

A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NOS ANOS 90 E AS IMPLICAÇÕES SOBRE O SEGMENTO DA DISTRIBUIÇÃO

Eliana Kyomi Adati Senju¹
Ereneide Martins²

Resumo:

Baseado no tripé competição, privatização e regulação, o setor elétrico brasileiro vem passando, desde os anos 90, por um processo de reestruturação visando introduzir a competição na geração e comercialização, e estimular a eficiência econômica, mediante mecanismos de regulação, nos segmentos da distribuição e transmissão. O objetivo deste artigo é analisar as mudanças e implicações ocasionadas pelas reformas do setor elétrico brasileiro sobre o segmento da distribuição. Para tanto, foram analisados dados coletados junto ao Ministério das Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) referentes a tributos, privatização e evolução das tarifas médias por classe de consumo. Através da análise dos dados, constatou-se a inadequação do modelo proposto, diante da falta de eficiência no segmento da distribuição. Conclui-se que os principais fatores que explicam estes resultados são: elevados níveis de encargos setoriais e tributos; falta de planejamento e adequação do modelo implantado à estrutura do setor elétrico brasileiro; e a presença de informações assimétricas por parte do agente regulador em relação aos entes regulados.

Palavras-chave: Reestruturação do setor elétrico, Regulação, Eficiência, Distribuição.

Abstract

Based on competition, privatization and regulation, brazilian electrical sector, since the 90th years, had been reorganised to introduce competition on generation and commercialization and to stimulate economic efficiency, by means of regulation mechanisms, on sector of energy distribution and transmission. This article purpose is to analyze the changes and implication due to reforms done by brazilian electrical sector on the distribution complex. It had been analyzed data collected by de Energy and Mines Ministry (MME), National Electrical Energy Agency (ANEEL) and Brazilian Association of Electrical Energy Distributors (ABRADEE) referring to taxes, privatization and evolution of medium prices among consumption classes. By analyzing data, it can be concluded that the main factors that could explain these results are: high levels of taxes on sector and taxation; lacking of planning and its adequacy of actual model with the structure of brazilian electrical sector; and finally the asymmetric informations furnished by the regulatory agent to the regulated beings.

Key Words: Electrical Sector reorganization; regulation; efficiency; distribution;

¹ Mestre em Desenvolvimento Econômico pela Universidade Federal de Uberlândia e Economista da CELG.

² Graduada em Ciências Econômicas pela Faculdades Alves Faria.

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro, desde meados da década de 90, vem passando por um processo de reestruturação com o objetivo de aumentar a eficiência nas atividades de distribuição e transmissão, caracterizadas como monopólio natural, e introduzir a competitividade nas atividades de geração e comercialização de energia elétrica.

Tais reformas foram baseadas no tripé competição, privatização e regulação, que visa a introdução gradual de competitividade nos segmentos da geração e comercialização, a partir do processo de desverticalização e privatização das empresas, e estimular a eficiência econômica, mediante mecanismos de regulação, nos segmentos da distribuição e transmissão.

Além da mudança na concepção de indústria integrada verticalmente, ao considerar que as atividades de geração, distribuição e transmissão deveriam ser separadas, as reformas também propuseram uma redução do papel do Estado em consequência da recomendação de uma maior participação da iniciativa privada no setor.

Entretanto, diante das dificuldades em assegurar a competitividade e eficiência do setor, levou a uma reformulação do setor elétrico, proposto em 2003, com a instituição de um novo modelo para o setor, mediante a Lei 10.848 de 2004, que visa assegurar a expansão da geração, garantindo o suprimento de energia elétrica, a modicidade tarifária e a universalização do atendimento.

Pela ótica da atividade de distribuição, o agente regulador tem buscado garantir a viabilidade econômica da prestação do serviço com o menor custo, dado um determinado nível de qualidade na prestação do serviço, sem repasse de encargos desnecessários ou excessivos aos consumidores finais. Visando garantir a eficiência setorial, as reformas do setor elétrico pautaram-se no regime de regulação por incentivos, com a utilização do mecanismo *price cap*. Este mecanismo fixa um preço teto para as tarifas por um determinado período (4 a 5 anos) visando incentivar o prestador de serviço a reduzir custos, haja vista que toda redução nesse período representa um ganho que a firma absorve integralmente na revisão tarifária.

Dessa forma, o presente artigo tem como objetivo analisar as mudanças advindas com o processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro, nos anos 90, sobre o segmento da distribuição.

Para tanto, faz-se necessário, inicialmente, realizar uma revisão dos conceitos de regulação, composição tarifária de energia elétrica e mecanismos de regulação existentes no setor elétrico. Após a revisão desses conceitos é feita a análise da reestruturação do setor elétrico brasileiro e as implicações desse processo sobre o segmento da distribuição. Por fim, seguem as considerações finais do artigo.

PADRÕES E MECANISMOS DE REGULAÇÃO EM SETORES DE INFRA-ESTRUTURA

O serviço de utilidade pública (SUP) define-se em sua essencialidade, no modo pelo qual é conduzida uma determinada atividade econômica, sendo considerado essencial ao bem-estar da sociedade, além de exercer vital importância para a economia, na medida em que pode proporcionar o encadeamento de atividades econômicas e por consequência, possibilitar o crescimento econômico, segundo Mackerron (*apud* PIRES, 2000, p.38).

Os serviços de utilidade apresentam as seguintes características: existência de monopólios naturais em alguma etapa da cadeia produtiva; separação das atividades de geração e distribuição dos serviços; incapacidade de o mercado prover, com seus mecanismos, a quantidade do serviço demandado com a qualidade desejada, pelos seus usuários; a provisão dos serviços é caracterizada normalmente por uma estrutura de rede; e assimetria no relacionamento entre usuários e produtores em termos de seus poderes relativos, haja vista que o mercado é incapaz de disciplinar as ações dos ofertantes em termos de quantidade e preço [(FARINA *et al.*(1997) e PIRES (2000)].

Dada à importância do serviço de utilidade pública, a prestação desse serviços pode ser efetivada tanto pela esfera pública quanto pela privada. Para que sejam respeitados os interesses da coletividade e, sobretudo, prevaleça a função social e econômica, é necessário que haja um arcabouço legal responsável pela regulação das empresas provedoras de tais serviços (PIRES, 2000).

Dessa forma, as funções regulatórias servem para disciplinar as ações dos agentes privados provedores de serviços públicos. Como a maioria das atividades de infra-estrutura econômica é considerada monopólio natural, os monopolistas podem abusar de seu poder de mercado pela cobrança de preços elevados e/ ou redução do volume de produção para níveis não competitivos. Por essa razão, grande parte dos governos regula os preços cobrados pelos monopolistas a fim de proteger os consumidores (VILLELA; MACIEL, 1999).

Segundo Villela; Maciel (1999), a regulação pode causar efeitos imprevistos, sendo que em sua maioria são explicadas pelas características institucionais de um país, que não se ajusta bem ao marco regulatório. Dessa forma, a ação regulatória pode causar três efeitos:

- i. insucesso regulatório - ocorre devido às dificuldades de implementação das políticas regulatórias, devido às restrições quanto à informação, à política e às instituições. A assimetria de informação³ constitui o principal fator resultante do

³ A assimetria de informações em empresas reguladas ocorre em função do conhecimento que as empresas possuem em relação a sua tecnologia de produção, sua função de custos, suas ações e preferências e às preferências de seus consumidores. Além do mais, os interesses das firmas diferem dos interesses dos consumidores, o que justifica o fato de as empresas reguladas possuírem mais informações sobre o mercado do que os agentes reguladores (FARINA *et al.*,1997).

insucesso regulatório e ocorre quando o agente regulador tem um acesso parcial e limitado às informações. Para tanto, é imprescindível que os sistemas regulatórios formulem políticas para contrabalançar a desvantagem da informação. No entanto, a formulação de tais políticas exige descrição regulatória e capacidade administrativa, uma vez que, se um país não tiver tal capacidade, a implementação de uma estrutura regulatória pode levar ao insucesso, na medida em que a empresa regulada poderá manipular o processo, ou a agência regulatória não seguirá a linha especificada, podendo usar métodos *ad hoc* (VILLELA; MACIEL, 1999);

- ii. política de grupo de interesse – afeta o sistema regulatório, pela manipulação do processo regulatório que por sua vez afetará os resultados. Isso ocorre devido à preponderância do executivo na interpretação legislativa ou ao fato de o poder Legislativo e as leis eleitorais concederem a um único partido o controle tanto do executivo quanto do legislativo; e
- iii. baixo crescimento da produtividade - pode ser explicada pelo excesso de regulação, o que pode acarretar em aumento dos custos de transação⁴ que, por sua vez, tende a reduzir a competitividade no setor, uma vez que, na sua essência a regulação restringe a concorrência.

Dentre as várias formas de regulação existentes (controle de custos e preços, qualidade do produto, controle ambiental, estrutura de mercado), a regulação tarifária é a mais empregada (GOMES, 1998). A regulação tarifária assume papel crucial no que diz respeito à regulação dos monopólios naturais, pois, além de coibir eventuais abusos de concentração econômica, procura equalizar as tensões entre eficiência alocativa, distributiva e produtiva, além de introduzir mecanismos que induza a eficiência seletiva. Esta forma de regulação envolve a escolha de critérios, o qual inclui entre outras coisas, a forma de controle e ajustes de preços a serem cobrados e a variação dos mesmos, mediante as diferentes categorias de consumidores (PIRES; PICCININI, 1998).

Antes de uma explanação mais detalhada sobre os modelos de regulação tarifária, objeto de investigação desse estudo, é necessário definir e mostrar os componentes de uma tarifa de energia, conforme descrito no item a seguir.

⁴ “Os custos de transação são custos que os agentes econômicos enfrentam toda vez que recorrem ao mercado, ou seja, são custos de negociar, redigir e garantir o cumprimento de um contrato.” (KUPFER, 2002, p.269). Portanto, nesta nova abordagem os contratos envolvem custos, tendo em vista que na transação não há presença de simetria de informação, pelo fato dos agentes, tanto o vendedor como o comprador, não conhecerem todas as características relevantes e irrelevantes do objeto da troca, em determinada transação (KUPFER, 2002).

COMPONENTES DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa elétrica é composta de duas parcelas: A e B, conforme mostra o Quadro 1. A Parcela A corresponde aos custos não gerenciáveis, como a compra de energia, custos de transmissão e encargos tarifários, sendo repassada diretamente aos consumidores; e a Parcela B corresponde aos custos gerenciáveis, ou seja, os custos operacionais, depreciação e remuneração do capital (FIUZA *et al.*, 2006).

Quadro 1 – Composição tarifária de energia elétrica

PARCELA A	PARCELA B
(custos não-gerenciáveis)	(custos gerenciáveis)
Encargos setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas de reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TSEE)	Serviços de terceiros
Rateio de Custos do Proinfa	Despesas gerais e Outras
Conta de desenvolvimento energético (CDE)	
	Despesa de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte: ANEEL (2005, p.16)

No Brasil, as tarifas do segmento da distribuição passam pelos seguintes mecanismos de atualização: reajuste tarifário, revisão tarifária e revisão tarifária extraordinária. O índice de reajuste tarifário anual tem como objetivo restabelecer anualmente o poder de compra da receita obtida pelo concessionário, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas. A tarifa é reajustada de acordo com o Índice Geral de Preços (IGP-M⁵), corrigidos pelo fator X, estimado no processo de revisão (ANEEL, 2005).

O processo de revisão tarifária periódica está previsto na Lei de Concessão, Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, e tem como objetivo estabelecer uma tarifa justa para os consumidores, proporcionar o aumento da eficiência e da qualidade do serviço, além de promover a viabilidade econômico-financeira do contrato e adequada remuneração do capital

⁵ IGPM- acumulado nos 12 meses anteriores ao aniversário dos contratos

investido (FIUZA *et al.*, 2006). Ainda de acordo com os autores, o processo revisional das tarifas envolve quatro importantes aspectos, a saber:

- i. Fator X: Representa o mecanismo de repasse aos consumidores de parte dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras, por meio de uma redução no índice de reajuste anual das tarifas;⁶
- ii. Empresa de Referência (ER): constitui-se em uma empresa responsável pela prestação do serviço de eletricidade na área de concessão, em condições de eficiência produtiva. A ER pretende simular as condições que enfrentaria um potencial entrante no mercado, cumprindo as condições estabelecidas nos contratos de concessão. A partir dos valores de custos que o operador entrante ou ER pode obter para esses serviços, fixam-se os custos operacionais eficientes da concessionária distribuidora que serão consideradas nas tarifas reguladas;
- iii. Base de remuneração regulatória: consiste na taxa de remuneração do capital sobre os investimentos realizados pela concessionária. Cabe à referida taxa, definida pela agência reguladora nos períodos de revisão tarifária, a garantia de que no longo prazo as empresas recuperem ao menos seu custo de oportunidade de capital, incluindo o risco país, o risco do negócio, o risco regulatório e outros riscos específicos inerentes ao setor elétrico;
- iv. Aspectos da revisão tarifária: Dependendo do contrato de concessão, a revisão tarifária periódica será efetuada a cada 4 ou 5 anos, e compreende duas etapas: o reposicionamento tarifário (RT) e a determinação do fator X. O reposicionamento tarifário estabelece o nível de custos operacionais eficientes e a justa remuneração do capital investido, sendo que este mesmo reposicionamento compara a receita requerida para o ano-teste⁷, no qual compreende a parcela A, repassada diretamente para os consumidores; e a parcela B com a receita verificada da concessionária⁸(FIUZA *et al.*, 2006).

Além do Índice de Reajuste Tarifário e da Revisão Tarifária Periódica, um terceiro mecanismo de reajuste tarifário pode ser estabelecido, a Revisão Tarifária Extraordinária. Este mecanismo estabelece que a ANEEL poderá solicitar a qualquer tempo, por

⁶ O fator X é composto das parcelas Xa, Xc e Xe. A parcela (Xa) refere-se ao ajuste do componente mão-de-obra dos custos operacionais da concessionária pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA); a segunda parcela (Xc) reflete a avaliação dos consumidores sobre a prestação do serviço de sua concessionária; e a última componente (Xe) representa os ganhos de produtividade esperados, em função da mudança na escala do negócio, devido ao aumento do consumo de energia elétrica, tanto por maior consumo dos consumidores existentes como pela incorporação de novos consumidores no período entre as revisões tarifárias., segundo Fiuza *et al.* (2006).

⁷ Ano-teste refere-se ao período de 12 meses subsequentes à data de revisão (FIUZA *et al.*, 2006).

⁸ A receita verificada corresponde à receita que seria auferida com as tarifas vigentes antes da revisão, aplicadas ao mercado de venda do ano-teste (FIUZA *et al.*, 2006)

intermédio da empresa distribuidora, quando a mesma verificar alterações significativas nos custos (incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas), revisão de suas tarifas, para manter o equilíbrio econômico-financeiro quando da instituição do contrato.

Após a explanação dos componentes da tarifa de energia, faz-se necessário abordar os modelos de regulação tarifária, usualmente utilizado no setor elétrico. Na próxima seção, segue uma descrição de cada um desses modelos.

MODELOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA UTILIZADAS NO SETOR ELÉTRICO

Os modelos de regulação tarifária, usualmente utilizado no setor elétrico são basicamente: regulação pela taxa interna de retorno; regulação pelo custo marginal; regime *price-cap*; e regulação por desempenho (PIRES; PICCININI, 1998).

O modelo de tarifação pela taxa interna de retorno, segundo Moraes (1997), consiste na tarifa estabelecida para um custo igual mais uma taxa de retorno sobre o investimento. O valor da tarifa é determinado pela agência reguladora que, mediante o conhecimento dos custos e da condição da demanda e do nível de investimento, estabelece um preço que, cubra todos os custos e assegure uma taxa interna de retorno atrativa para o investidor⁹. Para evitar que os preços cobrados fiquem abaixo dos custos, o preço final é obtido pela igualdade entre a receita bruta e a receita requerida para remunerar todos os custos de produção, custos fixos mais custos variáveis, incluindo a taxa de remuneração da concessionária (PIRES; PICCININI, 1998).

Já a tarifação pelo custo marginal consiste em repassar para os consumidores, os custos incrementais necessários para melhor desempenho do sistema. O problema desse método decorre da especificidade dos ativos, por envolver vultuosos volumes de capital fixo. A aplicação de uma tarifa pura e simples pelo custo marginal gera o risco de não se remunerar os custos fixos e nem mesmo a parcela de capital variável utilizada para o atendimento do consumidor, além da complexa informação dos custos envolvidos no processo e do problema de assimetria de informação (PIRES; PICCININI, 1998).

Em relação ao modelo de tarifação *Price cap*, originalmente adotado na Inglaterra, consiste no estabelecimento de um preço-teto para as mercadorias e/ou produtos oferecidos por uma companhia. O preço é fixado pela agência reguladora por um determinado período,

⁹ A desvantagem deste modelo, segundo Moraes (1997), é o incentivo à ineficiência, haja vista que, a taxa de retorno mantém-se constante o que não gera estímulos à empresa a reduzir custos, pois a mesma não se apropria desta economia. Ademais, este modelo acaba estimulando a má alocação de recursos e a adoção de métodos produtivos ineficientes, ao permitir a cobertura de todos os custos e assegurar, previamente, uma taxa de retorno atrativa (PIRES; PICCININI, 1998).

o qual é reajustada de acordo com a variação do índice de preço ao consumidor, menos uma taxa anual (fator X) fixada pelo regulador, que corresponde ao ganho esperado de produtividade (GOMES, 1988). A composição tarifária é feita pela variação dos custos não gerenciáveis, parcela A, e os custos gerenciáveis, a parcela B que inclui o (IGPM – fator X).

Para Moraes (1997), a adoção de um teto máximo, permite maior incentivo à eficiência, além de propiciar redução nos custos, derivado do aumento da produtividade, o que permite às empresas apropriarem de uma parcela maior dos lucros e aos consumidores obter uma redução tarifária, via apropriação de outra parte dos ganhos de produtividade.

Um dos problemas levantados por Gomes (1988), quanto à adoção do preço-teto, diz respeito à sua vulnerabilidade quanto à variação dos custos exógenos, não controláveis pela firma, como por exemplo, os encargos e tributos e uma brusca variação na demanda, pois qualquer variação sofrida pela firma, seja de aumento ou redução dos custos só será revisto e analisado na revisão tarifária.

Quanto à regulação por desempenho, esta se baseia na introdução de incentivos à maior eficiência pela eliminação de excessos de assimetria de informações quando há várias empresas reguladas (POSSAS *et al.*, 1997). O regulador estabelece padrões de avaliação através do desempenho da firma comparado por uma referência média, um *benchmark*, que induza o acompanhamento de aumentos de produtividade e redução de custos praticados por outras firmas do setor. O problema desse regime é a possível colusão entres as firmas para se apropriarem de lucros extraordinários.

Conforme será visto no próximo item, no caso brasileiro, a reestruturação do setor elétrico, nos anos 90, foi pautado pela regulação tarifária a partir da adoção do preço-teto, tendo em linhas gerais os seguintes objetivos: garantir a existência de estímulos aos ganhos de produtividade de modo a proporcionar benefícios aos consumidores através de reduções de tarifas e/ou na melhoria da qualidade do serviço prestado; e reforçar o aparato de incentivos à expansão dos investimentos privados, de modo a garantir ao investidor uma taxa de retorno suficiente ao capital inicial empregado (BURATINI, 2004).

REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO NOS ANOS 90

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciou em 1993, com a promulgação da Lei nº 8.631, no qual estabeleceu as reformas institucionais do setor elétrico com a eliminação da remuneração garantida e das tarifas unificada no território nacional e instituiu a recuperação tarifária. Porém, é a partir da Lei nº 8.987/95 que se tem o marco da legislação sobre a concessão de serviços públicos no Brasil (VINHAES, 1999).

A nova legislação do setor elétrico brasileiro prioriza a competição e a eficiência técnica e econômica do setor, e também a atração de capitais privados nacionais e internacionais, de forma a viabilizar a sua expansão. No novo modelo, o papel do Estado na operação é reduzido, sendo fortalecidas suas funções reguladoras. O monopólio natural passa a ser restrito aos sistemas de transmissão e distribuição sendo imprescindível a sua regulamentação [CASTELO BRANCO (*apud* VINHAES, 1999)].

A defesa pela necessidade de reestruturar o setor elétrico brasileiro nos anos 90, pode ser explicada, segundo Buratini (2004), por um lado, pela crise fiscal e financeira do Estado, devido ao esgotamento dos recursos de financiamento do setor baseado no tripé recursos do Tesouro, autofinanciamento e endividamento externo; e, por outro, pela tendência de crescimento do consumo.

A reestruturação do setor elétrico brasileiro baseou-se nos estudos contratados pela consultoria *Coopers & Lybrand* e nas experiências das reformas dos setores elétricos da Inglaterra¹⁰ e Chile, onde a concorrência foi a variável-chave desse processo (VINHAES, 2003). Tal como ocorreu no modelo inglês, uma das primeiras medidas tomadas nessa reestruturação foi o processo de privatização, objeto de discussão da próxima seção.

4.1 Privatização do setor elétrico brasileiro

O processo de privatização do setor elétrico e dos demais setores da economia ligados ao monopólio estatal, foram articulados sob a égide do ideário neoliberal, organizadas no tripé básico da “desregulamentação”, “privatização” e da “abertura comercial”. Ideário este que tiveram como precursores a Inglaterra seguida dos EUA, e posteriormente com a adesão de outros países, transformando na prática, conforme relata Abreu (1999, p.20) [...], “no núcleo inexorável de formulação do pensamento e das políticas neoliberais voltadas para o “ajustamento econômico””.

Com o objetivo de tornar o setor mais próximo do ideal concorrencial, o processo de privatização iniciou-se com a desestatização das distribuidoras, haja vista que, para atrair investidores na geração, o segmento necessitaria de um mercado atacadista privado onde não houvesse o risco de calote na comercialização de energia.

Desta forma, priorizou-se eliminar o controle estatal sobre os ativos da distribuição, visando reduzir a inadimplência das empresas estatais. Os reformuladores atrasaram as

¹⁰ O modelo regulatório adotado pela Inglaterra baseou-se na implementação do modelo de tarifação *price-cap* nos segmentos de transmissão e distribuição, além de introduzir a competição no segmento da geração, segundo Vinhaes (2003).

vendas das geradoras e o processo de privatização da geração iniciou com venda das distribuidoras federais ESCELSA e LIGHT (BURATINI, 2004).

O processo de privatização no Brasil não foi diferente dos outros países emergentes e endividados, sendo que o endividamento afetou algumas empresas mais do que outras. A Tabela 1 a seguir mostra o endividamento das empresas do setor elétrico e revela que algumas empresas como a CEAL e a CERJ tiveram índices de endividamento superior a 25% do total dos ativos, com 34,16% e 31,43%, respectivamente. No final de 1995, a dívida total do setor elétrico atingiu US\$ 25 bilhões ou 14,43% do total dos ativos (FERREIRA, 1998). Diante deste cenário, houve a necessidade de reorientar a política econômica para o controle do déficit fiscal e atração de capital estrangeiro para investimentos, segundo Pinheiro (*apud* MATSUDO, 2001, p.12).

Tabela 1 - Razão dívida/ativos no setor elétrico 1995

Empresa	Dívida	Ativo	Razão dívida/ativo (%)
Furnas	1.433.770	27.744.757	5,17
Eletrosul	1.114.887	7.650.299	14,57
Chesf	4.712.543	21.441.668	21,98
Eletronorte	1,584.606	21.724.591	7,29
Light	585.904	8.162.073	7,18
Ceal	115.248	337.401	34,16
Ceam	7.013	328.403	2,14
CEB	25.416	551.580	4,61
CEEE	1.516.150	5.710.198	26,55
Celesc	74.884	1.748.243	4,23
Celg	753.468	2.572.262	29,29
Celipa	129.432	955.995	13,54
Celpe	30.187	863.437	3,50
Cemar	83.285	713.028	11,68
Cemat	106.638	950.707	11,22
Cemig	777.763	11.860.565	6,56
Cepisa	24.741	263.707	9,38
CER	5.425	32.097	16,90
Cerj	195.695	622.686	31,43
Ceron	63.719	313.600	20,32
Cesp	6.409.024	24.277.892	26,40
Coelpa	352.002	2.875.663	18,77
Coelce	110.244	676.351	16,30
Copel	619.268	5.912.560	10,47
Cosern	59.772	348.150	17,17
CPFL	243.637	3.192.332	7,63
Eletroacre	12.385	92.991	13,32
Eletropaulo	1.777.539	12.870.639	13,81
Energipe	19.591	163.884	11,91
Enersul	265.094	962.492	27,54
Escelsa	1.543	926.102	0,17
Saelpa	14.490	246.683	5,87
Total	23.225.325	166.093.034	13,98

Fonte: Ferreira (1998, p. 193)

Com o intuito de amortizar a dívida externa junto a credores estrangeiros, principalmente os americanos e europeus, as empresas estrangeiras interessadas a participar dos leilões de privatização foram autorizadas a usar títulos da dívida externa para adquirir ações das empresas estatais¹¹. O foco era adquirir empresas do segmento da geração, transmissão e distribuição, uma vez que, eram considerados setores estratégicos com possibilidades crescentes de demanda nos próximos anos e com necessidade de investimento (ABREU, 1999).

Entretanto, após o processo de privatizações, fatos e atitudes questionáveis que prejudicam o consumidor e o contribuinte tem sido severamente apontado como efeito perverso do processo de privatização. Rosa *et al* (*apud* MATSUDO, 2001, p.50) relatam que com o objetivo de reduzir o tempo de retorno dos investimentos, houve uma implantação de política de distribuição de lucros entre os acionistas em todas as empresas privatizadas. Além disso, houve aumentos tarifários acima dos níveis inflacionários, redução significativa do número de empregados, e como consequência, queda na qualidade dos serviços prestados.

Portanto, o fracasso do processo de privatização advém da falta de planejamento, na medida em que este processo iniciou antes mesmo da definição do modelo institucional e da constituição das regras que regeriam o setor.

4.2 Impactos da reestruturação do setor elétrico brasileiro sobre o segmento da distribuição

O processo de reestruturação do setor elétrico trouxe necessidade de reformas estruturais para os segmentos da cadeia energética. Tendo em vista que o objetivo do presente estudo é analisar as implicações desse processo sobre o segmento da distribuição, serão analisadas apenas as propostas de mudanças empreendidas para este segmento.

No segmento da distribuição, a reestruturação do setor elétrico brasileiro propõe, mesmo este permanecendo como monopólio natural, a desverticalização das funções de distribuição e varejo de todas as empresas D/V (distribuição e varejo), ou pelo menos a separação contábil das funções de distribuição e varejo (comercialização). O objetivo é permitir a identificação clara dos encargos da rede de distribuição para que se possa assegurar a cobrança dos custos envolvidos no processo, uma vez que, a exemplo de transmissão, é garantido acesso livre a todos os agentes (VINHAES, 1999).

¹¹ A privatização das empresas estatais está sempre vinculada à renegociação da dívida externa do país. As paraestatais mais lucrativas são assumidas pelo capital estrangeiro ou por *joint-ventures* freqüentemente em troca da dívida. O produto dessas vendas é depositado no Tesouro e canalizado para os Clubes de Londres e Paris. O capital internacional obtém o controle e/ou propriedade das empresas estatais mais lucrativas a um custo baixo. Além do mais, quando um grande número de países endividados está negociando suas empresas públicas ao mesmo tempo, o preço do ativo estatal cai, segundo Chossudovsky (*apud* ABREU, 1999, p.11)
Revista de Economia da UEG, Anápolis (GO), Vol. 3, nº 2, JUL/DEZ-2007

Não obstante esta separação, a atividade de distribuição continua sendo uma atividade regulada, e o foco passou a dirigir-se pela busca de eficiência. Com isso, o agente regulador busca garantir a viabilidade econômica da prestação do serviço com o menor custo, dado um determinado nível de qualidade na prestação do serviço, sem repasse de encargos desnecessários ou excessivos aos consumidores finais.

Visando garantir a eficiência setorial, as reformas do setor elétrico pautaram-se no regime de regulação por incentivos *price cap*. Tal como foi abordado anteriormente, esse mecanismo funciona durante um período preestabelecido, por exemplo, de 4 ou 5 anos, e, no qual são estabelecidos somente ao final do período, a partir de um processo de revisão tarifária, um novo ponto de partida p_0 e um novo fator de produtividade “x” são novamente estipulados (ANEEL, 2006 a).

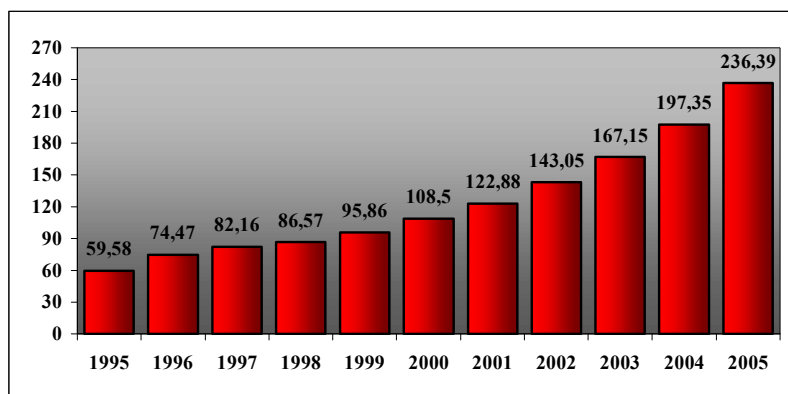
No segmento de distribuição de energia elétrica do Brasil, são estabelecidos, individualmente para cada distribuidora, os níveis de custos operacionais eficientes, a partir da metodologia da Empresa de Referência. Conforme foi visto anteriormente, a Empresa de Referência (ER) está relacionada a uma distribuidora de energia elétrica que presta o serviço em condições de eficiência no ambiente no qual desenvolve sua atividade, área de concessão.

Além do objetivo de alcançar maior eficiência, as reformas visam reduzir o risco de regulamentação, ou seja, que haja clareza da estrutura regulatória e consistência nas decisões tomadas pelo agente regulador, de tal forma que minimize as incertezas das empresas e beneficiem os consumidores pela fixação de tarifas pelo Regulador em patamares inferiores, segundo ANEEL (2006 b).

Mesmo após as privatizações; a desverticalização dos segmentos da distribuição e a transmissão; e a adoção do *price cap* como modelo de regulação tarifária, não se constata a eficiência econômica e a modicidade tarifária tão idealizada no modelo. Um dos principais pilares da reestruturação do setor elétrico, a modicidade tarifária¹², não vem sendo alcançada, pelo contrário, o que se percebe é um aumento considerável das tarifas após a implementação do novo modelo.

Segundo dados da ANEEL (2005), a tarifa média total por classe de consumo no Brasil, teve um aumento de 296,76% no período compreendido entre 1995 e 2005 passando de R\$ 59,58/MWh em 1995 para R\$ 236,39/ MWh em novembro de 2005, conforme pode ser visto na Figura 1.

¹² A busca pelo preço justo, modesto, exíguo que proporcione uma taxa de retorno atraente ao investidor e capaz de atrair novos investimentos de forma a tornar o segmento competitivo e eficiente com intuito de promover o bem – estar do consumidor final



Fonte: ANEEL (2005)

Figura 1 – Tarifas Médias de Energia Elétrica - Brasil 1995 a 2005 (R\$/MWh)

É importante destacar que as tarifas tiveram um aumento substancial a partir do ano de 2000. Isto pode ser explicado pela elevada carga tributária e as taxas inseridas, como por exemplo, o “seguro apagão”¹³ cobrado para garantir a oferta de energia e evitar outra crise de racionamento.

No período de 1995 a 2002, a classe residencial, sobretudo os consumidores cativos de baixa renda foram os mais severamente penalizados com os aumentos das tarifas em relação aos outros consumidores. Entretanto, a partir de 2003 a classe industrial passa a ser mais penalizada, fato este, explicado pelos aumentos dos encargos setoriais, principalmente com a tarifa pelo uso do sistema de distribuição.

Conforme pode ser visto na Figura 2, tanto os encargos setoriais como os tributos aumentaram no período de 1998 a 2004, representando juntos 37,7% da conta do consumidor final. Isto significa que a parcela A acabou aumentando neste período. Dessa forma, o controle do nível tarifário acabou sendo feito pela redução da parcela B, ou seja, pela queda da participação da receita das distribuidoras na composição tarifária. Enquanto em 1998 as distribuidoras respondiam por 36,91% da composição da receita tarifária, em 2004 esta participação cai para 26,82%.

Isto tende a ocorrer na medida em que a utilização do mecanismo *price-cap* estabelece um preço máximo para as tarifas, no qual a compensação do aumento de uma parcela é feita mediante a redução da outra parcela. Dessa forma, o que se tem notado no caso das distribuidoras é uma contínua redução da parcela B face aos aumentos dos custos não gerenciáveis. Isto denota que a modicidade tarifária não está sendo alcançada justamente pela elevada carga tributária que incide sobre a tarifa e não pelos custos das distribuidoras.

¹³ O seguro-apagão (Lei 20.438) foi instituído em 2002, quando houve a crise de energia no país, sendo cobrado mensalmente nas contas de energia elétrica de todos os consumidores, salvo aqueles classificados como de baixa-renda.

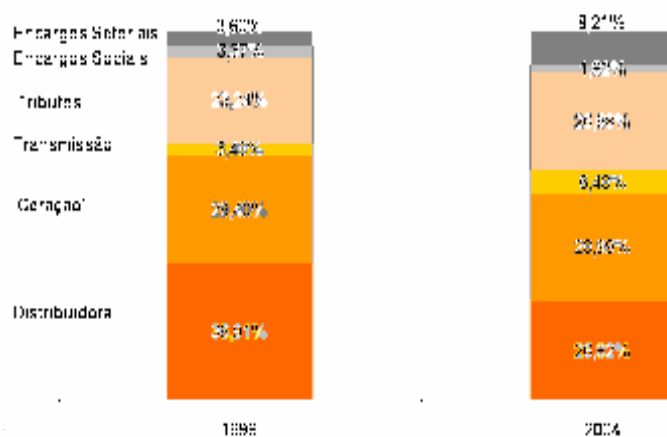
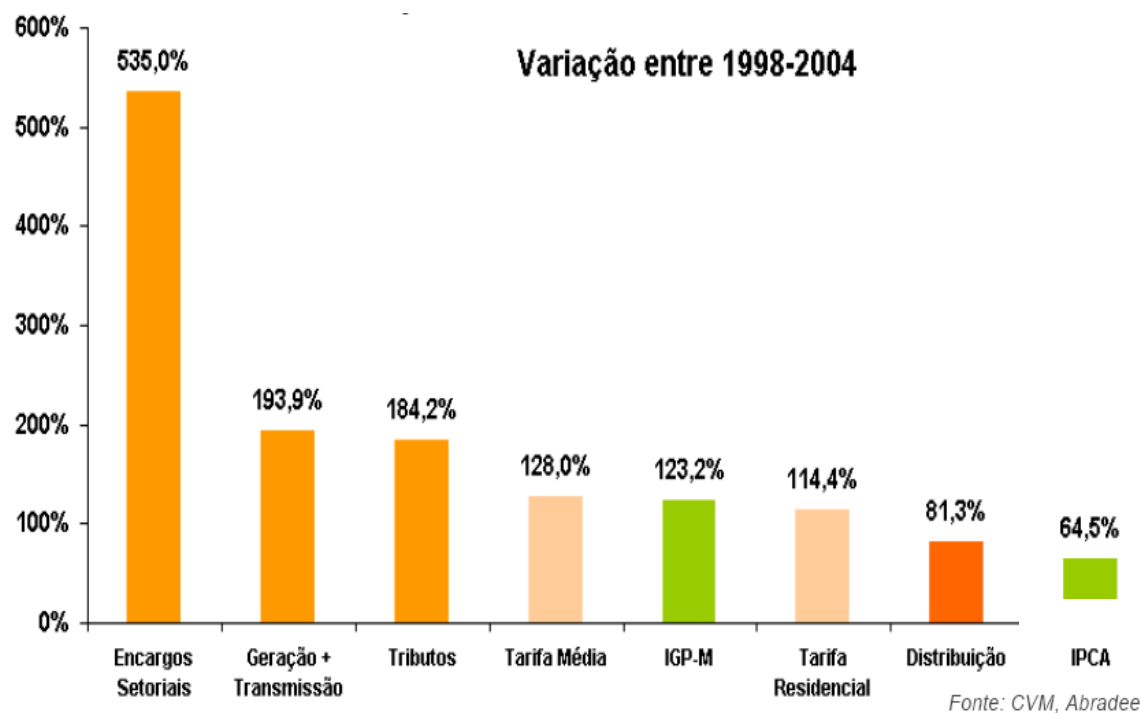


Figura 2 - Variação de custo dos itens que compõem a Tarifa Elétrica – 1998 a 2004

Para 2006 estima-se que do montante total a ser arrecadado pelas distribuidoras, os pagamentos de impostos e encargos deva representar 51,5% da receita operacional bruta das companhias, ou seja, para um faturamento total previsto de R\$ 88,8 bilhões, R\$ 45,8 bilhões serão destinados ao pagamento da carga tributária, fato este que desonera tanto os consumidores quanto às distribuidoras, pois os aumentos da carga tributária refletem no preço da conta de energia, acarretando em uma redução do poder de compra dos consumidores, além de reduzir a capacidade de investimentos das empresas (GONZÁLES, 2005).

Embora tenha ocorrido um ganho de eficiência econômica das distribuidoras, este ganho acabou sendo absorvido pelos custos não gerenciáveis, sobretudo pelos encargos setoriais e tributos que tiveram variações muito acima do IGP-M e do IPCA no período de 1998 a 2004, conforme pode ser visto na Figura 3. Tal fato acaba servindo para explicar a variação da tarifa média acima dos índices de inflação e, conseqüentemente, a não obtenção do princípio da modicidade tarifária.



Fonte: ABRADÉE (2005).

Figura 3 - Tendência dos tributos - Variação entre 1998 e 2004

É importante ressaltar que a redução da parcela B nem sempre sinaliza uma maior eficiência do setor, sobretudo para aquelas distribuidoras que apresentam dificuldades financeiras, na medida em que esta redução acaba implicando em uma redução tanto do nível de investimentos, como da qualidade do serviço prestado.

Um outro fator que tem contribuído para reduzir os custos operacionais das distribuidoras refere-se ao primeiro ciclo do processo da revisão tarifária periódica. Como o reposicionamento tarifário baseia-se na definição da parcela da receita necessária para cobertura eficiente dos custos operacionais, a ANEEL criou a metodologia da Empresa de Referência para estimar os custos operacionais eficientes das distribuidoras.

No entanto, esta metodologia tem sido alvo de inúmeras críticas por parte das distribuidoras, haja vista que sua aplicação não tem levado em consideração as particularidades que cada Distribuidora apresenta face às condições socioeconômicas da sua área de concessão. Face ao exposto, várias Distribuidoras não tiveram um bom índice de reposicionamento tarifário por não terem reconhecidos a sua estrutura de custos operacionais e a base de remuneração de seus ativos. Se por um lado, isto força o segmento da distribuição ser mais eficiente, por outro, tem obstaculizado a realização de investimentos.

Tal fato serve para explicar o problema de assimetria de informações que o agente regulador apresenta em relação ao agente regulado. Conforme foi abordado, a assimetria de informação constitui o principal fator resultante do insucesso regulatório e ocorre quando o agente regulador tem um acesso parcial e limitado das informações. O que se constatou no primeiro ciclo do processo de revisão tarifária das distribuidoras foi que a agência regulatória, face à assimetria de informação, acabou utilizando métodos *ad hoc* para o levantamento dos custos operacionais das concessionárias, tal como foi visto nas metodologias da Empresa de Referência, na base de remuneração regulatória¹⁴ e no fator X.

Outro elemento do processo de revisão tarifária que tem sido alvo de inúmeras críticas por parte das distribuidoras refere-se à definição do Fator X. Conforme foi abordado anteriormente, este fator representa o mecanismo de repasse aos consumidores de parte dos ganhos de produtividade e eficiência das distribuidoras, por meio de uma redução no índice de reajuste anual das tarifas, sendo o IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor)¹⁵ um indicador para verificar estes ganhos de produtividade.

Estimativas efetuadas pela ABRADÉE em julho de 2005 mostra que se os critérios de avaliação do nível de satisfação do consumidor não forem alterados, o fator X tende a aumentar, o que significará uma perda anual para as empresas de R\$ 170 milhões, na medida em que tais reajustes serão menores do que os projetados pelas distribuidoras, podendo comprometer o nível de investimentos no setor (RITTNER, 2005).

Diante das críticas em relação ao índice IASC, a própria ANEEL reconheceu a limitação desse indicador para avaliar o nível de satisfação do consumidor em relação ao serviço prestado, e propõe a retirada desse índice do fator X para o próximo ciclo de revisão tarifária periódica (2007-2010), segundo ANEEL (2006 b).

Uma outra forma de verificar a falta de eficiência econômica é através da taxa de atratividade do setor de distribuição. Para que um setor tenha eficiência econômica logo, obtenha rentabilidade, é necessária a escolha da melhor combinação de inovações de produtos e processos que resultem em uma redução de custos e preços e melhore a qualidade dos produtos e/ou serviços prestados.

Entretanto, segundo um estudo realizado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), no início de 2006, sobre o retorno do investimento das concessionárias

¹⁴ A metodologia de cálculo da Base de Remuneração no 1º ciclo resultou em uma reavaliação dos ativos muito aquém do custo contábil corrigido, ou seja, não conseguiu preservar o capital financeiro investido, de modo a garantir a continuidade dos investimentos de longo prazo do setor, segundo a ABRADÉE (2006).

¹⁵ O IASC é o resultado da pesquisa junto ao consumidor residencial que a ANEEL realiza todo ano para avaliar o grau de satisfação dos consumidores residenciais com os serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica. A pesquisa abrange toda a área de concessão das 64 distribuidoras no País.

desde a desestatização em 1998, constatou-se que até 2003 a remuneração do capital dos acionistas foi sistematicamente negativa. Enquanto o valor ideal estimado para o retorno do capital gira em torno dos 16,08%, em 1998 o retorno médio sobre o patrimônio das concessionárias chegou a (6,73%). O racionamento ocorrido em 2001 foi um dos fatores que mais contribuiu para o pior desempenho das distribuidoras em 2002, quando foi registrada uma queda de (36,49%) sobre o patrimônio (COUTO, 2006).

A redução no consumo de energia mediante as campanhas de conscientização e combate ao desperdício de energia elétrica efetivada durante o período do racionamento, tornou-se um hábito para os consumidores, o que prejudicou o desempenho das empresas no período entre 2001 e 2004, em virtude da queda da receita.

Uma outra proposta do modelo sem grande êxito é a desverticalização¹⁶ do setor. Na antiga estrutura do setor elétrico, o segmento da distribuição, transmissão e geração constituíam em uma estrutura integralmente verticalizada em um único ativo comandada por grandes estatais. Contudo, após as privatizações, visando garantir e assegurar o livre acesso e a introdução da concorrência, a desverticalização das empresas do setor deveria acontecer, segundo os formuladores, para evitar cobranças discriminatórias pelo uso das redes de transportes, ou seja, para garantir o livre acesso.

No entanto, o processo de total desverticalização das empresas de fato não ocorreu, sendo o principal motivo à existência de grandes empresas como FURNAS e COPEL controladas por governos estaduais não interessados em abrir mão das vantagens competitivas, e tão pouco dispostos a incluírem no processo de privatização. Diante deste obstáculo político somente a ELETROSUL e a CESP tiveram seus ativos integralmente separados (BURATINI, 2004).

Diante deste fracasso, uma outra proposta foi implementada, a separação contábil, ou seja, ao invés da desverticalização dos ativos, estes permaneciam em uma única unidade, mas com separação contábil independente, o que para Araújo (*apud* BURATINI, 2004, p.104) a adoção de tal medida pode ocasionar riscos de manipulação da construção de novas linhas de transmissão para a apropriação de receitas pelos proprietários. Porém, o que tem causado discórdia entre os reformuladores e as concessionárias é a presença de elevados custos operacionais para a implantação da separação contábil.

A falta de êxito do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro também pode ser atribuída à forma como foi implementada no Brasil. Esse processo foi estruturado e

¹⁶ O processo de desverticalização do setor elétrico consiste no desmembramento em atividades de geração, transmissão e distribuição, visando ampliar o número de competidores no setor elétrico.

baseado no modelo Inglês sem realizar os devidos ajustes¹⁷. Assim, a falta de planejamento e adaptação do modelo inglês às estruturas e características do parque elétrico brasileiro justifica a inviabilidade dos objetivos iniciais propostos na reforma. Mesmo após a reformulação do modelo, a partir de 2004, cujas bases estão alicerçadas na segurança do suprimento de energia elétrica, na modicidade tarifária e na universalização do atendimento, ainda persistem falhas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Após uma década da implementação das reformas do setor elétrico brasileiro, observa-se que no caso específico do segmento da distribuição que o objetivo em tornar o segmento eficiente não está ocorrendo tal como apregoa a teoria econômica cujo conceito baliza nos preceitos custos, preços e qualidade. Embora tenha observado uma redução nos custos gerenciáveis das distribuidoras, cumpre ressaltar que em detrimento da elevada carga tributária incidente na composição tarifária, o princípio da modicidade tarifária não vem sendo alcançado.

Com isso, o modelo de regulação tarifária vigente no país, o regime *price cap*, da qual faz parte o processo de revisão tarifária periódica, tem sido alvo de inúmeras críticas por parte das distribuidoras haja vista que tal processo tem pressionado, em grande medida, a estrutura de custos deste segmento para baixo enquanto permanece inalterada a elevada parcela dos tributos e encargos incidentes na tarifa. Não obstante a redução dos custos das distribuidoras seja benéfica para reduzir o nível tarifário, é importante destacar que a forma em que esta redução vem sendo alcançada pode inclusive inviabilizar o nível de investimentos do setor e, conseqüentemente, piorar a qualidade do serviço prestado.

Além do excessivo peso dos tributos nas tarifas, os resultados obtidos permitem concluir que a falta de eficiência econômica do setor advém também do problema da assimetria de informação que o agente regulador apresenta em relação aos agentes regulados. Tal fato acaba prejudicando o sucesso dos atos regulatórios, uma vez que as empresas distribuidoras detêm melhores e mais informações sobre a conduta e desempenho das mesmas. Para que estas desvantagens sejam contrabalançadas, é necessário que o sistema regulatório formule políticas claras e seguras de modo que possa proporcionar maior e

¹⁷ Enquanto o parque elétrico inglês é basicamente formado por termoeletrica, necessitando de poucas linhas de transmissão, o parque elétrico brasileiro é formado basicamente por hidrelétricas, localizado em diferentes bacias hidrográficas, necessitando, portanto, de acesso às linhas transmissão.

melhor segurança nas informações obtidas tanto pelo lado do poder concedente quanto pelas concessionárias.

Nesse sentido, o próprio agente regulador tem contribuído para aumentar as incertezas do modelo, tendo em vista que não está conseguindo fixar diretrizes básicas e regras transparentes de funcionamento do mercado a serem seguidas por todos os agentes, em detrimento da série de medidas arbitrárias que vem sendo implementadas segundo as necessidades emergentes.

Contudo, o setor elétrico brasileiro necessita de um planejamento de longo prazo que atenda às necessidades de todos os segmentos da sociedade: Estado, consumidores e instituições privadas. Para isso torna-se necessário consolidar diretrizes de política setorial com o objetivo de criar ambiente sustentável nas seguintes dimensões: estrutura institucional, política tributária e política tarifária.

Com relação à estrutura institucional, o setor elétrico prescinde de definição de regras transparentes, neutras e estáveis, princípios não atendidos atualmente.

No que tange a política tributária, torna-se necessário reduzir os encargos e tributos incidentes sobre o setor elétrico, no intuito de alcançar o princípio da modicidade tarifária e atrair investidores privados.

Por fim, o setor elétrico necessita de uma política tarifária compatível com a renda do consumidor e que permita o retorno dos investimentos. A definição de uma metodologia de revisão tarifária clara, sólida e consistente que aumente a transparência do processo e permita a sua reprodutibilidade, reduzindo a subjetividade na sua aplicação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABREU, Y. V. *A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Questões e Perspectivas*. 1999. 184 f. Dissertação (Mestrado) – Faculdade de Economia e Administração - Universidade de São Paulo. São Paulo, 1999.

ABRADEE. *Processo de Revisão e Reajuste e a comparação internacional de Tarifas - Workshop sobre Tarifa de Energia no Brasil e no Mundo*. 2005. ABRADDEE, 19 de abril, 2005. 22 p.

_____. *Principais pontos da proposta ABRADDEE para o 2º ciclo de Revisões Tarifárias*. ABRADDEE/ Siglasul, 2006.

ANEEL (2005). *Cadernos Temáticos: Tarifas de fornecimento de energia elétrica*. Brasília – DF, abril, 2005.

_____. (2006 a) *Nota Técnica nº166/2006-SRE/ANEEL*, maio de 2006.

_____. (2006 b) *Nota Técnica nº168/2006 – SRE/ANEEL*, maio de 2006.

BURATINI, R. *Estados, capitais privados e concorrência no setor elétrico brasileiro: da constituição do modelo estatal à crise do modelo*. 2004. 296 f. Tese (Doutorado) – Instituto de Economia, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.

COUTO, F. Distribuidoras tiveram retorno do capital negativo até 2003, diz estudo. Análise do IPEA mostra que companhias que iniciaram recuperação do capital em 2005 e alerta para maior atenção para binômio risco/retorno de capital. *CanalEnergia*, Negócios. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em: 02 fev. 2006.

FARINA, E M.M.Q. *et al.* A Reestruturação dos setores de infra-estrutura e a definição dos marcos regulatórios: Princípios gerais, características e problemas. *IPEA*. Brasília-DF, v. 1, 1997. Disponível em:< <http://www.ipea.gov.br/memoriategnica/>>. Acesso em: 01 set. 2005.

FERREIRA, Pedro Cavalcante; MALIAGROS, Thomas Geoges. *Investimentos, fontes de financiamento e evolução do setor de infra-estrutura no Brasil: 1950-1996*. Artigo, 1998.

FIUZA, G. *et al.* Custo de capital das concessionárias de distribuição de energia elétrica no processo de revisão tarifária - 2007-2009. *IPEA*, Rio de Janeiro. Texto para discussão nº 1174, p.30 ISSN 1415-4765. 2006.

GOMES, A. A. C. *A reestruturação das indústrias de rede: Uma avaliação do setor elétrico brasileiro*. 1998. 73 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Engenharia de Produção. Florianópolis, 1998.

GONZÁLES, O. O risco da indefinição é o abastecimento. *CanalEnergia*. Disponível em <<http://www.canalenergia.com.br>>. Acesso em: 02 fev. 2006

KUPFER, David. *et al Economia Industrial: Fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. 2º. Ed. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

MATSUDO, E. *A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica*. 2001. 323 f. Dissertação (Mestrado) – Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (2005).<<http://www.mme.gov.br>>

MORAES, L. R. A reestruturação dos Setores de Infra-estrutura e a definição dos marcos regulatórios. *IPEA*. Brasília-DF, v.1, 1997. Disponível em: <<http://www.ipea.gov.br/memoriategnica/>>. Acesso em: 01 set. 2005.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Modelos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico. *Revista BNDES*, Rio de Janeiro, 32 p. mar. 1998.

PIRES, M. C. P. Regulação e Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica: Uma análise conceitual. 2000. 118 f. Dissertação (Mestrado) – IE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2000.

POSSAS, M. L. *et al. Relação da concorrência nos setores de infra-estrutura no Brasil: Elementos para um quadro conceitual*. 1997. Trabalho elaborado no âmbito do convênio IPEA/BNDES. Rio de Janeiro, 1997.

Revista de Economia da UEG, Anápolis (GO), Vol. 3, nº 2, JUL/DEZ-2007

RITTNER, D. Descontentamento com distribuidoras pode reduzir reajuste de energia elétrica. *Valor Econômico*, Brasília, 20 julho 2005, p. A2.

VILLELA, A. V.; MACIEL C. S. A regulação do setor de infra-estrutura econômica: uma comparação internacional. *IPEA*, Brasília. Texto para discussão nº 684, p.110 ISSN 1415-4765. 1999.

VINHAES, E. A. S. *A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira: uma avaliação da possibilidade de competição através da Teoria de mercados contestáveis*. 1999. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 1999.

_____. Estrutura de governança e comportamento estratégico em sistemas elétricos reestruturados: Uma abordagem institucional do poder de mercado na indústria de energia elétrica brasileira. *ANPEC*, 2003. disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2003/artigos/D09.pdf>>. Acesso em: 19 jul. 2005.