicionalmente para a regulação tarifária dos setores que se caracterizam como monopólios naturais. Para Born e Almeida (1998, p. 6), os serviços de transmissão e de distribuição de energia continuam sendo vistos, mesmo após a reestruturação do setor elétrico brasileiro, como monopólios naturais.

Nesse modelo de controle de custos, afirmam Born e Almeida (1998, p. 7), o preço é determinado de forma a cobrir custos operacionais, depreciação e uma taxa de retorno acordada sobre o capital imobilizado, deduzida deste a depreciação acumulada. Na opinião dos autores, esse modelo não estimula a eficiência e, normalmente, conduz ao excesso de investimentos, pois a empresa tende a expandir a base sobre a qual o preço é calculado (taxa de retorno sobre o imobilizado).

Esse modelo de tarifação, que segundo Pires e Piccinini (1998, p. 4) generalizou-se a partir da experiência norte-americana iniciada no final do século XIX com a regulação de monopólios privados de serviço público, remunera os custos totais e contém uma margem que proporciona ao investidor uma taxa interna de retorno atrativa.

A fixação de tarifas era feita nas seguintes condições: (1) sob a forma do serviço pelo custo; (2) tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto menos a depreciação; (3) conferindo justa remuneração a este capital; (4) vedando estabelecer distinção entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço; e (5) tendo em conta as despesas de custeio fixadas anualmente de modo semelhante.

No que tange à estabilidade financeira, Moritz (2001, p. 80) afirma que o Código de Águas (Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934) exigia um controle sobre a emissão de títulos, para prestação do serviço adequado e a garantia de lucros suficientes.

Para a definição do nível tarifário, continua Moritz (2001, p. 80), o custo do serviço era composto pelas despesas de operações, pelos impostos e taxas de qualquer natureza, pelas reservas para a depreciação e pela remuneração do capital da empresa.

O Decreto nº 3.128, de 19 de março de 1941, definiu em 10% a remuneração do capital investido a ser incluída no cálculo das tarifas das empresas. Como essa remuneração era calculada sobre o custo histórico do capital investido, o crescente processo inflacionário da época provocou uma descapitalização das concessionárias.

3.2. A tarifação pelo custo marginal

A tarifação pelo custo marginal, na visão de Pires e Piccinini (1998, p. 9), transfere ao consumidor os custos incrementais necessários ao sistema para o seu atendimento. O principal objetivo desse tipo de tarifação é atingir uma maior eficiência econômica.

Para Pires e Piccinini (1998, p. 9-10), os requisitos básicos para definir uma estrutura tarifária que leve em conta os custos marginais, que qualificam e quantificam o comportamento da demanda e permitem, assim, a identificação dos custos marginais de fornecimento, são os seguintes: (1) a definição da potência requerida, expressa pela taxa do fluxo de energia por unidade de tempo; (2) a energia total consumida; e (3) a desagregação das diferentes características na definição da tarifa (classes de consumidores, horários de consumo, etc).

Segundo Pires e Piccinini (1998, p. 12), o critério de tarifação pelo custo marginal traz uma série de dificuldades para sua aplicação prática. Os autores destacam, entre outras, as seguintes dificuldades como sendo as principais: (1) assimetrias informacionais; (2) análise de custo-benefício para o desenvolvimento e adoção de medidores adequados (digitais); e (3) o método confronta-se com restrições regulatórias relacionadas às características de serviço público, como, por exemplo, razoabilidade e preços não discriminatórios e geograficamente uniformes.

No Brasil, esse modelo passou a ser praticado a partir da promulgação do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que determinou no seu artigo 159:

“§ 2º A parte do investimento de obras em andamento, realizada com capital próprio, vencerá juros iguais à taxa de remuneração fixada para o investimento remunerável, até a data da entrada em serviço das instalações, juros esses que serão capitalizados e acrescidos ao custo da obra.”.

Moritz (2001, p. 81) destaca outras alterações regulamentares definidas pelo Decreto 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, dentre as quais: (1) revisões tarifárias realizadas a cada três anos, tendo as novas tarifas fixadas com base nas previsões do custo do serviço para o triênio seguinte; (2) criação da Conta de Resultados a Compensar (CRC); e (3) os reajustes tarifários poderiam ocorrer antes de três anos, sempre que fosse necessário recriar a paridade entre a receita e o custo do serviço.

Foi também a partir da promulgação desse decreto que ocorreu a divisão dos consumidores nas classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio, classificação que vigora até os dias atuais.

Como as tarifas eram fixadas sob a forma de serviço pelo custo, o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, estabeleceu um novo modelo de estrutura

tarifária, objetivando a repartição desse custo entre os grupos de consumidores. A partir daí, os consumidores foram agrupados em “Grupo A” (alta tensão) e “Grupo B” (baixa tensão), sendo que as tarifas para o “Grupo A” foram estruturadas de forma binômica, com um componente de demanda de potência e outro de consumo de energia, devendo o custo do serviço ser repartido entre estes componentes, utilizando o custo médio contábil para definição das tarifas.

Dez anos depois foi desenvolvido um estudo, baseado em estudos efetuados em outros países, visando definir o valor justo a ser pago pelas diferentes categorias de consumidores. Esse estudo fez surgir a tarifação pelo custeio marginal. Essa tarifação foi implantada com o Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981, que determinou o novo nível tarifário para cada classe de consumo, dividindo os consumidores em pequenos, médios e grandes. Também passaram a ser consideradas as condições hidrológicas (período seco e úmido) do ano, bem como os horários de utilização da energia (ponta e fora de ponta). De acordo com o artigo 3º desse Decreto, foi facultado ao DNAEE estabelecer diferenciações nas tarifas, modificar os métodos de medição e de faturamento, visando os períodos do ano, os horários de utilização da energia, ou sua destinação.

3.3. Modelo de regulação pelo *price cap*

De acordo com Moritz (2001, p. 86), os reajustes de tarifas concedidos às concessionárias do início da década de 1990 até o advento do plano Real, eram baseados na inflação interna dessas concessionárias. A partir das assinaturas dos novos contratos de concessão, no final dessa década, foi implementado o modelo de regulação pelo *price cap*.

Nesse modelo, afirmam Born e Almeida (1998, p. 6-7), há um forte incentivo para que os prestadores dos serviços busquem ganhos de eficiência superiores aos previstos e, ao fim de um determinado período, chamado de “período regulatório”, o preço é revisto de forma a repartir esses ganhos com os usuários.

Porém, na opinião de Gregório (2000, p. 34) a aplicação dessa sistemática nas empresas já privatizadas tem dado uma enorme confusão. Essa confusão, afirma o autor, deve-se, principalmente a duas razões:

“Primeiro porque, desde o início, o governo, através da agência reguladora, fixou como índice de correção dos preços o IGPM, calculado pela Fundação Getúlio Vargas, que, na época, apresentava as menores variações e, desde aquele período (1994), a própria lei que criou o Plano Real proibia qualquer tipo de indexação de contratos. Segundo, as primeiras empresas privatizadas (Escelsa, Light e Cerj) ganharam um prazo (oito anos) muito longo para incorporar todos os ganhos de produtividade, o que também prejudicou o consumidor final.”

Pires e Piccinini (1998, p. 14) definem o modelo *price cap* como um mecanismo de tarifação que funciona a partir da definição de um preço-teto, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, menos um percentual equivalente a um fator de produtividade, para um período determinado de anos. Esse modelo, acrescentam os autores (1998, p. 14-15), pode incluir também um fator de repasse de custos aos consumidores.

Littlechild³ *apud* Pires e Piccinini (1998, p. 15) destaca que esse modelo foi originalmente adotado na Inglaterra como uma alternativa ao método de tarifação pela taxa interna de retorno, avaliada negativamente pelos novos reguladores

daquele país. O objetivo desses novos reguladores, ao implementarem o uso do *price cap*, era eliminar os riscos e os custos da ação reguladora, dispensando controles de altos custos necessários ao critério da tarifação pela taxa interna de retorno. Pires e Piccinini (1998, p. 15) afirmam que o *price cap* era visto na Inglaterra como um método tarifário de regra simples e transparente, “... **que poderia proporcionar o maior grau de liberdade de gestão possível para as empresas em regime de monopólio natural, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores.**”.

A implantação desse método, ressaltam Pires e Piccinini (1998, p. 15-22), exige que o regulador defina uma série de variáveis relevantes, tais como: indexador de preços, fator de produtividade, grau de liberdade para a variação de preços relativos, repasse permitido de custos para os consumidores, incentivos ao investimento e incentivos à qualidade do serviço.

Ao final de cada período tarifário, o poder concedente procede a revisão tarifária periódica, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. De acordo com esse contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas partes, chamadas de “Parcela A” e “Parcela B”. A “Parcela A” é composta pelos chamados “custos não gerenciáveis” pela concessionária, que são explicitamente indicados no contrato de concessão. Esses custos são aqueles cujos montantes e variação não podem ser controlados pela concessionária. São eles: os custos referentes à compra de energia elétrica e aos encargos tarifários. Nas palavras de McGann e Leal (2003, p. 2):

“Non-controllable costs (Part A): This is the part of costs that is beyond the control or influence of the distributor. This includes energy purchases, transmission costs, regulatory charges. Because of the lack of ability to manage these costs, distributors are fully compensated for annual variations in these costs at the time of annual tariff adjustments.”⁴.

Os encargos tarifários são todos definidos em leis e têm seus valores determinados por Resoluções ou Despachos da ANEEL. De acordo com a ANEEL (2003, p. 35), os encargos tarifários em vigor atualmente são: (1) Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); (2) Reserva Global de Reversão (RGR); (3) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); (4) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); (5) Contribuição Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); (6) Uso das Instalações da Rede Básica (RB); (7) Uso das Instalações de Conexão (IC); (8) Transporte de Energia Elétrica Proveniente da Itaipu Binacional (TI); e (9) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A “Parcela B”, por sua vez, representa o restante da receita determinada, onde estão incluídos os chamados “custos gerenciáveis”, que são os custos de operação, compostos por custos de pessoal, material e serviços de terceiros. De acordo com McGann e Leal (2003, p. 2):

“Controllable costs (Part B): These are costs that can be controlled or influenced by the distributors and include personnel, materials and services. To provide incentives for distributors to aggressively manage these costs, the annual tariff adjustment includes an adjustment for inflation (IGP-M) minus a measure of projected efficiency gains (X-Factor), as determined by ANEEL.”⁵.

O contrato de concessão determina que anualmente sejam repassadas às tarifas todas as variações de custos ocorridas na “Parcela A”. Com relação à “Parcela B”, esta é reajustada anualmente pelo IGP-M, visando sua atualização monetária.

Com a adoção do novo modelo de regulação do setor elétrico brasileiro, o poder concedente promove a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, com o objetivo de manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Esse procedimento está de acordo com o segundo parágrafo do artigo 9º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que determina que **“Os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.”**

A revisão tarifária periódica trata-se de um processo de revisão dos valores das tarifas das empresas detentoras de concessão pública para o serviço de distribuição de energia elétrica. Essa revisão está prevista nos contratos de concessão e ocorre ordinariamente a cada quatro ou cinco anos. Esse intervalo de tempo consta no contrato de concessão e é denominado *período tarifário*. Os principais parâmetros utilizados pelo poder concedente para promover a revisão tarifária periódica são: as mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das empresas e os níveis de tarifas em empresas similares no Brasil e no exterior.

Para efeito de cálculo da tarifa, são considerados pelo agente regulador dois componentes fundamentais: os custos operacionais e a remuneração dos ativos.

Os custos operacionais são aqueles vinculados à operação e à manutenção dos ativos necessários para a prestação do serviço, gestão comercial dos clientes, direção e administração da empresa.

Por sua vez, a remuneração dos ativos restringe-se aos ativos efetivamente necessários para a prestação do serviço, com níveis de qualidade previamente estabelecidos, de modo que fique assegurada a sustentabilidade econômica do negócio, chamados de *base de remuneração*.

O processo de revisão tarifária periódica, conforme explica a ANEEL (2003, p. 10) é realizado em duas etapas. A primeira etapa, que é denominada *reposicionamento tarifário*, é onde são estabelecidas tarifas compatíveis com a cobertura dos custos operacionais e a remuneração dos ativos. A segunda etapa consiste no *cálculo do fator X*, que é o estabelecimento de metas de eficiência para o próximo período tarifário.

a) O reposicionamento tarifário

Segundo McGann e Leal (2003, p. 2), **“Tariff Rebalancing: A rebalancing of the tariff to levels that are considered necessary (1) to cover normal operating expenses (for a given level of quality of service) and (2) to provide a fair and adequate return on investments.”**⁶.

No reposicionamento tarifário são calculadas as receitas requerida e verificada da concessionária, ambas para um período de 12 meses subseqüentes à data da revisão tarifária. A receita requerida é a receita que seria suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar o capital investido. A receita verificada seria a receita que a concessionária conseguiria obter com as tarifas vigentes antes da revisão tarifária periódica. O reposicionamento tarifário é o resultado da comparação entre a receita requerida e a receita verificada.

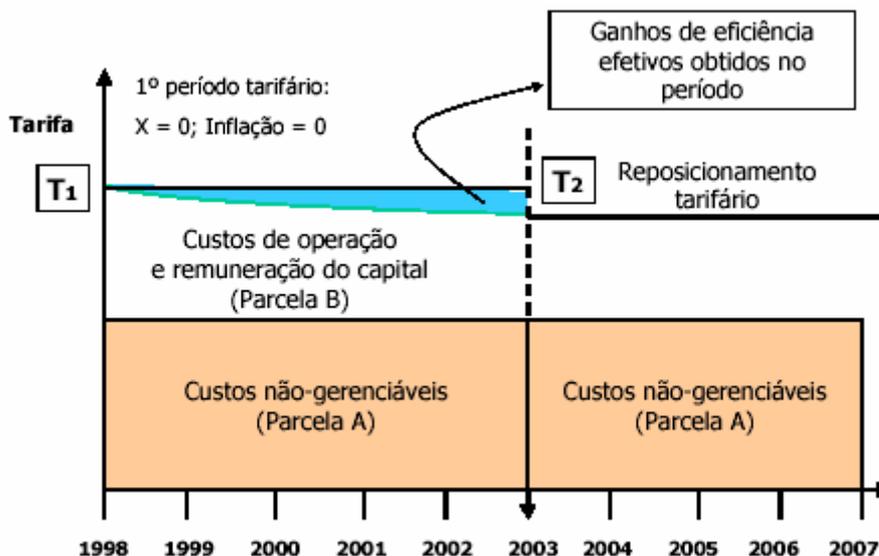
É importante ressaltar que, para efeito de modicidade tarifária, são deduzidas da receita requerida as receitas obtidas pela concessionária mediante a

exploração de atividades extra-concessão, a receita de suprimento de energia elétrica a outras concessionárias e outras receitas.

Na revisão tarifária periódica, as tarifas são alteradas, para mais ou para menos, baseadas em uma metodologia que consiste em revisar as condições de desempenho da concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica. A partir dessa revisão de condições de desempenho, a tarifa é reposicionada num novo patamar de “preço máximo”, conforme apresentado no gráfico 1.

Esse gráfico foi elaborado pela ANEEL para exemplificar o efeito do regime de preços máximos sobre as tarifas e, visando simplificar o entendimento supôs-se que as variações do IGP-M e dos custos da Parcela A foram iguais a zero ao longo do primeiro período tarifário (1998-2003). A tarifa (ou “preço máximo”), inicialmente fixada em T1, permaneceu com seu valor fixo (em termos reais) no primeiro período tarifário, ou seja, até a primeira revisão tarifária periódica. Isso significa que a concessionária teve a oportunidade de reduzir custos operacionais (controláveis) – o que está expresso pela área azul do gráfico 1 – e, dessa forma, aumentar sua remuneração ao longo desse período. Se a concessionária foi eficiente, apropriou-se do aumento da remuneração resultante de sua gestão ao longo desse período. Quando da realização da primeira revisão tarifária periódica, as tarifas são reposicionadas no nível T2 do gráfico 1.

GRÁFICO 1 – EXEMPLO DE REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO



Fonte: ANEEL, (2003, p. 11)

b) Fator X

Após o reposicionamento tarifário, são estimados os ganhos de produtividade para o período tarifário seguinte que não estão relacionados com uma gestão mais eficiente da concessionária, representados pela área verde no gráfico 2. No caso do serviço público de distribuição de energia elétrica, esses ganhos de produtividade serão gerados, principalmente, pelas alterações na escala do negócio. Durante o período tarifário seguinte, as vendas da concessionária poderão aumentar de duas formas:

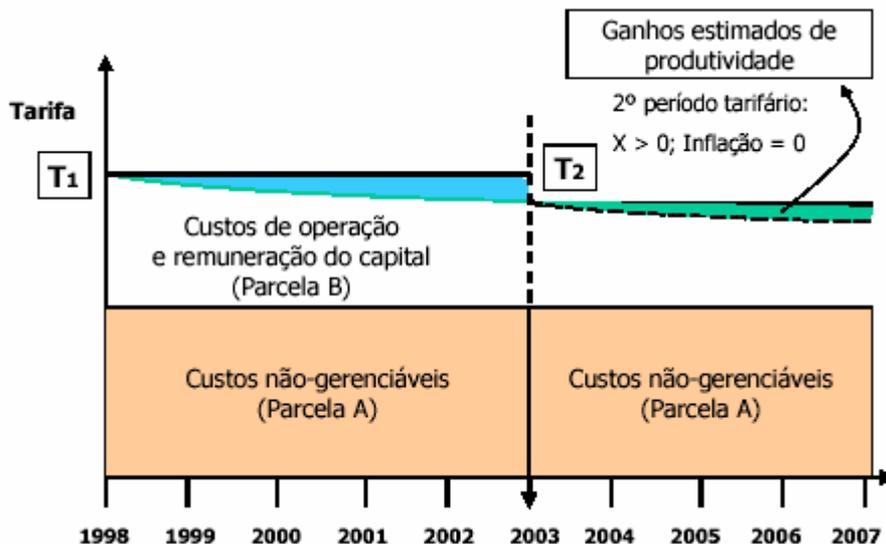
- **crescimento vertical** – aumento de consumo dos clientes atuais; e
- **crescimento horizontal** – incorporação de novos clientes na área de concessão.

A prestação do serviço correspondente a esse incremento nas vendas será realizada pela concessionária com custos incrementais decrescentes com relação aos definidos no reposicionamento tarifário. Esse ganho de produtividade do negócio, que não decorre de uma maior eficiência na gestão da concessionária, de acordo com os contratos de concessão, deve ser repassado aos consumidores mediante a aplicação de um redutor do índice que reajusta a Parcela B da receita (IGP-M). Esse redutor foi chamado de *fator X*.

É importante ressaltar que para o primeiro período tarifário de todas as empresas concessionárias do serviço de distribuição de energia elétrica, de acordo com os respectivos contratos de concessão, o valor do fator X foi definido como sendo igual a zero.

Tomando-se o gráfico 1 como partida e considerando a aplicação do fator X para a recomposição tarifária periódica, as novas tarifas máximas para o período tarifário seguinte estão representadas pela curva pontilhada do gráfico 2 que está localizada abaixo da área verde, que é a área que representa os ganhos estimados de produtividade, ou seja, o fator X.

GRÁFICO 2 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO ESTIMADO DE PRODUTIVIDADE PARA O 2º. PERÍODO TARIFÁRIO



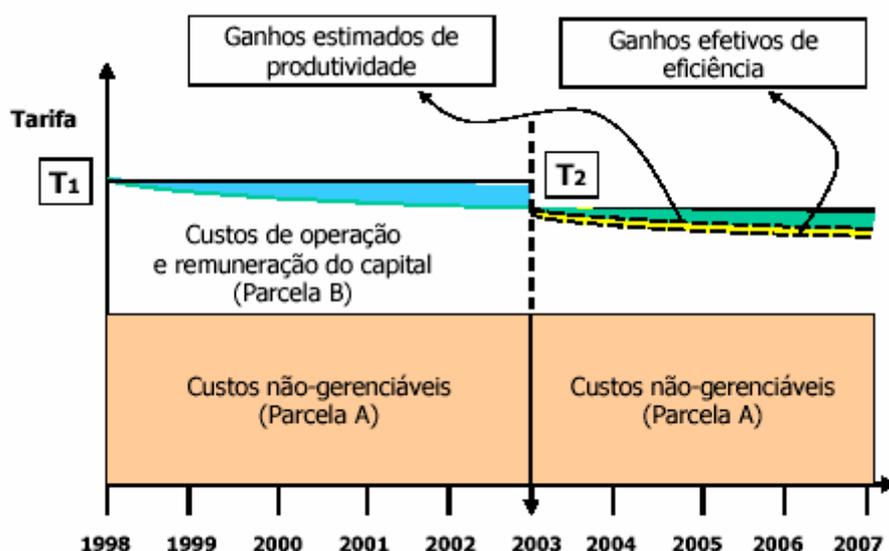
Fonte: ANEEL, (2003, p. 13)

Esse fator X será aplicado como um redutor nos reajustes tarifários dos anos seguintes, até que ocorra a próxima revisão tarifária. Esse fator está relacionado com a perspectiva de a empresa obter ganhos adicionais de eficiência, e obriga a concessionária a buscar continuamente a eficiência na prestação do serviço, explorando mais racionalmente a concessão. O fator X é aplicado, então, com base no pressuposto de que a concessionária buscará continuamente reduzir seus custos até a próxima revisão, a níveis inferiores aos estabelecidos no reposicionamento de suas tarifas.

A aplicação efetiva do fator X no segundo período tarifário determina que os ganhos de eficiência só poderão ser apropriados pela concessionária na medida em que a mesma consiga ultrapassá-lo, ou seja, até o limite do fator X, todo o ganho de produtividade é transferido para os consumidores, só sendo ganho efetivo para a concessionária a parcela de eficiência que exceder esse fator X. Portanto, se a concessionária conseguir atingir os níveis de eficiência determinados na revisão tarifária periódica, o resultado disso será a sujeição a uma perda ou a uma redução de benefícios.

No gráfico 3 a área amarela representa os benefícios que podem ser auferidos pela concessionária ao realizar uma trajetória de custos ainda mais eficientes que os considerados no reposicionamento tarifário.

GRÁFICO 3 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DO FATOR X NO REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO COM GANHO EFETIVO DE EFICIÊNCIA NO 2º. PERÍODO TARIFÁRIO



Fonte: ANEEL, (2003, p. 14)

A partir desses procedimentos, pode-se verificar que a revisão tarifária periódica faz refletir nas tarifas dois ganhos:

- os ganhos gerados pelo reposicionamento tarifário; e
- os ganhos que a concessionária poderá obter, através do “fator X”, com a redução de seus custos e aumento de sua eficiência.

Verifica-se, então, que diferentemente do regime de tarifa pelo custo do serviço, no atual modelo de tarifa pelo preço, as tarifas são estabelecidas na assinatura do contrato de concessão e permanecem constantes com base em um indexador previsto no contrato por um período de tempo previamente determinado, em geral quatro anos. Nesse intervalo de tempo, após o qual ocorrerá a revisão tarifária periódica, a empresa que conseguir reduzir seus custos e aumentar sua eficiência irá aumentar sua remuneração em função da tarifa fixa, até que ocorra o reposicionamento de tarifa.

Por sua vez, o consumidor também irá se beneficiar desse aumento de eficiência da concessionária, visto que o reposicionamento tarifário irá reduzir a tarifa se a redução de custos for efetivamente alcançada pela concessionária.

4. CONCLUSÃO

Pode-se concluir que a gestão de custos no setor elétrico passou a ser fator decisivo de sobrevivência das empresas após o fim da remuneração garantida e a adoção da regulação econômica pelo *price cap*.

Isso fica claro, ao observar-se o processo de definição e de recomposição das tarifas a serem cobradas dos clientes pelo fornecimento de energia elétrica. No cálculo dessa tarifa, o poder concedente autoriza a cobertura total de todos os custos não controláveis; porém, os custos controláveis devem ser gerenciados com a maior atenção, visto que estes custos são alvo de definição de metas de produtividade para determinação das tarifas. Caso a concessionária não consiga reduzir a parcela de custos que são controláveis por ela, correrá o risco de ter uma tarifa autorizada que não seja suficiente para cobrir todos os custos e remunerar adequadamente o capital investido.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BORN, Paulo H.; ALMEIDA, Álvaro Augusto de. Mudanças estruturais no setor elétrico: Formação e regulação de preços. **Revista de la CIER**, nº 26, dez. 1998.

BRASIL. Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 24 jul. 1934. Disponível na internet: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 20/09/2002.

BRASIL. Decreto nº 3.128 de 19 de março de 1941. Dispõe sobre o tombamento dos bens das empresas de eletricidade. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 mar. 1941. Disponível na internet: <<http://www.abradeel.com.br/legislacao>>. Acesso em 20/05/2003.

BRASIL. Decreto 41.019 de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, fev. 1957. Disponível na internet: <<http://infoener.iee.usp.br/legislacao>>. Acesso em 21/05/2003.

BRASIL. Decreto nº 62.724 de 17 de maio de 1968. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, maio 1968. Disponível na internet: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 10/03/2003.

BRASIL. Decreto 86.463 de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, out. 1981. Disponível na internet: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/Antigos/D86463.htm>. Acesso em 21/03/2003.

BRASIL. Lei nº. 8.631 de 04 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República**

Federativa do Brasil, Brasília, DF, 05 mar 1993. Disponível na internet: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L8631.htm>. Acesso em 19/09/2002.

BRASIL. Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível na internet: <http://hidroweb.aneel.gov.br/doc/guiaemp/legislacao/lei_8987.htm>. Acesso em 05/10/2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Aspectos econômico-financeiros do setor elétrico – Visão do regulador. In: Encontro Nacional dos Contadores de Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, 18, 2002, Canela. **Anais...** Canela, 2002.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 050/2003**. Revisão tarifária periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). Brasília, DF, 03 mar. 2003. Disponível na internet: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 21/03/2003.

BURNS, Phil; ESTACHE, Antonio. **Information, accounting and the regulation of concessioned infrastructure monopolies**. Washington, D.C.: World Bank Institute, dez. 1998.

COOPERS & LYBRAND. **Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Relatório consolidado Etapa VII. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em 14 out. 2002.

GALLORO & ASSOCIADOS AUDITORES INDEPENDENTES. Introdução à contabilidade de custos. In: CONSELHO REGIONAL DE CONTABILIDADE DO ESTADO DE SÃO PAULO (org.). **Curso sobre contabilidade de custos**. São Paulo: Atlas, 1992.

GATTASS, Gustavo; SIMAS, André; ALVES, Carlos. Latin American electric utilities: Defining investment strategy for the industry. **Global Equity Research**, New York: UBS Warburg LLC, mar. 2001.

GREGÓRIO, Tomé Aumary. **O custo de uma concessão e a privatização no setor elétrico brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

HORNGREN, Charles T.; Foster, George; DATAR, Srikant M. **Contabilidade de custos**. Rio de Janeiro: LTC, 1997.

HANSEN, Don R.; MOWEN, Maryanne M. **Gestão de custos: contabilidade e controle**. São Paulo: Pioneira Thomson Learning, 2001.

KEGLER, Vânia Marcelino. **O impacto na comercialização de energia elétrica de curto prazo devido às restrições de transmissão entre os submercados sul e sudeste**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2001.

LEONE, George S. G. **Custos: planejamento, implantação e controle**. São Paulo: Atlas, 2000.

MAHER, Michael. **Contabilidade de custos: criando valor para a administração**. São Paulo: Atlas, 2001.

MARTINS, Eliseu. **Contabilidade de custos**. São Paulo: Atlas, 1998.

MCGANN, Frank; LEAL, Felipe. **Braslian electric utilities**. Merryl Linch: New York, fev. 2003.

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

OLIVEIRA, Adilson de. **Privatização do setor elétrico**: dilemas e opções. Rio de Janeiro: IE/UFRJ, 1996. Disponível na internet: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/biblioteca/desestatizacao.htm>. Acesso em 20/09/2002.

PIRES, José Cláudio L.; PICCININI, Maurício Serrão. Modelos de regulação tarifária do setor elétrico. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.5, n.9, jun/1998.

SALGADO, Lúcia Helena. **Agências regulatórias na experiência brasileira**: Um panorama do atual desenho institucional. Brasília: IPEA, mar. 2003.

¹ “A regulação de monopólios é freqüentemente caracterizada pelos economistas como um “jogo” entre o regulador e o prestador de serviço em que os dois jogadores não compartilham as mesmas informações. Presume-se que o regulador inicialmente dispõe de informações pobres considerando o escopo dos ganhos futuros de eficiência, e o tamanho e o tempo dos investimentos futuros planejados para que o serviço proporcione esses ganhos. Mas o regulador pode aprender mais sobre a eficiência do operador privado, porém, para ter sucesso nisso, um regulador efetivo precisa garantir que esse aumento das informações básicas e que essa capacidade para processar as informações disponíveis também possa melhorar, tanto quanto os objetivos regulatórios se desenvolverão mais realisticamente.”.

² “• Proteger os interesses dos consumidores considerando preços e qualidade do serviço.

• Garantir que o negócio, operando de forma eficiente, possa financiar suas atividades

• Promover a eficiência

• Cumprir as obrigações da forma definida inicialmente pelas políticas de mercado (como uma tarifa nacional uniforme)

• Garantir que o regime seja sustentável e robusto.”.

³ LITTLECHILD, S. **Regulation of British telecommunications profitability**. London: HMSO, 1983.

⁴ “Custos não controláveis (Parcela A): Esta é a parcela dos custos que estão além do controle ou influência da distribuidora. Estes incluem as compras de energia, os custos de transmissão e os encargos regulatórios. Devido à impossibilidade de gerenciar esses custos, as distribuidoras são compensadas integralmente pelas variações que esses custos sofrem no momento do reajuste anual das tarifas.”.

⁵ “Custos não controláveis (Parcela B): Estes são os custos que podem ser controlados ou influenciados pelas distribuidoras e incluem pessoal, material e serviços. Para incentivar as distribuidoras a gerenciarem rigorosamente esses custos, o reajuste anual das tarifas inclui o ajuste pela inflação (IGP-M) menos uma medida projetada de um ganho de eficiência (fator X), como determinado pela ANEEL.”.

⁶ “Reposicionamento tarifário deve definir uma tarifa que proporcione uma cobertura dos custos operacionais necessários a um nível de qualidade de prestação de serviço, e propicie um justo e adequado retorno sobre o investimento realizado.”.