

PRÊMIO DEST/MP DE MONOGRAFIAS – ESTATAIS

Expansão Sustentada do Setor Elétrico Brasileiro: Desafio para a Regulação e Espaço para a Empresa Estatal

Autores:

Denizart do Rosário Almeida¹

e

Andréa Costa Amancio Negrão²

Novembro/2005

¹ Economista da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e Professor Titular do Instituto de Economia/UFF

² Economista da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. e Professora Assistente da Escola de Negócios/UniverCidade.

Resumo:

Este trabalho propõe uma metodologia de avaliação da evolução da eficiência alocativa e dinâmica das empresas de energia elétrica no Brasil, bem como uma agenda de questões relevantes visando à concretização desse duplo desafio face ao novo ambiente regulatório do setor elétrico.

A proposta de acompanhamento da evolução dos indicadores de avaliação da eficiência alocativa e dinâmica é feita a partir de um modelo macroeconômico formulado pelo IPEA (MELO, G. M. & RODRIGUES Jr) e pelas colaborações teóricas da Escola de Cambridge, formuladas por J. Steindl, e resgatadas por Maria da Conceição Tavares em seu livro “Acumulação de Capital e Industrialização no Brasil”.

O trabalho demonstra que para o período 1995-2001, a forte desacumulação, observada entre as companhias privadas, derivou de uma transferência relevante de recursos para fora da atividade, grande parte deles financiados através do aumento no grau de endividamento.

Mais recentemente, o segmento que vem sendo privilegiado pela formação de recursos (empresas distribuidoras) tem apresentado uma

evolução declinante na sua taxa de investimentos, em comparação aos demais segmentos do setor de energia elétrica.

Um importante aspecto que emerge dos resultados desse trabalho é a continuidade da participação ativa da empresa pública no novo modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, como instrumento para concretização do duplo desafio: eficiência alocativa e dinâmica.

Caberia à empresa pública o ajustamento na alocação de recursos igualando preço ao custo marginal (que reflete o custo de oportunidade de utilização de recursos para sua produção) com vistas a garantir um resultado socialmente desejado.

Introdução

Até a metade da década de 90, o modelo institucional adotado pelo setor elétrico brasileiro caracterizava-se por ser estatal, regulado e verticalizado, com as empresas podendo atuar simultaneamente como geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

A escassez de crédito mundial, as limitações financeiras do Estado e pressões de toda ordem por mais eficiência por parte das empresas estatais, contribuíram para a adoção de um novo modelo regulatório, que passou a vigor a partir da segunda metade da década de 90. O governo não mais exerceria o papel de principal investidor, passando a compartilhar com a iniciativa privada a responsabilidade pela expansão do sistema. Ao Estado caberia regular as atividades de mercado, equilibrando os interesses entre consumidores (desejosos por adquirir serviço de qualidade a preços baixos) e empresas (desejosas por obter retorno justo sobre os investimentos realizados), de modo a contribuir para a criação de um ambiente de eficiência econômica.

Recentemente, em 2003, o atual Governo decidiu rever as bases do modelo institucional do setor elétrico. O forte contingenciamento ocorrido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002 (agravado pela insuficiência de investimentos na expansão do sistema); o crescente endividamento das concessionárias de energia elétrica (dificultando a continuidade e qualidade na prestação do serviço); e as dificuldades na implementação da modicidade

tarifária para os consumidores e universalização do acesso dos serviços de energia elétrica impuseram a necessidade de um rearranjo regulatório.

No documento “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia em dezembro de 2003, o Governo deixa claro que o desafio seria estabelecer um marco regulatório que garanta os incentivos adequados aos novos investimentos, preservando os interesses dos diversos agentes do setor elétrico e consumidores, de modo a promover o bem-estar e a eficiência econômica.

Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia de avaliação da evolução da eficiência alocativa e dinâmica das empresas de energia elétrica no Brasil, bem como uma agenda de questões relevantes visando à concretização desse duplo desafio face ao novo ambiente regulatório do setor elétrico.

Para tanto, está dividido em quatro seções, além desta introdução. A primeira apresenta uma síntese do marco teórico sobre a questão da eficiência alocativa e dinâmica, destacando o papel do agente regulador na promoção desse duplo objetivo; a segunda apresenta a experiência regulatória da Inglaterra e País de Gales, fazendo uma comparação com a brasileira, no que diz respeito às atuações das agências reguladoras; a terceira apresenta uma proposta de acompanhamento da evolução das eficiências alocativa e dinâmica, e inclui uma agenda de questões para o Agente Regulador, consideradas relevantes pelos autores, com vistas à concretização do duplo

desafio em questão. Finalmente, a última seção apresenta as conclusões do presente trabalho.

2. Regulação Econômica e Economia da Empresa Pública: O Arcabouço Teórico sobre Eficiência Alocativa e Dinâmica

O conceito de eficiência econômica está relacionado à limitação de recursos e às ilimitáveis necessidades sociais. Nesse sentido, seu significado está associado a escolhas socialmente eficazes, que reproduzem as escalas de preferência da sociedade por determinadas combinações de bens e serviços finais públicos e privados (Toscano, 2003).

Por serem escassos os recursos, não é possível atender aos desejos de todos os grupos sociais. Contudo, conforme afirma Toscano (2003): “(...) considerar-se-á eficaz o processo de escolha sempre que existir uma cesta mínima de bens e serviços à qual, presumivelmente, todos possam ter acesso, antes que produtos menos essenciais sejam produzidos”.

Conforme ensina a teoria microeconômica tradicional, a intervenção estatal nas atividades econômicas justifica-se pela existência de falhas que fazem com que os mercados se afastem dos paradigmas de eficiência econômica.

Fagundes (1998) apresentou os conceitos de eficiência econômica sob a ótica neoclássica. Para o autor, eficiência produtiva significa “operar sobre uma

dada função de produção (e não abaixo dela) e, ao fazê-lo, minimizar custos de produção (Possas et alli, 1995). Já a eficiência alocativa é (...) definida usualmente pelo critério de Pareto e é formulada teoricamente por referência ao modelo de equilíbrio geral competitivo, o qual por sua vez permite demonstrar, (...) a relação biunívoca entre o equilíbrio geral competitivo e configurações de consumo (alocações) Pareto-eficientes, sob alguns critérios restritivos. Por eficiência distributiva (...) entende-se a eliminação pela concorrência de lucros extraordinários (...), esta idéia da função distributiva dos mercados considera disfuncional a persistência de preços acima dos custos unitários (e não apenas dos custos marginais), e portanto, de lucros acima do considerado “normal””

Já Possas et alli (1995) apresentam o conceito de eficiência econômica sob a ótica schumpeteriana. Esta visão teórica não considera a eficiência alocativa estática como particularmente relevante, uma vez que seu foco está colocado sobre as propriedades dinâmicas da concorrência e dos mercados, cujo impacto alocativo, e respectivas implicações normativas, devem ser vistas pela ótica da geração, filtragem seletiva e difusão das inovações (Fagundes, 1998).

De acordo com os autores, “(...) no contexto schumpeteriano, uma operação eficiente dos mercados, dispensa equilíbrio e otimização alocativa estática e implica um *ambiente* suficientemente *competitivo* para que as inovações encontrem oportunidade adequada para serem não só *difundidas*, como *geradas* e *incorporadas* num ritmo intenso, dentro dos limites

possibilitados pela tecnologia e pela limitação de recursos e dos padrões internacionais”.

Segundo Losekann (2003), a eficiência alocativa é avaliada pela proximidade entre preços (P) praticados no mercado e custo marginal (C_{mg}). A relação $(P - C_{mg})/ P$ - o Índice de Lerner - seria uma medida da eficiência alocativa, ou de seu avesso, do poder de mercado para avaliar a eficiência no curto prazo das experiências de reforma do setor elétrico. E a eficiência dinâmica envolve além de progresso tecnológico, a adequação do nível de investimentos em relação à evolução da demanda.

Historicamente, o modelo de organização industrial adotado pelo setor elétrico fundamenta-se na teoria do monopólio natural que se caracteriza pela presença de elevados custos fixos e economias de escala e escopo, limitando o número de firmas capazes de atingir uma escala mínima eficiente de produção. Conforme resume Grijó (2001): “Há, portanto, um trade-off entre eficiência produtiva e alocativa, uma vez que a empresa monopolista adquire o poder de controlar os preços, fixando-os acima da curva de custos marginais. Obtém, assim, lucros excessivos em detrimento do consumidor. No caso das utilities, o monopólio natural apresenta, ainda, duas outras características essenciais: (i) estabelece-se em mercados cujos produtos são de demanda generalizada e preço-inelástico, dada a sua essencialidade e (ii) compõe-se de ativos específicos e irrecuperáveis (sunk costs) face às especificidades locais.”

Contudo, conforme ressalta Pinto Jr. e Silveira (1999) “(...) a questão da essencialidade do produto, confere, por um lado, um atributo de interesse público ao serviço prestado. Por outro lado, essas características contribuem para fortalecer a justificativa econômica para a organização dessas indústrias em regime de monopólio (...)”, o que é indesejável do ponto de vista sócio-econômico.

Assim, o monopólio privado, ao objetivar a maximização de lucros, procura produzir e vender uma quantidade de bens que satisfaça à condição de que a receita resultante da venda de uma quantidade adicional do produto (a receita marginal) seja igual ao custo marginal da produção. Existe, no entanto, espaço para o monopólio avançar alocando recursos para produzir mais, e vender a um menor preço, um bem julgado meritório pela sociedade. A tendência do monopólio privado é de não ocupar esse espaço, porque fica além da fronteira de obtenção de lucro máximo como empresa individual.

Dessa forma, o monopólio opera com menor eficiência alocativa em relação à concorrência perfeita. Essa ineficiência alocativa decorre justamente da perda da renda social. Ao ofertar uma quantidade menor, o monopólio produz com um custo unitário maior provocando perda de renda da sociedade.. Dessa forma, observa-se uma má alocação dos recursos da economia, uma vez que com os mesmos recursos disponíveis um produto menor é gerado. (Possas, Fagundes e Pondé, 1998)

Assim, o custo social do monopólio (ou peso morto) refere-se à parcela da renda total (renda dos consumidores mais renda dos vendedores) que se perde quando ocorre redução da oferta e aumento do preço no monopólio.

É neste contexto que se insere a discussão acerca da importância da eficiência alocativa e dinâmica e da regulação. A produção direta de bens e serviços pelo governo seria justificada quando o mecanismo de mercado se revelasse incapaz de propiciar uma alocação eficiente de recursos para a produção por exemplo de:

a) bens “públicos” que se distinguem pela indivisibilidade de consumo, característica que torna impossível a determinação de seus preços através do mercado e dificulta a decisão de investir em sua produção por parte do empresário privado;

b) bens “meritórios” que pelo fato de se caracterizarem por gerar um elevado volume de economias externas, se a oferta desses bens não é julgada satisfatória pela coletividade, sua expansão deveria se dar ou pela substituição da produção privada pela pública, ou pela interferência nas decisões de produção privada, através de incentivos e subsídios à expansão da produção desses bens.

Rezende da Silva (1980) ao iniciar a discussão sobre o espaço a ser ocupado pela empresa pública em uma economia de mercado lembra que "a hipótese de que a produção privada é mais eficiente que a produção pública

baseia-se na descentralização de decisões e no anonimato das informações, que supostamente caracterizam um sistema baseado na iniciativa privada".

No entanto, um atributo importante da descentralização e do anonimato é a prevalência de mercados razoavelmente competitivos, isto é, onde são homogêneos os produtos e numerosos os produtores, de tal modo que nenhum deles possa usar seu poder de influência sobre a determinação dos preços e da produção.

Daí, conforme argumenta o autor: "a organização da economia é que deve determinar a forma adequada de intervenção. Num sistema onde os mercados são razoavelmente competitivos e as decisões descentralizadas, a intervenção governamental com vistas à correção de possíveis desequilíbrios em termos de estabilização ou distribuição deve adotar um caráter meramente compensatório, e o orçamento público (tributação e transferências) seria o instrumento apropriado. Numa economia onde a distribuição de poder é desigual e as decisões centralizadas, a correção desses mesmos desequilíbrios pode requerer uma intervenção mais direta na produção com o objetivo de prevenir o seu agravamento."

Com essa afirmação, Rezende da Silva resgata texto tradicional de Musgrave (1959) sobre Finanças Públicas, onde são apontadas como tarefas econômicas que devem ser atribuídas ao governo, a promoção de ajustamentos na alocação de recursos, a manutenção da estabilidade econômica, e a melhoria da distribuição da renda, acrescentando que dessas

atribuições apenas no que diz respeito à promoção de uma melhor alocação de recursos na economia, costuma-se usualmente incluir atividades que impliquem a produção direta de bens e serviços por parte do governo.

Como assinala Rees (1979), o marco teórico que orienta a decisão da produção pública aponta no sentido de que a alocação eficiente de recursos na economia só estaria assegurada se o financiamento da expansão da produção desses bens coubesse principalmente ao consumidor.

Isso só ocorreria se o preço de venda do bem refletisse o custo de oportunidade dos recursos deslocados de outros usos para serem alocados na produção desses bens. Com isso evitar-se-ia que o atendimento a um consumo artificialmente estimulado por um preço baixo absorvesse um excesso de recursos que poderia ser aplicado na produção de certa quantidade de bens alternativos, mais valorizada, na margem, pela coletividade.

De acordo com Rees, a idéia de eficiência econômica na operação da empresa pública, vinha sendo cobrada pelas autoridades governamentais inglesas, desde o surgimento desse tipo de empresa na Inglaterra. Essa idéia de eficiência econômica da empresa pública se dividia em dois conceitos: o de eficiência administrativa e tecnológica, pelo qual a empresa reduz seus custos internos, e a eficiência alocativa que é um conceito derivado da teoria da Economia do Bem Estar e diz respeito, no nível mais geral, à alocação global de recursos numa economia.

Segundo Rees a preocupação com a eficiência alocativa na economia inglesa evidenciava-se em declarações de Ministros de Estado enfatizando, por exemplo, que os preços pagos pelos consumidores dos bens produzidos pelas empresas públicas deveriam estar relacionados com os custos de oferta; ou ainda que importantes divergências entre os custos e benefícios sociais, por um lado e preços de mercado, por outro, deveriam ser levadas em conta; e que os investimentos das empresas públicas deveriam ser avaliados à luz do consumo e investimento que eles podem deslocar em alguma parte da economia.

Para Rees, a eficiência alocativa implica eficiência administrativa e tecnológica, mas a recíproca não é verdadeira, como o próprio caso do monopólio privado maximizando lucros pode demonstrar, uma vez que mesmo com eficiência administrativa e tecnológica a tendência é seu nível de produção situar-se abaixo do que os consumidores estariam desejando.

Por outro lado, uma alocação de recursos eficiente, continua Rees, deve ser tal que não exista qualquer ineficiência tecnológica, não podendo, por outro lado, coexistir ineficiência alocativa com eficiência tecnológica no caso de uma empresa pública, ou seja: a estatal obtendo sua produção ao menor custo face às condições vigentes, não pode estar submetida a uma política de preços inapropriada, como por exemplo a cobrança de tarifas administradas pelo governo inferiores ao seu custo marginal. Se isso ocorrer o consumo do bem que produz será "grande demais", por que não existe uma sinalização para a sociedade de que seus custos estão crescendo e que seria melhor para todos

buscar alternativas de menor custo social para atender aos desejos da sociedade.

Na margem, os recursos usados nessa produção "grande demais" valem mais em outros usos, isto é: o valor da produção para os consumidores não é tão grande quanto seu custo de oportunidade, sendo possível melhorar a situação de todos, inclusive a dos consumidores dessa produção excessivamente expandida da empresa pública. Isto significa dizer que do ponto de vista da alocação dos recursos essa produção não é alocativamente eficiente.

Em resumo, o marco teórico, sobre o qual repousa a justificativa da existência da empresa pública, aponta no sentido da cobrança de um preço que leve em conta uma estimativa dos custos futuros da expansão (custo marginal). Obedecendo a esse critério a sociedade, como um todo, seria beneficiada, com os consumidores ajustando adequadamente o consumo do bem, e os produtores ajustando, por seu turno, seus planos de investimento a esse consumo. Como resultado, a tarefa que cabe ao governo, de promoção de ajustamentos na alocação de recursos na economia, teria sido eficientemente cumprida.

Possas, Fagundes e Pondé (1998) ressaltam, por seu turno, a importância da regulação para corrigir as falhas de mercado, afirmando que: "Nesses casos, a regulação é freqüentemente defendida como a solução para se evitar três alternativas consideradas inferiores do ponto de vista do bem-

estar da sociedade: a livre operação de uma única empresa privada que acabará por restringir a quantidade ofertada e praticar preços de monopólio; a livre operação de várias empresas privadas com escalas sub-ótimas, o que implica preços e custos elevados, embora as margens de lucro possam ser reduzidas; e a produção estatal com uma escala de produção eficiente, mas sujeita a ineficiências oriundas de uma gestão politizada ou meramente sem incentivos para buscar ganhos de produtividade e qualidade.“

Dessa forma, a regulação pública consiste em oferecer incentivos à iniciativa privada para o provimento de bens e serviços à sociedade, ao mesmo tempo em que se restringe a autonomia empresarial, através da substituição do comportamento maximizador de lucros por regras que garantam um resultado socialmente desejado, tais como: limitação à entrada e saída em um mercado; especificação quanto à qualidade dos produtos ofertados e cálculos para a determinação dos preços dos produtos ofertados. (Santacruz, 2002).

Pires e Piccinini (1998) destacaram que a substituição do Estado pela iniciativa privada na operação dos setores de infra-estrutura exigiu o desenvolvimento de um marco regulatório para garantir os investimentos necessários capazes de promover o bem-estar social e aumentar a eficiência econômica. Esses autores e Pinto Jr. e Silveira (1999) resumiram os principais instrumentos regulatórios que podem ser utilizados para este fim:

a) Existência de agências independentes, com autoridade suficiente para mediar conflitos entre acionistas, consumidores, empresas e governo,

cumprindo sua missão pública de defesa do bem-estar dos consumidores. Para tanto, é necessário que agências reguladoras possuam autonomia de recursos financeiros (outorga de concessões e de taxas cobradas pela fiscalização das atividades das firmas reguladas); haja estabilidade de seus dirigentes para garantir a independência decisória; haja capacitação técnica que reduza as assimetrias de informação e os riscos de captura; a atuação da agência seja transparente para garantir a legitimidade social; e as funções e atribuições sejam estáveis e bem definidas por mecanismos estatutários e por regras estabelecidas no Congresso, evitando a redução dos riscos dos investidores em relação a possíveis atos discricionários do poder concedente.

b) Controle de entrada e saída, que se caracteriza, basicamente, pela criação de barreiras institucionais por meio de contratos de concessão, para garantir a eficiência produtiva. Também cabe ao regulador avaliar o potencial competitivo de cada segmento de infra-estrutura, desenhando condições institucionais mais eficientes para o setor, levando-se em conta os aspectos tecnológicos e de estrutura de custos existente, bem como o grau de economias de escala e de escopo.

c) Regulação da concorrência, que se utiliza de instrumentos de política antitruste com vistas à repressão de condutas empresariais anticompetitivas, (que possam se traduzir em imposição de condições comerciais para elevar artificialmente os preços) e à prevenção do controle das estruturas dos mercados, impedindo integrações verticais e concentrações horizontais de mercado que possam limitar ou de qualquer forma prejudicar a concorrência.

d) Definição tarifária, que é uma das principais atividades desempenhadas pelo regulador, pois possibilita garantir preços baixos e elevados níveis de produção; resolver as tensões entre as eficiências alocativa, distributiva e produtiva; e introduzir mecanismos de indução à eficiência dinâmica. Segundo Pinto Jr. e Silveira (1999), as regras tarifárias mais antigas são a tarifação a custo de serviço e a custo marginal. De acordo com os autores: “A regulação a custo de serviço consiste em fixar uma taxa de remuneração do capital investido, considerada “justa” pelo regulador. As tarifas são calculadas baseadas nesta taxa, a um nível de consumo previsto. A firma vai escolher seus insumos e executar suas decisões quanto a outros custos e receitas à qual a sua taxa de retorno não exceda a taxa estipulada. O preço do serviço é dado no ponto onde a curva de demanda corta a curva de custo médio.”. Sobre a regulação a custo marginal, Pinto Jr. e Silveira (1999) escreveram: “Esta regra consiste em igualar os preços a seus custos marginais. Em caso da indústria apresentar-se como um monopólio sob controle público, esta política simularia um mercado perfeito, alcançando-se o ótimo social.”³

e) Mecanismos de incentivos, introduzidos com o intuito de solucionar a existência de assimetria de informação entre regulador e regulado e estimular maior eficiência econômica. Consistem, basicamente, em regulação de preço (price-cap) e regulação por desempenho (yardstick regulation) . O Price Cap visa estabelecer estímulos à eficiência produtiva a partir da definição, pelo regulador, de um preço teto para os preços médios ou de cada produto da

³ Para saber mais sobre o assunto ver Pinto Jr. e Silveira. Aspectos Teóricos de Regulação Econômica: Controle de Preços. ANP: Nota Técnica n.º 008, setembro 1999.

firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços aos consumidores e subtraído de um percentual. A regulação por desempenho estabelece padrões de avaliação de desempenho das firmas que são utilizados na avaliação de custos e preços. Esse mecanismo é adotado para a comparação entre firmas de um mesmo setor que constituam monopólios regionais semelhantes, onde a remuneração de uma firma é definida comparando-se o seu desempenho ao de outras empresas do setor, em conformidade com os padrões estabelecidos.

e) Monitoramento dos contratos de concessão, através da definição de metas de desempenho e códigos de conduta para o atendimento dos usuários, estabelecendo multas e penalidades para possíveis falhas na prestação dos serviços e pelo não cumprimento das metas estipuladas nos contratos de concessão.

2. Algumas Lições acerca da Experiência Internacional e a Experiência Brasileira.

A experiência internacional de regulação do setor elétrico nos permite retirar importantes lições para o caso brasileiro. Por essa razão, essa seção apresenta um breve histórico acerca dos modelos regulatórios adotados na Inglaterra e País de Gales, fazendo um comparativo com arcabouço

institucional implementado no Brasil. O resumo aqui apresentado baseia-se, fundamentalmente, no trabalho de Losekann (2003), ao qual são feitas constantes referências.

O estudo das reformas institucionais implementadas na Inglaterra e País de Gales justifica-se por seu pioneirismo, tendo se transformando em paradigma para vários países europeus. Nesses países, a reforma institucional foi marcada pela publicação do “White Paper”, em fevereiro de 1988, que implicou a desverticalização da geração e transmissão; a liberalização e desconcentração da geração; a desverticalização da distribuição e comercialização e, a liberalização progressiva da comercialização, com a criação de um mercado atacadista de energia.

A estrutura institucional foi formalizada através do Electricity Act, de 1989, que criou a figura do Director General of Electricity Supply (DEGS), com suporte técnico do Office of Electricity Regulation (Offer), agência de regulação setorial para eletricidade, que embora fosse uma agência de estado, não estava subordinado a nenhum departamento governamental, de modo a preservar a independência de suas ações. Entre suas atribuições estava assegurar que a demanda de eletricidade fosse atendida; garantir que empresas fossem capazes de financiar as atividades para as quais foram licenciadas; e promover competição na geração e comercialização de eletricidade.

Em maio de 1999, foi constituída a figura do Director General of Electricity and Gas Supply, resultante da fusão dos órgãos reguladores dos setores de energia elétrica (Offer) e de gás natural (Office of Gás Supply - Ofgas), com o objetivo de regular os setores de monopólio natural (distribuição e transmissão de energia elétrica e gás natural) e promover a competição nas demais atividades (geração e comercialização), com a participação mais ativa dos órgãos de defesa da concorrência no quadro institucional britânico, de modo a contribuir para os objetivos de eficiência alocativa e dinâmica.

No que se refere à regulação tarifária, tanto Inglaterra quanto o País de Gales adotaram o price-cap para as atividades de monopólio natural, por ser um regime de regras simples e transparente, capaz de proporcionar maior grau de liberdade e gestão para as empresas, além de estimular ganhos de produtividade e sua transferência para os consumidores. (Pires, 1999)

Complementarmente ao regime de price-cap, a Inglaterra também implementou o *guaranteed standards* - que cria mecanismos de compensação financeira para consumidores caso a distribuidora não atinja o nível de qualidade estipulado pelo regulador - e o *overall standards*, que define padrões gerais de atendimento aos consumidores a serem seguidos pela concessionária. (Pires e Piccinini, 1998)

A reforma do setor elétrico britânico também enfrentou problemas. Segundo Losekann (2003), ao contrário do esperado, o órgão regulador teria atuado constantemente para limitar o poder de mercado das firmas já

estabelecidas no mercado, National Power e PowerGen, requerendo a contínua correção de rumo. A estrutura industrial de geração de energia elétrica estabelecida após a reforma não induzia a pressões competitivas suficientes para estimular a eficiência, o que fez com que a National Power e a PowerGen permanecessem como duopolistas nos primeiros anos da reforma, acarretando elevado poder de mercado para essas empresas e preços sensivelmente superiores ao custo marginal no curto prazo.

No médio prazo, entretanto, teria ocorrido entrada excessiva de novos agentes, implicando em um acréscimo de capacidade superior ao nível de ótimo social. Como resultado da entrada de novos geradores e, principalmente, da venda de ativos das empresas dominantes, a concentração da capacidade produtiva de geração teria se reduzido sensivelmente, com a National Power e a PowerGen reduzindo sua participação no mercado de 70% para apenas 25% em 2002.

Um ponto que Losekannn destaca na série de intervenções do regulador foi a introdução do Novo Acordo para o Comércio de Energia (New Energy Trade Agreement – NETA), que substituiu o *pool* como ambiente para a comercialização de energia.

No NETA, os contratos bilaterais entre geradores e comercializadores constituem a forma principal de negociar eletricidade. A idéia básica do modelo é conferir liberdade aos negócios de eletricidade – contratando com anos de antecedência, através de contratos *forward* ou mecanismos financeiros (swaps

e opções) ou transacionando perto do momento da operação, ou ambos -, mas mantendo mecanismos de coordenação que garantam a qualidade e segurança do abastecimento. Segundo o autor, com base no trabalho do órgão regulador inglês, os preços spot têm observado tendência de redução desde 1998 graças à implantação do NETA.

No que se refere à adequação dos investimentos, a construção de novas plantas de geração, a partir de 1990, contribuiu para a adição de 25 GW de capacidade de geração, suficientes para compensar a retirada de 21 GW de capacidade, referente a plantas que encerraram operação no período.

Segundo Losekann, dois fatores contribuíram para reduzir as barreiras à entrada na atividade de geração: (a) a liberalização do uso do gás natural para a geração de eletricidade e (b) a difusão das plantas que utilizam turbinas alimentadas a gás natural em ciclo combinado (CCGT). Essa nova tecnologia - que possibilitou a utilização de plantas de menor porte, com menor custo de capital e curto período de construção -, aliada ao pacote financeiro formado por contratos de longo prazo, minimizaram os riscos de entrada para produtores independentes. Esse tipo de planta, que não existia antes da reforma, representava em 2002/2003, 30% da capacidade de geração na Inglaterra e País de Gales, com previsão para alcançar 45% da capacidade instalada em 2008/09.

No Brasil, o modelo regulatório adotado apresentou muitas semelhanças ao modelo inglês. Existia um consenso quanto à necessidade de

criação de um mercado atacadista, livre acesso à transmissão, fortalecimento do produtor independente, desverticalização do setor e liberalização progressiva de consumidores. (Lorenzo, 1993). Essas diretrizes pautaram a reforma institucional implementada no setor elétrico brasileiro.

Assim, em 1996, através da Lei 9.427, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, autarquia vinculada ao *Ministério de Minas e Energia* – MME, com as atribuições de regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e os consumidores; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; promover investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

Em 1998, foram regulamentados o Operador Nacional do Sistema – O.N.S (responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica, assegurar a continuidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica pela rede básica) e o mercado atacadista de energia – MAE (responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados, tendo como principal objetivo garantir maior competitividade ao setor elétrico, possibilitando tarifas justas para a prestação de serviço e incentivar os investimentos).

No que se refere ao regime tarifário, o Brasil adotou o price cap para o segmento de distribuição, que utiliza o Índice Geral de Preços de Mercado

(IGP-M) como indexador e metas de eficiência definidas pela ANEEL para cada uma das distribuidoras.

Na geração, a regra de repasse, segundo Losekannn, praticamente eliminou a concorrência, pois sabendo que as distribuidoras podem repassar o custo a valores de energia próximos ao preço de referência (Valor Normativo - VN), os geradores também oferecem contratos com preços nessa vizinhança, uma vez que preços mais caros dificilmente seriam aceitos e preços mais baixos não seriam vantajosos ao gerador. Assim, o preço dos contratos bilaterais passou a ser indiretamente regulado.

Na sua conclusão sobre a experiência de reforma do setor elétrico da Inglaterra e País de Gales, Losekannn aponta como principal fator o poder de mercado das empresas já instaladas no mercado. O preço da eletricidade não acompanhou a evolução cadente dos custos e para corrigir essa situação foi necessária contínua intervenção do regulador.

No entanto, Inglaterra e o País de Gales não enfrentaram problemas de carência investimentos. A adição de capacidade permitiu a manutenção de margens adequadas de segurança do abastecimento mesmo com o fechamento representativo de plantas. A disponibilidade de gás natural, a difusão da tecnologia CCGT e os contratos de longo prazo foram determinantes desse movimento.

Outro aspecto destacado por Losekannn seria a força institucional (*enforcement*) e a clara definição do papel das instituições, necessário para o estabelecimento de um ambiente regulatório crível, condição primordial para a promoção de investimentos.

No Brasil, a redefinição do papel do Estado, a partir da década de 90, fez com que o governo iniciasse o programa de desestatização, que priorizou a obtenção de recursos para suprir problemas de caixa da União, em detrimento da promoção de eficiência econômica. (Lorenzo, 1993)

Dessa forma, as primeiras privatizações no setor elétrico ocorreram antes da regulamentação estar claramente definida. Assim, conforme afirma Losekannn (2003), a Escelsa e Light teriam sido vendidas sem que o órgão que regularia suas atuações estivesse implantado. Como consequência, os contratos de concessão tiveram um papel predominante, definindo inclusive a política tarifária.

Conforme aponta Araújo (2001), nas privatizações dessas duas empresas, as cláusulas referentes às exigências quanto à qualidade e investimentos não eram muito claras e foram feitas dessa forma para estimular investidores face às incertezas do processo regulatório.

Segundo Bauer e McDonald (1997), a falta de clareza e transparência dos mecanismos de definição tarifária teria sido a principal razão pela qual os investidores estrangeiros não apresentaram seus lances na privatização da

Escelsa. Por esse motivo, processo regulatório foi modificado na privatização da Light.

Ao contrário do modelo inglês, que teve no estabelecimento do arcabouço regulatório um de seus principais pilares, a reforma do setor elétrico brasileiro foi marcada pela fragilidade institucional, que se traduziu na intervenção inadequada e na sobreposição de atribuições entre os órgãos.

Trazendo para exame a atuação da ANEEL durante o racionamento (anos 2001 e 2002), Losekann evidencia como atuação não adequada da agência o fato de o governo ter criado uma Câmara de Gestão da Crise que se sobrepôs às funções do regulador.

As dificuldades para a ANEEL contribuir para a consecução dos objetivos de eficiência alocativa e dinâmica decorrem também da predominância hidrelétrica no sistema brasileiro. A disparidade entre custos de centrais hidrelétricas em operação e de centrais térmicas novas é elevada em função do alto custo do transporte do gás natural, o que dificulta politicamente a liberalização da indústria, na medida em que os preços resultantes de um regime competitivo são maiores do que os de um regime regulado a custo de serviço.

Para Losekann, o desempenho da reforma brasileira foi bastante negativo, com as tarifas ainda refletindo a remuneração por custos do serviço

em função das regras de transição, que utiliza o custo médio para determiná-lo, gerando ineficiência alocativa.

3. Uma proposta de acompanhamento da evolução dos indicadores de avaliação da eficiência alocativa e dinâmica no setor elétrico brasileiro

3.1. A questão da inadequação dos Investimentos

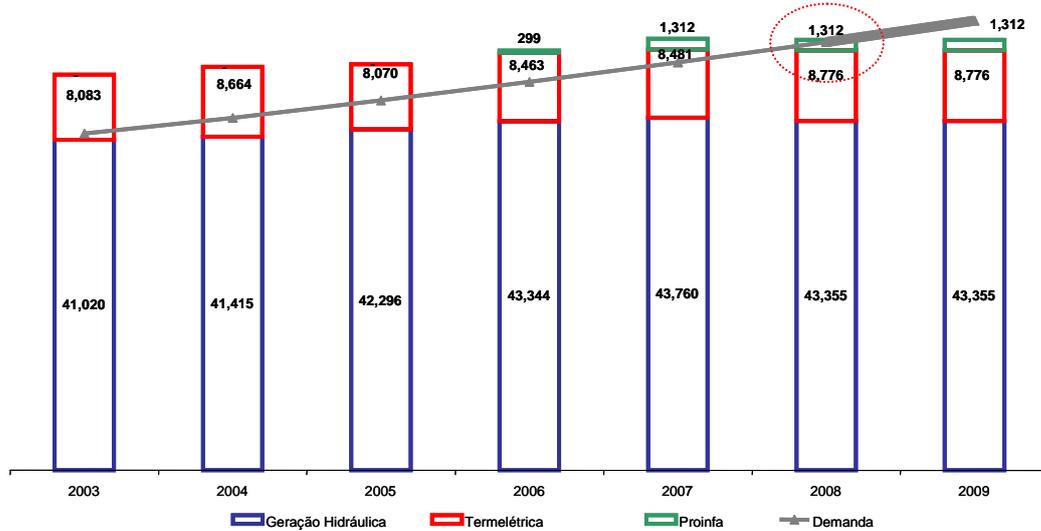
Observa-se, nos anos recentes, um crescimento da capacidade de geração de energia elétrica inferior ao crescimento da demanda de energia elétrica no Brasil. O atendimento à necessidade de energia do país tem se realizado usando parte da capacidade instalada que ficou ociosa após a redução do consumo (“acionamento”) ocorrida em 2001/2002.

Essa afirmativa é corroborada por análise feita por agentes financeiros, como o Banco Pactual que, com o gráfico a seguir, ilustra os crescimentos projetados para o mercado (demanda de energia) e para oferta de energia. Nele pode-se observar a redução das sobras de energia e a necessidade de

investimentos em novos empreendimentos de geração para atender a demanda a partir de 2009.

Gráfico 1

Capacidade de Geração vs. Demanda (Média - MW)



Fonte: Pactual

Ou seja, os investimentos no setor de geração terão que aumentar para que a oferta de energia acompanhe a demanda. No caso do setor de energia elétrica, o problema que se coloca é que o segmento que vem sendo privilegiado pela formação de recursos (empresas distribuidoras), vem apresentando uma evolução declinante na sua taxa de investimentos, em comparação por exemplo com as empresas do Grupo ELETROBRAS.

Uma proposta de acompanhamento da evolução dos indicadores de avaliação da eficiência dinâmica (e conseqüentemente alocativa, uma vez que só com a entrada de novos agentes a oferta de energia elétrica pode ser aumentada, com reflexos positivos sobre a modicidade tarifária) pode partir de duas concepções metodológicas já desenvolvidas e aplicadas em um horizonte mais amplo de formação bruta de capital, e utilizadas para o caso do setor de energia elétrica por Alves e Almeida (2003).

A primeira concepção metodológica consiste em um modelo macroeconômico formulado pelo IPEA (Melo e Rodrigues Jr., 1998). A segunda consiste em colaborações teóricas da Escola de Cambridge, formuladas a partir das reflexões formuladas por J. Steindl e resgatadas pela Professora Maria da Conceição Tavares em seu livro “Acumulação de Capital e Industrialização no Brasil”. A consideração deste modelo teria por objetivo incluir uma observação mais atenta a respeito dos fatores relacionados aos determinantes endógenos da expansão sustentada (eficiência dinâmica) do setor de energia elétrica.

O modelo desenvolvido por Melo e Rodrigues Jr. (1998) discute os fatores relevantes que determinam o investimento privado no Brasil, sugerindo que as políticas públicas de estímulo a este tipo de investimento no país passam necessariamente pela garantia de crescimento econômico, pela manutenção das taxas de juros em níveis moderados e pela estabilidade nos preços domésticos. Tais elementos são descritos como peças fundamentais na redução da incerteza e fortalecimento da credibilidade por parte dos agentes privados.

A equação estimada por Melo e Rodrigues (1998) é apresentada a seguir:

$$IP_t = -2,0282 + 1,1576 Y_t - 0,1035 IG_t - 0,0040 R_t - 0,0715 P_t$$

Onde:

- IP = Investimento Bruto do Setor Público, excluindo as Cias. Estatais;
- Y = Produto Interno Bruto;
- IG = Investimento Bruto do Setor Privado (Administrações Públicas e Cias. Estatais);
- R = Taxa Real de Juros; e
- P = Taxa Anual de Inflação.

De uma forma geral, os indicadores derivados do modelo referem-se a indicadores de conjuntura, cujo acompanhamento permitiria acionar políticas anti-cíclicas, quando necessário. O acionamento dessas políticas é evidentemente tarefa de outros órgãos governamentais e não de agentes reguladores setoriais, mas seu acompanhamento por parte desses agentes permite o conhecimento das possibilidades de alcance das metas de eficiência, levando em conta os obstáculos impostos por fatores exógenos, e atuações no âmbito setorial visando a compensar esses mesmos obstáculos.

No modelo de determinação dos investimentos no longo prazo atribuído a Steindl (1983) são introduzidos explicitamente e não apenas como explicação do ciclo, o grau de endividamento e a utilização da capacidade instalada. A interação entre os determinantes do investimento e a própria taxa efetiva de acumulação conduz, no modelo mencionado, ao processo de crescimento de longo prazo cujas equações dinâmicas podem ser descritas da seguinte forma:

$$\frac{(dz/dt)}{Z} = \frac{(ds/dt)}{S} + \frac{(dk/dt)}{K} - \frac{(du/dt)}{U} = \frac{(dg/dt)}{G} + \frac{(dc/dt)}{C}$$

$$I t + \theta = aCt + U(ut) - G(gt) + P(pt)$$

$(dz/dt)/Z$	= Taxa de Crescimento do Capital Total (Acumulação);
$(ds/dt)/S$	= Taxa de Crescimento das Vendas ou da Produção Efetiva;
$(dk/dt)/K$	= Taxa de Variação da Intensidade de Capital;
$(du/dt)/U$	= Taxa de Crescimento do Endividamento das Empresas;
$(dg/dt)/G$	= Taxa de Crescimento do Grau de Utilização;
$(dc/dt)/C$	= Taxa de Crescimento dos Lucros Retidos ou do Capital Próprio; e
$P(pt)$	= Taxa de Lucro.

Aplicando os modelos de determinação dos investimentos à realidade do setor elétrico brasileiro, Alves e Almeida (2003) encontraram que, durante o período 1995-2001, o comportamento da conjuntura, favoreceu, sobremaneira, a sustentabilidade das inversões privadas no setor elétrico brasileiro, ocorrida predominantemente até 1998.

Outro fator importante para a concretização dos fluxos de inversões privadas no setor teria sido o fim do efeito *crowding out*⁴, verificado predominantemente durante o período 1970/95. No período imediatamente posterior, a redução da participação do setor público na formação bruta de capital fixo do país cedeu espaço para um avanço mais que proporcional do setor privado na formação bruta de capital fixo.

A relevância do efeito acelerador do produto sobre o investimento privado, teria sido o fator isoladamente mais importante na medida em que a expectativa consolidada de um crescimento sustentado orientou grande parte das estratégias de investimento dos novos *players* no setor elétrico nacional, a partir de sua abertura em meados da década de 90. Observando uma queda relativa nas inversões privadas após 1998, Alves e Almeida (2003) asseguram que a queda nas taxas reais de juros após aquele ano, teria impedido uma redução mais expressiva do investimento privado no setor elétrico, nos anos pós 1998.

Os autores observaram que entre 1995 e 2001, a relação Investimentos/Ativos Totais cresceu 2,2%, em média ao ano, entre as empresas de controle estatal, enquanto entre as concessionárias de capital privado o indicador caiu em média 4,1% ao ano, constatando-se que os fatores relativos à conjuntura macroeconômica não teriam sido suficientes para explicar o que teria resultado na retração nos fluxos de investimentos no setor.

⁴ deslocamento dos investimentos em função dos gastos públicos.

Passando então à observação do comportamento do setor de energia elétrico brasileiro entre 1995 e 2001 à luz do sistema de equações descritas pelo modelo de Steindl (1983), Alves e Almeida (2003) constataram que o capital próprio das empresas do setor elétrico brasileiro, entre 1995 e 2001 caiu progressivamente desde 1995, mostrando que as empresas do setor não reverteram renda suficiente para atenuar a corrosão inflacionária sobre o valor dos investimentos de seus acionistas.

Isso não significa, necessariamente, que não os tenham remunerado, mas certamente demonstra uma transferência líquida de recursos para o ambiente extra-setorial, ou seja, um movimento evidente de desacumulação. A evolução do capital próprio das companhias do setor elétrico estaria sinalizando, segundo os autores, uma estratégia predatória dos sócios controladores em relação aos negócios onde estavam sendo aplicados seus recursos — fator deveras inibidor a novas inversões.

O grau de endividamento das empresas de energia elétrica estaria desempenhando um papel fundamental na potencialização do fenômeno constatado no parágrafo anterior. As dívidas do setor teriam crescido em média 13,5% ao ano, em termos reais, no período 1995-2001, por força do endividamento das empresas privadas, uma vez que as empresas públicas mantiveram o mesmo montante de obrigações financeiras no período.

Seria possível compreender as disparidades na evolução das dívidas no segmento estatal e não estatal em virtude das privatizações ocorridas e as

transferências de dívidas associadas a ativos antes sob controle de empresas públicas, se não fosse pelo fato de que a velocidade de crescimento de empréstimos e financiamentos foi maior que o ritmo de transferência de ativos. Entre as empresas estatais, a queda no valor real agregado dos ativos totais de 8,5% ao ano ocorreu simultaneamente à manutenção do montante real de valores devidos, fazendo crescer o grau de endividamento destas companhias de 16,7% para 31,0% entre 1995 e 2001.

No segmento de empresas privadas, o crescimento médio no valor real de ativos sob gestão não estatal cresceu 62,5% ao ano, em contrapartida, as dívidas expandiram-se em média 142,3% ao ano, durante o período, elevando o seu grau de endividamento de 7,5% para 50,7%. Este fator foi decisivo para, apesar dos fatores positivos demonstrados no modelo de Melo e Rodrigues (1998), impedir que os investimentos nas empresas privadas do setor elétrico continuassem a crescer e, mais do que isso, que a relação Investimentos/Ativos de capital caísse tão intensamente no período 1998-2001, ao contrário do que ocorreu para as empresas estatais, apesar de suas peculiaridades operacionais.

Partindo da constatação de que o crescimento do capital total acumulado (ativos totais) foi negativo entre 1995 e 2001, equivalente a uma taxa média anual de 1,5%, e que as dívidas do setor cresceram às taxas mencionadas no parágrafo anterior, Alves e Almeida (2003) concluíram ser razoável afirmar que durante aquele período as empresas foram forçadas a

manter o ritmo acelerado de transferência de rendas para financiadores e investidores em capital.

Exprimindo o conceito de taxa de lucro como a relação fluxo operacional de caixa⁵ e investimentos acumulados⁶, Alves e Almeida (2003) encontraram que em termos reais, essa taxa cresceu no setor elétrico brasileiro de 2,2%, em 1995, para 9,4% em 2001. O crescimento da taxa de lucro foi constante e positiva durante todo o período, mostrando que apesar de todos problemas estruturais e conjunturais por que passou o setor e a economia em geral, a viabilidade de retornos para o capital foi permanentemente ampliada.

Mas, na avaliação final desses autores, o elemento central na sustentação dos investimentos no setor elétrico brasileiro, desde a sua abertura à gestão privada, teria sido o elevado nível de endividamento assumido, sobretudo, pelas concessionárias não estatais. A redução progressiva sobre a escala de acumulação total teria sido fundada, única e exclusivamente, pelo crescimento acelerado do grau de endividamento destas empresas, comprometendo decisivamente todos os demais fatores que poderiam estar estimulando o investimento no setor, a despeito de instabilidades que teriam acometido o cenário macroeconômico nacional.

Mercado em expansão, retornos reais elevados e geração de renda sobre o investimento crescente seriam peças chaves para a sustentação dos investimentos no setor, contudo, foram utilizados para potencializar os efeitos

⁵ receitas – impostos indiretos – despesas operacionais + depreciação do capital imobilizado

⁶ imobilizado bruto em serviço + participações societárias + investimento em giro

inibidores a novas inversões. Ao contrário de alimentar o processo de acumulação, oferecendo robustez financeira ao setor e autonomia de recursos próprios para a sua expansão, tais fatores fizeram acelerar a transferência de recursos intra-setoriais para o setor financeiro e para carteira de aplicações extra-setoriais, através da realocação das rendas recebidas pelos sócios controladores de empresas do setor.

3.2. As dificuldades para a avaliação da eficiência alocativa

No período 1995-2004 o índice de evolução da tarifa média superou a evolução de diversos índices relevantes de preços na economia, como mostra a Tabela 1.

Considerando a evolução do Deflator Implícito do Produto (melhor indicador do comportamento dos preços em geral na economia, por ser construído a partir da comparação do valor global da produção de bens e serviços em diferentes anos), o ganho real na tarifa, ao final do período, acumulava 47,5%; com relação ao IGP-M esse ganho era de 24,0%, e com relação ao IPCA o ganho real na tarifa, ao final do período, acumulava cerca de 72%.

Tabela 1
Índices de Evolução de preços na Economia
Base: 1995=100

Anos	Deflator Implícito do PIB	IGP-M (FGV)	IPCA (IBGE)	Tarifa Média
1995	100,00	100,00	100,00	100,00
1996	117,41	109,19	109,56	124,99
1997	127,10	117,64	115,28	137,90
1998	133,27	119,75	117,12	145,30
1999	140,86	143,82	127,59	160,89
2000	152,63	158,13	135,21	182,11
2001	164,00	174,52	145,58	206,24
2002	180,66	218,68	163,82	240,10
2003	207,73	237,68	179,06	280,55
2004	224,53	267,20	192,67	331,24

Fontes: IBGE, FGV e Aneel

Observa-se portanto, que as tarifas têm evoluído sem correspondência visível com a evolução dos custos marginais do fornecimento dessa energia. Essa afirmação pode ser corroborada pelo fato de que as empresas distribuidoras distribuem de forma diferenciada os aumentos tarifários, penalizando mais fortemente algumas categorias de consumidores, conforme se observa na Tabela 2, a seguir.

Tabela 2
Índice de Evolução da Tarifa Média Real

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Total
1995	100,0	100,0	100,0	100,0
1996	127,6	105,6	106,4	114,1
1997	136,3	108,7	109,6	119,6
1998	141,3	110,7	111,5	124,1
1999	142,8	113,5	111,6	126,1
2000	154,1	120,5	118,4	134,7
2001	161,9	129,5	125,6	141,7
2002	167,9	134,1	132,6	146,6
2003	175,2	143,3	137,5	156,7
2004	184,1	163,3	144,9	171,9

Elaboração Própria. Deflator: IPCA - IBGE

A legislação atual sobre o setor elétrico ampara indústria, comércio e prestadoras de serviços, dentre outras atividades consumidoras de energia elétrica - desde que tenham demanda mínima contratada de 3 mil kW, sejam atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV ou tenham solicitado ligação em qualquer tensão a partir de julho de 1995 - para migrar ao mercado livre, se assim o desejarem. Isso contribui para que, como se observa na tabela 2, o consumidor residencial venha sendo mais penalizado pela política de repasses dos encargos tarifários, quando comparado ao industrial e ao comercial.

Os consumidores que migram ao mercado livre ficam desobrigados de participar do rateio de compra de energia da Itaipu Binacional, que embute um risco cambial, o mesmo se aplicando ao rateio da Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), uma sobretarifa criada para recompor as perdas de faturamento e as despesas oriundas da energia comercializada no Mercado Atacadista de Energia durante a vigência do Programa de Racionamento de 2001. Esses dois ônus tendem a recair sobre os consumidores cativos, como o residencial.

Em artigo publicado em 08.06.2005, em Valor Econômico, intitulado “Mercado livre de energia subsidia os grandes”, Carlos Rodolfo Schneider avalia que os próprios subsídios aplicados sobre o custo da energia paga por determinados consumidores, como cooperativas de eletrificação rural e empresas públicas prestadoras de serviços de água, esgoto e saneamento, considerados justos pelo seu caráter social, agora são bancados apenas pelos

consumidores cativos. Para o autor, a legislação de 1995, que norteia o setor elétrico em relação ao assunto, ampara essa distorção ao afirmar que "as tarifas das concessionárias envolvidas na opção do consumidor poderão ser revisadas para mais ou para menos quando a perda ou o ganho de mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato", o que legitima, na prática, a posição atual de novos reajustes levando em conta apenas o mercado cativo.

Esta evolução diferenciada das tarifas já possui impactos visíveis sobre a dinâmica do mercado. A forte redução no índice de elasticidade-renda⁷ do consumo residencial, a partir de 1999, pode ser atribuída também, além do racionamento de 2001, ao efeito-preço decorrente dessa evolução, conforme observado nas tabelas 3 e 4 , a seguir.

Tabela 3
Índices de Evolução do Consumo de Energia Elétrica e do PIB

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Total	PIB
1994	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1995	113,4	103,3	111,7	107,2	104,2
1996	122,3	105,0	119,0	111,8	107,0
1997	132,1	110,3	132,2	119,4	110,5
1998	141,5	110,1	143,8	124,0	110,6
1999	145,0	109,6	150,8	126,2	111,5
2000	149,1	115,7	164,8	132,6	116,4
2001	131,3	108,0	153,8	122,2	117,9
2002	129,7	113,0	156,5	125,3	120,2
2003	135,8	120,0	164,5	132,4	120,8
2004	139,9	128,7	171,9	138,3	126,8

Fontes: Eletrobrás e IBGE

⁷ como medida de elasticidade-renda foi utilizada a relação entre o índice de evolução do consumo de energia elétrica e o índice de evolução do PIB.

Tabela 4
Evolução do Índice de Elasticidade-Renda do Consumo de Energia Elétrica – Ano Base: 1994

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Total
1995	1,09	0,99	1,07	1,03
1996	1,14	0,98	1,11	1,04
1997	1,20	1,00	1,20	1,08
1998	1,28	1,00	1,30	1,12
1999	1,30	0,98	1,35	1,13
2000	1,28	0,99	1,42	1,14
2001	1,11	0,92	1,30	1,04
2002	1,08	0,94	1,30	1,04
2003	1,12	0,99	1,36	1,10
2004	1,10	1,02	1,36	1,09

Elaboração própria

A evolução das tarifas ao consumidor final tem, a despeito desses efeitos sobre o mercado, contribuído para a acentuação dos ganhos auferidos pelas empresas distribuidoras, quando comparados, por exemplo, aos ganhos do Grupo Eletrobrás.

Nas tabelas 5 e 6, observa-se a evolução real do EBITDA – *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* - das empresas do Grupo Eletrobrás (CGTEE, CHESF, Eletronorte, Eletronuclear, Eletrosul e Furnas), as distribuidoras associadas à ABRADÉE, e demais empresas.

Tabela 5
Evolução do EBTIDA - R\$ milhões de 2004

Ano	Grupo Eletrobrás ⁸	Distribuidoras ABRADDEE ⁹	Demais Empresas ¹⁰	Total
1995	2.524,4	5.275,3	1.594,2	9.393,9
1996	3.150,7	5.542,4	2.280,6	10.973,7
1997	3.711,3	5.568,8	1.943,5	11.223,6
1998	3.829,9	8.858,3	3.002,1	15.690,3
1999	3.956,6	8.956,2	2.602,0	15.514,9
2000	4.469,9	10.384,8	3.530,8	18.385,5
2001	6.051,1	13.301,7	4.774,4	24.127,2
2002	4.376,0	7.955,0	4.013,5	16.344,5
2003	5.638,6	9.521,7	5.057,2	20.217,5
2004	4.463,8	11.492,2	5.644,4	21.600,4

Fonte: Demonstrações Econômico-Financeiras das empresas

Tabela 6
EBITDA - Índice de evolução real

Ano	Grupo Eletrobrás	Distribuidoras ABRADDEE	Demais Empresas	Total
1995	100,0	100,0	100,0	100,0
1996	124,8	105,1	143,1	116,8
1997	147,0	105,6	121,9	119,5
1998	151,7	167,9	188,3	167,0
1999	156,7	169,8	163,2	165,2
2000	177,1	196,9	221,5	195,7
2001	239,7	252,1	299,5	256,8
2002	173,3	150,8	251,8	174,0
2003	223,4	180,5	317,2	215,2
2004	176,8	217,8	354,1	229,9

Elaboração Própria. Deflator: Deflator Implícito do Produto

As empresas distribuidoras mais que dobram o valor do EBTIDA em relação a 1995, e chegam a abarcar mais de 50% do EBITDA do setor ao final do período. O Grupo Eletrobrás que também já havia mais que dobrado o valor do EBITDA nos anos de 2001 e 2003 perde participação no total do setor em

⁸ CGTEE, CHESF, ELETRONORTE, ELETRONUCLEAR, ELETROSUL, FURNAS

⁹ AES -SUL, AMPLA (antiga CERJ), BANDEIRANTE, BOA VISTA, CAIUÁ, CEAL, CEAM, CEB, CEEE, CELB, CELESC, CELG, CELPA, CELPE, CELTINS, CEMAT, CEMIG, CENF, CEPISA, CERON, CFLCL, CFLO, CNEE, COELBA, COELCE, COPEL, COSERN, CPFL Paulista, CPFL Piratininga, EEB, EÉVP, ELEKTRO, ELETROACRE, ELETROPAULO, ENERGIPE, ENERSUL, ESCELSA, LIGHT, MANAUS ENERGIA, RGE, SAELPA.

2004. O rápido avanço da parcela referente às demais empresas se deve principalmente à performance da Tractebel (ex-Gerasul) que só inicia a operação em 1998.

A evolução do EBITDA das distribuidoras mostra que esse segmento já aparece como um espaço privilegiado de acumulação de recursos no setor a partir de 1998 (em parte devido à saída da parte de geração da Eletrosul), mantendo-se com esse “status” até o ano de 2001, quando o racionamento afetou o segmento de uma forma mais que proporcional ao que ocorre com os demais. A recuperação, no entanto, inicia-se já em 2003, e prossegue de forma sustentada em 2004.

3.3. Uma proposta de agenda de questões relevantes face ao novo modelo regulatório do setor elétrico brasileiro

As estratégias de destinação dos resultados de algumas empresas do setor elétrico estão por trás da queda em 2003, e relativa estagnação em 2004, no nível de investimentos para a ampliação da capacidade produtiva, conforme se observa nas Tabelas 7 e 8.

¹⁰ AES – ELPA, AES – TIETÊ, CAT-LEO Energia S.A., CEM (antiga Mercosul), CER, CESP, CLFSC, COCEL, CPFL Energia, CPFL Geração, CTEEP, DUKE - Geração Paranapanema, EMAE, EPP, INVESTCO, ITAPEBI, ITASA, TRACTEBEL(antiga Geralsul), VBC Energia (antiga Serramesa).

Tabela 7
Investimentos – em R\$ milhões de 2004

Ano	Grupo Eletrobrás	Distribuidoras ABRADEE	Demais Empresas	Total
1995	2.479,9	5.305,2	1.950,9	9.736,0
1996	2.953,7	5.309,3	1.798,8	10.061,8
1997	3.742,0	6.009,5	2.668,6	12.420,1
1998	4.813,9	7.558,1	2.793,4	15.165,4
1999	4.580,7	6.475,4	2.508,4	13.564,5
2000	3.247,9	5.731,7	3.324,3	12.303,9
2001	3.366,4	5.939,6	2.593,1	11.899,1
2002	4.171,2	5.164,9	2.270,2	11.606,3
2003	3.076,4	4.197,2	1.463,3	8.736,9
2004	2.866,1	4.749,8	978,9	8.594,8

Fonte: Demonstrações Econômico-Financeiras da Empresas

Tabela 8
Índice de evolução real dos Investimentos

Ano	Grupo Eletrobrás	Distribuidoras ABRADEE	Demais	Total
1995	100,0	100,0	100,0	100,0
1996	119,1	100,1	92,2	103,3
1997	150,9	113,3	136,8	127,6
1998	194,1	142,5	143,2	155,8
1999	184,7	122,1	128,6	139,3
2000	131,0	108,0	170,4	126,4
2001	135,7	112,0	132,9	122,2
2002	168,2	97,4	116,4	119,2
2003	124,1	79,1	75,0	89,7
2004	115,6	89,5	50,2	88,3

Elaboração Própria

A recuperação da taxa de investimentos das distribuidoras ainda não tem sido suficiente para um avanço no valor real dos investimentos do setor elétrico em 2004, que ainda permanece perto de R\$ 9,0 bilhões.

Na Tabela 9 observa-se que a geração de caixa operacional (EBITDA) das empresas distribuidoras tem sido predominantemente reservada, nos últimos anos, para outros usos que não à aquisição de imobilizado (ou seja,

investimentos visando à expansão da capacidade produtiva). Entre esses usos, destaca-se a ampliação da distribuição de dividendos e juros sobre capital.

Tabela 9
Evolução dos Investimentos como Percentagem do EBITDA

Ano	Grupo Eletrobrás	Distribuidoras ABRADEE	Demais Empresas	Total
1995	98,2%	100,6%	122,4%	103,6%
1996	93,7%	95,8%	78,9%	91,7%
1997	100,8%	107,9%	137,3%	110,7%
1998	125,7%	85,3%	93,0%	96,7%
1999	115,8%	72,3%	96,4%	87,4%
2000	72,7%	55,2%	94,2%	66,9%
2001	55,6%	44,7%	54,3%	49,3%
2002	95,3%	64,9%	56,6%	71,0%
2003	54,6%	44,1%	28,9%	43,2%
2004	64,2%	41,3%	17,3%	39,8%

Elaboração Própria

Uma justificativa, para essa decisão das empresas de privilegiar seus acionistas, é o fato de terem passado algum tempo tendo prejuízo e precisarem remunerar seus investidores agora que os lucros voltaram. A redução dos investimentos como percentagem do EBITDA, embora comum a todos os segmentos, é menos acentuada no caso do Grupo Eletrobrás. Observa-se inclusive que a ligeira elevação na taxa de investimentos das empresas distribuidoras em 2004 foi acompanhada de uma redução nesse percentual.

Para a evolução do perfil de alocação de recursos, apresentada na Tabela 9, tem contribuído o fato de que algumas empresas do setor elétrico têm ultrapassado o limite mínimo de 25% do lucro líquido para distribuir em dividendos ou juros sobre o capital próprio estabelecido pela Lei das Sociedades Anônimas, para as companhias abertas

Segundo Matéria de 05.07.2005 publicada no Canal Energia, o grupo CPFL Energia, por exemplo, com a entrada no Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo e no nível III da Bolsa de Nova Iorque adotou como política a distribuição mínima de 50% do lucro líquido. No entanto, o percentual distribuído em dividendos no ano de 2004 foi de 95%. O grupo justifica essa destinação da quase totalidade do lucro líquido para dividendos com o fato de ter conseguido suprir as suas necessidades de investimento de outras formas.

A CEMIG também adotou como política de dividendos a distribuição de 50% do lucro líquido para os acionistas por semestre, podendo haver uma distribuição extraordinária. Em 2002, por exemplo, foram pagos R\$ 220 milhões em dividendos, passando para R\$ 320 milhões em 2003, e em 2004 a CEMIG pagou R\$ 692 milhões em dividendos, valor que corresponde a 80% do valor dos investimentos na atividade produtiva, que somou R\$ 875,1 milhões.

Essas considerações levam à conclusão de que as diferentes estratégias de alocação de recursos das empresas devem ser acompanhadas pela agência reguladora do setor de energia elétrica, com o objetivo de buscar a necessária coordenação entre essas estratégias e as necessidades de alocação de recursos para a expansão sustentada dos investimentos nos diversos segmentos do setor de energia elétrica.

A Tabela 10, a seguir, ao evidenciar a evolução da relação investimento/Ativo do Grupo Eletrobrás, para o período 1995-2004, acima da referente às demais empresas do setor elétrico, reforça a idéia de que a

empresa pública é peça fundamental na preservação da eficiência alocativa e dinâmica no setor elétrico e na economia. Essa afirmativa é corroborada pela evolução da relação Investimento/Mercado de energia elétrica total que como se observa é também superior no caso das empresas do Grupo Eletrobrás.

Tabela 10
Evolução de Indicadores Seleccionados

Ano	% Investimento/Ativo			Relação Investimento/ Mercado		
	Grupo Eletrobrás	Distribuidoras	Demais	Grupo Eletrobras	Distribuidoras	Demais
1995	1,4%	3,8%	3,7%	100,0	100,0	100,0
1996	2,3%	5,1%	3,7%	112,5	94,5	87,1
1997	3,4%	5,5%	4,6%	134,2	100,8	121,7
1998	4,4%	6,1%	3,7%	164,2	120,5	121,1
1999	5,1%	4,9%	3,7%	153,4	101,4	106,8
2000	3,8%	4,6%	5,1%	104,4	85,4	134,7
2001	3,9%	4,4%	3,9%	116,5	96,1	114,1
2002	5,1%	3,9%	3,5%	140,8	81,5	97,4
2003	4,5%	3,6%	2,6%	103,7	66,0	62,7
2004	4,4%	3,9%	1,9%	92,4	64,3	40,1

Fonte: Elaboração Própria

Conclusão

O arcabouço teórico que embasa a discussão acerca da eficiência econômica aponta para a hipótese de que um sistema baseado na iniciativa privada seria mais eficiente do que aquele com base na iniciativa pública, o que pressupõe existência de um ambiente competitivo.

Contudo, aplicando esse conceito ao setor elétrico percebe-se que as especificidades que envolvem a oferta deste serviço justificam, historicamente, a necessidade de intervenção estatal e realização de investimentos governamentais para assegurar sua provisão.

Alves e Almeida (2003) aplicaram os modelos de determinação dos investimentos desenvolvidos por Melo e Rodrigues Jr. (1998) e Steindl (1983) ao setor elétrico brasileiro e concluíram que a aceleração das inversões privadas no setor elétrico brasileiro durante o período 1995-2001 – a despeito da desaceleração nas inversões em ativos imobilizados nas empresas estatais – foi promovida através do elevado nível de endividamento assumido pelas concessionárias não estatais.

No que diz respeito às geradoras, o alto endividamento de algumas delas vem sendo apontado como problemático a partir dos resultados que vem sendo obtidos nos leilões de energia. Isto porque estas, de uma maneira geral, tiveram que vender energia a preços que equivalem, a menos de 1/3 do valor da tarifa de fornecimento ao consumidor final.

Para uma tarifa média de fornecimento de R\$ 197,35/MWh, no ano de 2004, os preços médios nas negociações do megaleilão de energia, ocorrido em 07.12.2004, ficaram em R\$ 57,51/MWh para fornecimento em 2005, R\$ 67,33 para fornecimento em 2006 e R\$ 75,46 para 2007.

Embora exista a perspectiva de que esses novos contratos deverão provocar queda nas tarifas pagas pelos consumidores finais já em 2005, o segmento de distribuição de energia emerge como espaço privilegiado de acumulação de recursos nos próximos anos, tendo em vista que a relação entre os preços da energia vendida e a comprada é muito alta. Mesmo considerando o objetivo de modicidade tarifária do novo modelo, pode-se afirmar que, no médio prazo, a sustentação da rentabilidade já atingida ao final de 2004 pelas empresas de distribuição encontra-se, com raras exceções, garantida.

O problema que se coloca é que esse segmento, que vem sendo privilegiado pela formação de recursos, vem apresentando uma evolução declinante na sua taxa de investimentos, em comparação, por exemplo, com as empresas do Grupo Eletrobrás.

A sustentação dos investimentos no setor elétrico é condição sem a qual não é possível manter o crescimento da economia. A trajetória decrescente da evolução da relação Investimento/Mercado (Tabela 10) parece indicar um início de saturação do crescimento do consumo de energia elétrica via utilização de

capacidade ociosa. Ou seja, as condições de superoferta que têm balizado os preços dos leilões de energia tendem a se atenuar.

O desafio que se coloca para o Agente Regulador é exercer sua força institucional, com vista a coordenar uma alocação de recursos dentro de um quadro em que nem sempre o segmento que tende a ser privilegiado pela formação de recursos apresenta propensão a investir de forma sustentada no setor.

Essas considerações levam à conclusão de que as diferentes estratégias de alocação de recursos das empresas devem ser acompanhadas, com o objetivo de buscar a necessária coordenação entre essas estratégias e as necessidades de recursos para a expansão sustentada dos investimentos nos diversos segmentos do setor de energia elétrica.

Nesse contexto, um importante aspecto que emerge dos resultados desse trabalho é a continuidade da participação ativa da empresa pública no novo modelo regulatório do setor elétrico brasileiro, como instrumento para concretização do duplo desafio: eficiência alocativa e dinâmica. Caberia à empresa pública o ajustamento na alocação de recursos - sobretudo no segmento de geração, onde se concentram as empresas do Grupo Eletrobrás - igualando preço ao custo marginal (que reflete o custo de oportunidade de utilização de recursos para sua produção) com vistas a garantir um resultado socialmente desejado.

Referências Bibliográficas

- ALVES, L.C.S, e ALMEIDA, D. R., “Determinantes do Investimento e Expansão Sustentada do Setor Elétrico Brasileiro – Histórico Recente e Tendências”, apresentado no XVII SNPTEE, Uberlândia, Minas Gerais, 2003.
- ARAÚJO, J.L. A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise. IE/UFRJ, 2001.
- BAER, W. E MCDONALD, C. Um Retorno Ao Passado? A Privatização de Empresas de Serviços Públicos no Brasil: O Caso do Setor de Energia Elétrica. Revista Planejamento e Políticas Públicas, n. 16, Dezembro/1997.
- GIFONI NETO, G. “Instituições Regulatórias do Transporte Rodoviário Intermunicipal de Passageiros: O Caso das Agências Reguladoras Estaduais Brasileiras” Dissertação apresentada à Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Março, 2002
- GRIJÓ, E. Elementos do Debate Econômico da Regulação. AGERGS, Revista Marco Regulatório, n.º 4, 1º semestre/2001.
- LORENZO, H. C O setor elétrico brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro. Araraquara: UNIARA, Março de 2002.
- LOSEKANN, L. D. Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência. Tese de Doutorado. COPPE. Dezembro de 2003.
- MELO, G. M. e RODRIGUES Jr., “Determinantes do Investimento Privado no Brasil: 1970/1995”. Brasília: IPEA, 1998 (Texto para Discussão nº 605)
- MUSGRAVE, R. The Theory of Public Finance. Mc Graw-Hill. Nova York. 1959.
- PINTO JR, H.Q. e SILVEIRA, J.P Elementos da Regulação Setorial e de Defesa da Concorrência: Uma Agenda de Questões para o Setor de Energia. ANP, Nota Técnica n.º 006, maio/1999.
- PIRES, J.C.L e PICCININI, M.S. Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico. Rio de Janeiro: BNDES, Texto para Discussão n.º 64, Julho de 1998.
- POSSAS, M., FAGUNDES, J. E PONDÉ, J. “Defesa da Concorrência e Regulação de Setores de Infraestrutura em Transição”. Artigo aprovado para a ANPEC. Dezembro, 1998.
- REES, R. “A Economia da Empresa Pública”. Zahar Editores. Rio de Janeiro. 1979.
- SILVA, F. R. A Empresa Pública e a Intervenção do Estado na Economia: Ação Suplementar à Iniciativa Privada - Perspectivas em face da Conjuntura

Atual. In IPEA. "A Empresa Pública no Brasil: Uma Abordagem Interdisciplinar". Coletâneas de Monografias. Brasília. 1980.

STEINDL, J. "Maturidade e Estagnação no Capitalismo Americano". São Paulo. Abril Cultural. 1983.

TAVARES, M. C. "Acumulação de Capital e Industrialização no Brasil". Campinas, 1998.

TOSCANO, F. "A eficiência produtiva e a eficácia alocativa". Fevereiro de 2003.