

Desigualdade tarifária no setor elétrico do Rio Grande do Sul*

Igor Alexandre Clemente de Moraes**

Professor do Programa de Pós-
-Graduação da Unisinos, Economista-
-Chefe da FIERGS e bolsista de
Produtividade e Pesquisa do CNPq
Economista da Certel

Marcio Daniel Schilling***

Resumo

Analisando os dados de duas concessionárias de energia no Rio Grande do Sul, no período 1997-2008, pode-se notar uma desigualdade tarifária que atinge 35%. Dos três mecanismos utilizados para o cálculo das atualizações tarifárias, é possível observar que, no caso do Estado, a desigualdade foi potencializada pelas revisões periódicas, em especial a partir de 2008. Além disso, identifica-se que essa resulta, principalmente, das diferenças de gestão entre essas empresas quanto às decisões de investimento em operação e manutenção do sistema elétrico na sua área de atuação. A redução da desigualdade tarifária não será tarefa fácil, uma vez que é necessário, ao mesmo tempo, permitir uma adequada remuneração do setor, incentivar investimentos em melhoria no fornecimento dos serviços e garantir que essa tarifa não seja elevada a ponto de prejudicar os consumidores.

Palavras-chave

Setor elétrico; regulação; desigualdade tarifária.

* Artigo recebido em dez. 2009 e aceito para publicação em jul. 2010.

** E-mail: igor@fiergs.org.br

*** E-mail: marcios@certel.com.br

Abstract

Analyzing data from two firms from 1997 to 2008, we see a difference in tariff that is over 35%. This inequality is maximized by regular reviews, especially from 2008. In addition, this difference is too explained by management between these firms and investment decisions on operation and maintenance of the electrical system in your area. A tariff reduction of inequality will not be easy, since it is necessary at the same time allow adequate remuneration in the industry, encourage investment in improving the provision of services and ensure that such rate is not high enough to harm consumers.

Key words

Electric sector; Regulation; inequality rates.

Classificação JEL: D2, L5, L94.

1 Introdução

A oferta de energia é apontada na literatura econômica como fator essencial para a qualidade de vida da população, permitindo o acesso a uma infinidade de bens e serviços (Filmer, Pritchett, 1998; Ravallion, 2005; e Khandker; Barnes; Samad, 2009). Tais características tornaram-na indispensável na sociedade moderna¹, seja para fins de iluminação, movimento, aquecimento ou outros. Além disso, também é citada como importante variável de decisão na escolha do local de investimento das empresas e determinante para o crescimento econômico (Apergis; Payne, 2009).

Porém, sua característica em qualquer país é de uma estrutura de mercado com poucas empresas e sendo comum a participação do setor público nessa atividade. Em alguns casos, predomina o monopólio, mas são comuns os

¹ No caso específico da energia elétrica, a oferta pode ser considerada de vital importância para a sociedade, pois, salvo algumas exceções, os substitutos próximos são ineficazes e/ou não se encontram à disposição para utilização.

duopólios ou, então, oligopólios². Essa formação acaba por se refletir na definição do preço final e no volume de investimentos, podendo gerar distorções na cadeia produtiva e entre consumidores. Em muitas economias, o rápido processo de urbanização e a maior intensidade no uso da energia contribuíram para gerar desequilíbrios entre oferta e demanda. Na tentativa de melhorar sua matriz energética, várias mudanças regulatórias e de estrutura produtiva tiveram curso em diversos países. No caso do setor elétrico, muitos são os exemplos, com destaque para as reformas que ocorreram a partir da década de 90 (Bacon, 1999; Steiner, 2001; Joskow, 2001, 2002).

Porém, há diferenças importantes entre os fatores de incentivo que nortearam essas reformas nas economias desenvolvidas e emergentes. No primeiro caso, o objetivo era promover uma melhor *performance* econômica e financeira do sistema, com foco na eficiência das empresas. Já entre os países emergentes, outros incentivos estiveram presentes, como, por exemplo, a crise da dívida na década de 80 na América Latina, que interrompeu o fluxo de capitais para a região e limitou a capacidade de investimento dos governos (Jamasb et al., 2005). Nagayama (2009), usando dados de painel para 78 países, constatou que as reformas no setor elétrico, promovidas entre 1985 e 2003, não necessariamente reduziram o preço da energia, ocorrendo, na verdade, uma tendência de aumento.

Apesar de boa parte das reformas apresentarem características pró-mercado, o fato é que, em muitos casos, o que se pôde identificar foi uma privatização que antecedeu a consolidação de instituições reguladoras. A adoção de uma estrutura de mercado com a participação do setor privado antes de se definir a regulação, inevitavelmente resultou em distorções na economia. Ver Kerkelä (2004) para uma análise sobre os custos dos subsídios aplicados nos preços da energia na Rússia. Além disso, em outras situações, ocorreu a divisão das empresas entre o segmento de geração, transmissão e distribuição, criando mercados distintos, com diferentes empresas e planos de expansão.

A história do mercado de energia elétrica no Brasil não foi muito diferente do ocorrido em vários outros países. Dada a característica de monopólio natural³, esse setor desenvolveu-se orientado não somente por questões econômicas,

² O debate econômico acerca dessas estruturas de mercado, a assimetria de informação e os incentivos podem ser visto em Laffont e Tirole (1993) e Sappington e Stiglitz (1987).

³ Segundo Romera (2005), são considerados monopólios naturais os setores em que a presença de apenas uma empresa no processo produtivo se torna vantajoso para todos. O setor elétrico possui esta característica devido ao seu elevado nível de investimentos e em virtude das dificuldades de se promover a introdução da competição em alguns elos da sua cadeia produtiva, como, por exemplo, no segmento de transmissão de energia.

mas também e, principalmente, por acontecimentos no ambiente político. Portanto, para entender o atual sistema em vigor, com as regras tarifárias, de regulação e os investimentos, é importante conhecer essas mudanças ocorridas ao longo das últimas décadas. Para maiores detalhes, ver Pires (1999).

De uma forma geral, essa história pode ser discutida a partir de cinco grandes fases. A primeira, que compreende o período 1879-1929, é marcada pela formação desse setor no Brasil, em que se verifica uma forte presença do capital privado, especialmente o estrangeiro, no exercício das suas atividades. Entretanto, o aumento da complexidade nas relações de contrato para fornecimento de energia, assim como os efeitos econômicos derivados da crise de 1929, ensejou o início de uma intervenção pública no mesmo. A segunda fase, que se estende de 1930 a 1944, é caracterizada, então, pela intervenção do Governo Federal na regulação das atividades do setor. Esse período foi marcado por baixos investimentos e tornou o fornecimento de energia um dos principais entraves ao crescimento da economia.

A constatação de que apenas a regulação não seria suficiente para retomar o desenvolvimento da matriz energética deu origem à terceira fase, a qual abrange o período 1945-74. Essa é fortemente marcada pela intervenção do Governo Federal diretamente na geração e na distribuição de energia e pela criação de um modelo institucional estatal, com pesados investimentos, além da instituição de medidas que possibilitaram o autofinanciamento do setor no período. Porém, esse modelo começou a mostrar sinais de esgotamento já na segunda metade da década de 70, fruto da ingerência do Governo Federal nas tarifas e nos critérios de financiamento do setor em benefício da política macroeconômica, o que gerou desequilíbrios orçamentários e problemas político-institucionais entre os agentes. Esse é o principal ponto a caracterizar a quarta fase, que vai de 1975 a 1995.

É diante desse cenário de crise e da ausência de perspectivas com relação a uma possível retomada do seu crescimento com base no modelo vigente até então, que emerge a proposta de um novo modelo para o setor. Esse se caracterizava pela gradativa e parcial introdução da iniciativa privada em substituição à presença do Estado. A privatização de diversas empresas, tanto federais quanto estaduais, bem como a constituição do novo arcabouço institucional, caracteriza a última fase histórica, que teve início em 1996.

A proposta contemplava a existência de diversas empresas atuando no território nacional, dividindo as mesmas entre geração, transmissão e distribuição. Mas, essa reestruturação trouxe importantes implicações nas decisões de investimentos entre as concessionárias e, por consequência, na formação do preço final ao consumidor. Destaca-se que, independentemente da justificativa política ou econômica para dividir o mercado em três categorias de empresas, o

fato é que essa configuração acabou por tornar mais difícil a homogeneização dos investimentos entre geração, transmissão e distribuição. Destaca-se que esse não é um problema exclusivo do mercado brasileiro. Sauma e Oren (2009) analisam os incentivos que as empresas da área de geração têm para continuarem a investir, de tal forma a acompanhar os investimentos feitos pelas empresas de transmissão. Pollitt (2008) avalia a reforma do setor elétrico na Argentina, iniciado em 1992, em um ambiente no qual as empresas atuavam nas três áreas: geração, transmissão e distribuição. Outro efeito derivado do novo modelo, implantado a partir de 1996, foi a desigualdade tarifária, uma realidade que já se faz presente entre os estados brasileiros ou então entre diferentes regiões de um mesmo estado, onde há mais de uma empresa atuando. Destaca-se que essa desigualdade se agravou a partir da revisão tarifária de 2008, especialmente entre as duas empresas que atuam na área de concessão do Rio Grande do Sul.

A necessidade de entender a origem desse processo é a grande motivação deste trabalho. Além disso, destaca-se que não há, na literatura brasileira, estudos que mostrem como o novo modelo institucional e as regras adotadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) contribuíram para gerar diferenças nessas tarifas. Assim, o principal objetivo deste trabalho é apontar a origem da desigualdade tarifária regional vigente no Rio Grande do Sul e seus desdobramentos sobre o setor. Para tanto, descreve-se como que ocorreu o processo de reforma do sistema elétrico no Brasil e no Estado e, também, sobre como são definidos os critérios de regulação tarifária pela agência reguladora.

Assim, o trabalho foi dividido em cinco seções, além desta **Introdução**. Na seção dois, é feita uma breve descrição sobre a evolução do setor elétrico no Brasil até a quarta fase, que se encerra em 1995. Na seção três, são apresentadas as principais características do seu novo modelo institucional, bem como os critérios de regulação tarifária adotados pela agência reguladora. Na seção quatro, são avaliadas as implicações dessas mudanças para o Rio Grande do Sul. Por fim, na seção cinco, estão as **Considerações finais**.

2 A evolução do setor elétrico no Brasil — 1879-1995

A primeira fase histórica, de 1879 a 1929, é caracterizada pela predominância do capital privado e estrangeiro, além da ausência quase que por completa do Governo Federal, seja na regulação, poder exercido pelos estados e municípios, ou, então, na operação. Nos primeiros anos de expansão da oferta de energia

elétrica no Brasil, o mercado era dividido em várias centrais hidroelétricas e termoeleétricas de propriedade de concessionários e autoprodutores distintos⁴.

A Primeira Guerra Mundial refreou os investimentos das empresas, cenário este que se modificou apenas na década de 20, com a ocorrência de diversas fusões e incorporações (Lorenzo, 2002). Esse movimento gerou uma concentração nas atividades de geração e distribuição de energia elétrica em duas empresas: Light e Amforp.

A crise econômica mundial de 1929 precipitou a reformulação do papel do Estado no Brasil e contribuiu para caracterizar a segunda fase no setor de energia elétrica, modelo este que durou até 1944. Ainda que países europeus e americanos tenham adotado uma intervenção diretamente na produção, no Brasil, inicialmente, a intervenção do Estado limitou-se apenas à área da regulação (Gomes et al., 2002).

Dentre várias medidas nesse sentido, duas chamam a atenção: (a) a concentração de poderes na legislação da União; (b) a permissão de novas concessões somente para empresas nacionais. Essa tentativa de regulação, que avançou até no âmbito das tarifas, gerou fricções entre a iniciativa privada e o Governo, desestimulando os investimentos pelas empresas de capital estrangeiro no setor. Com isso, materializa-se um descompasso entre oferta e demanda de energia, com impactos sobre os preços e a criação de um gargalo no crescimento econômico (Gomes et al., 2002). Assim, a segunda fase pode ser descrita pela intervenção do Estado na regulação do setor.

Esse embate entre empresas de capital privado estrangeiro e o Governo contribuiu para que, a partir de 1945, o Estado deixasse de ser um simples regulador para assumir o papel de investidor. Essa terceira fase, que durou até 1974, pode ser caracterizada pela maior presença do setor público na geração, transmissão e também distribuição de energia elétrica⁵.

Por trás dessa estratégia, estava a proposta de um plano mais amplo e que teria um papel fundamental na industrialização do País: o Plano de Metas.

⁴ Duas importantes empresas de capital estrangeiro atuavam, respectivamente, em São Paulo, a Tramway (Light and Power Company Limited), com capital canadense, e no Rio de Janeiro, a Tramway (Light and Power Company), de capital canadense e norte-americano. Boa parte da avaliação feita nesta seção segue Gomes *et al.* (2002) e Carneiro (2000), que fazem uma descrição desse processo desde seu surgimento em 1879, e Mello (1999), que retrata as questões políticas envolvendo o setor.

⁵ De acordo com Gomes *et al.* (2002), o marco inicial do Estado como produtor de energia ocorreu no ano de 1945, com a fundação da Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf). Essa empresa, que surgia para explorar os recursos hídricos do rio São Francisco, era de caráter regional (Nordeste) e ficava sob o controle do Governo Federal. Nessa mesma época, também foi criada a Companhia Estadual de Minas Gerais (Cemig).

Nitidamente, como aponta Santos *et al.* (2008), o setor de energia elétrica era visto como primordial para o sucesso das medidas que seriam adotadas através desse Plano. Havia a crença de que, para dar suporte ao crescimento da economia, a oferta de energia deveria ser suficiente para atender à demanda, em especial, na indústria. Assim é que as ações do Estado, seja na construção ou na incorporação das companhias estrangeiras, culminaram na criação de grande parte das companhias estaduais de energia, que assumiram as atividades de geração, transmissão e distribuição nos seus estados (Mello, 1999).

Aliado a essas mudanças, foi criada, em 1971, a Reserva Global de Reversão (RGR), cujos recursos eram provenientes da cobrança de uma alíquota de 2,5% sobre os ativos fixos em operação dos setores produtores de energia⁶. Nesse mesmo ano, também foi instituída, pelo Governo Federal, a Lei nº 5.655, que fixou a taxa de remuneração sobre o capital investido no setor entre 10% e 12%, a qual seria computada na tarifa. Ambas as medidas visavam complementar os recursos destinados ao desenvolvimento do setor e promover o seu autofinanciamento. Além disso, o Governo implementou uma equalização tarifária em todo o território nacional como forma de resolver o problema de resultados operacionais diferenciados entre as empresas que atuavam em distintas regiões do Brasil (Gomes *et al.*, 2002).

Porém, os diversos choques externos e problemas de gestão pelo qual o setor passou nos anos seguintes comprometeram o sucesso desse modelo. Os sinais de fadiga já foram sentidos no início da década de 80, na esteira da elevação dos juros no cenário internacional. Os desequilíbrios resultantes nos balanços de pagamentos de diversos países em desenvolvimento dificultaram a condução da política fiscal e monetária, em especial no Brasil. A partir de então, como forma de atenuar os efeitos negativos decorrentes, as tarifas do setor público passaram a ser periodicamente utilizadas como mecanismo de contenção do processo inflacionário (Pimentel, 2001). Além disso, os estados também fizeram uso das empresas como meio de financiamento indireto de seus déficits fiscais.

Essas ações rapidamente provocaram um desequilíbrio nas receitas e despesas das empresas públicas e, com a redução sistemática da remuneração sobre o capital investido, observou-se uma queda da rentabilidade das mesmas (Mello, 1999; Ferreira, 2000). Mesmo assim, a necessidade de investimentos fez com que a maior parte dessas empresas expandisse suas atividades de empréstimo externo, aumentando sua alavancagem a partir de 1987. Para deteriorar ainda mais esse quadro, o início da década de 90 foi marcado pelo

⁶ Os valores arrecadados pela RGR eram depositados no Fundo de Financiamento do Setor Elétrico (Finel) e administrados pela Eletrobrás.

aumento da inadimplência, seja das estatais com a Eletrobrás ou, então, dos governos estaduais com as estatais.

Assim, a quarta fase histórica do setor elétrico brasileiro é caracterizada pelo esgotamento do seu modelo de autofinanciamento. Em conjunto, as deficiências administrativas, a ocorrência de problemas político-institucionais entre os agentes e a perda de funcionalidade do critério tarifário resultaram no maior grau de endividamento desse setor e na progressiva desaceleração do seu crescimento. Alterações importantes foram promovidas pela Lei nº 8.631/93, que determinava a fixação do valor das tarifas a partir da estrutura de custos e das necessidades de fluxos de caixa das empresas⁷.

Nesse cenário, as elevadas dívidas das empresas impediram, ao menos no curto prazo, que a geração de receitas através das tarifas fosse suficiente para se retomar os investimentos. O resultado imediato foi a queda paulatina desses à cerca de 1/3 do nível verificado durante a década de 80, limitando a expansão da capacidade de geração no País. Um nítido quadro de desequilíbrio entre oferta e demanda desenhava-se. Nas novas propostas de reestruturação do setor, passou-se a cogitar, novamente, a participação da iniciativa privada, mas, agora, sob um sistema de concessões de serviços públicos (Pires, 1999).

3 O novo modelo institucional a partir de 1996

Não foram apenas os problemas microeconômicos que impulsionaram as reformas na estrutura de produção e comercialização de energia no Brasil. De acordo com Romera (2005), dada a grave crise fiscal dos Governos Estaduais e Federal à época, o diagnóstico era de que a viabilização dos investimentos necessários para retomada do desenvolvimento dos principais setores de infraestrutura, inclusive do setor elétrico, somente seria possível mediante a criação de um modelo em que o Estado não desempenhasse mais a função de investidor, mas sim de regulador. Para uma análise dessa reestruturação no Brasil, ver Branco (1996).

Do ponto de vista estrutural, a proposta de privatização se colocava como uma solução para a crônica falta de recursos públicos para a realização dos

⁷ Com a extinção da equalização tarifária, dois tipos de tarifas passaram a existir: (a) a de suprimento, que refletia os custos de geração e de utilização das linhas de transmissão, posteriormente separadas com a Lei nº 9.074/95; e (b) a de fornecimento, que refletia os custos de distribuição, acrescidos dos custos da tarifa de suprimento (Ferreira, 2000).

investimentos. De outro lado, esperava-se que a presença da iniciativa privada estimulasse a competitividade, gerando, assim, um aumento da eficiência administrativa e produtiva nesses setores. É importante destacar que, naquele momento, estavam ocorrendo reformas estruturais no sistema elétrico em vários países e havia disponibilidade de capital estrangeiro para fomentar esse processo (Jamasb et al., 2005). Assim, os recursos provenientes das privatizações poderiam contribuir para a redução do déficit no balanço de pagamentos e, ao mesmo tempo, aliviar a crise fiscal do Governo. Dessa forma, a proposta de privatização contemplaria a restauração da capacidade de investimento, o aumento da eficiência produtiva e a redução da dívida pública. Portanto, foram duas as frentes de atuação que moldaram o novo modelo institucional do setor elétrico: as privatizações e as medidas de revitalização das empresas (Oliveira, 1996).

Ainda no ano de 1990, foram instituídos no Brasil o Programa Nacional de Desestatização (PND) e o Fundo Nacional de Desestatização (FND), que tinham como objetivo receber os depósitos de ações das empresas federais, objeto de privatização (Gomes et al., 2002; BNDES, 2002). No entanto, o marco inicial desse processo no setor elétrico ocorreu somente em 1995, com a aprovação das Leis nº 9.074 e 8.987. De acordo com Ferreira (2000), foi nesse momento que se desenhou a separação entre as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia, e que foram criadas as figuras de consumidor livre e deprodutor independente de energia elétrica. A partir de então, as empresas puderam comercializar a energia gerada não apenas com as concessionárias, mas também com esses consumidores. De outro lado, os consumidores livres obtiveram o direito a escolha de qualquer empresa, seja do segmento de geração ou de distribuição, para contratação de energia.

Porém, como, naquele momento, houve muita incerteza sobre a consolidação de um mercado atacadista privado de energia, bem como sobre a formação dos preços, os investidores privados tiveram pequeno interesse no segmento de geração. Isso levou o Governo Federal a dar prioridade, num primeiro momento, apenas à privatização das empresas do segmento de distribuição.

Como parte fundamental do processo, os estados foram incentivados a adotar a mesma prática com suas empresas. Através do Programa de Estímulo às Privatizações Estaduais (PEPE), criado em 1996, o Governo Federal liberava recursos imediatos para os estados em contrapartida da privatização de suas estatais. Caso o processo de privatização não fosse aprovado pelas assembleias legislativas e o estado não tivesse condições de saldar aquele empréstimo, o BNDES resgataria as ações das empresas e venderia para a iniciativa privada (Ferreira, 2000). Além disso, o Governo promoveu uma renegociação da dívida dos estados com a União, com taxas de juros subsidiadas, desde que os mesmos

antecipassem parte da dívida na forma de ativos, o que levou muitos Governos Estaduais a repassarem o controle das suas estatais para a União.

Ainda durante o ano de 1996, com o objetivo de minimizar as incertezas dos investidores, o Governo Federal também promoveu alterações na política tarifária do setor. Houve a introdução do *price cap* (teto de preço), mecanismo através do qual o reajuste das tarifas passou a ser anual com base na inflação medida pelo Índice Geral de Preços (IGP-M)⁸. Além disso, também foram previstas revisões tarifárias periódicas nos contratos, com a finalidade de preservar o equilíbrio econômico-financeiro das concessões. Apesar de o processo de privatização já se encontrar em pleno andamento naquele momento, a introdução do marco regulatório no setor somente ocorreu a partir⁹ do ano de 1996 (Romera, 2005; Ferreira, 2000).

Ao final do ano de 2000, praticamente 70% do segmento de distribuição e 18% do segmento de geração haviam sido repassados para a iniciativa privada, cujo capital era predominantemente estrangeiro. Para uma análise das concessões ocorridas nos serviços de transmissão no Brasil, ver Hirota (2006). Mas houve uma participação relativamente pequena do segmento de geração nas privatizações do setor naquela época. Isso decorre do fato da relativa demora na implantação do novo arcabouço institucional e das dificuldades do Governo Federal em promover a desverticalização das suas empresas: Chesf, Furnas e Eletronorte.¹⁰

O período compreendido entre os anos de 1996 e 2000 foi marcado por baixos investimentos em expansão da geração de energia. Assim, de acordo com Romera (2005), bastou o evento de um cenário hidrológico desfavorável para ocorrer o estrangulamento do sistema elétrico no Brasil, mais conhecido por “apagão”. Esse fato e a ocorrência de pressões políticas contrárias ao novo modelo levaram o Governo Federal a repensar as estratégias adotadas para o setor, culminando, assim, com a interrupção do seu processo de privatizações no princípio da década de 2000. A partir de então, a configuração do sistema

⁸ Índice normalmente utilizado para correção de contratos de aluguel, tarifas públicas e planos de saúde. Sua composição resulta da combinação dos seguintes índices: Índice de Preços por Atacado-Mercado (IPA-M), Índice de Preços ao Consumidor-Mercado (IPC-M) e pelo Índice Nacional do Custo da Construção-Mercado (INCC-M), com pesos de 60%, 30% e 10% respectivamente.

⁹ Esse se deu com a aprovação da Lei nº 9.427, que deu origem à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em substituição ao DNAEE, e a Lei nº 9.648, que criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (NOS), ver Pires (1999).

¹⁰ Tais dificuldades resultaram na transferência da gestão do PND para o Ministério das Minas e Energia.

ficou definida com a maior parcela das atividades do segmento de distribuição a cargo da iniciativa privada e grande parte das atividades dos segmentos de geração e transmissão sob a responsabilidade do Estado.

O choque de demanda de energia durante o racionamento teve consequências sobre a receita das empresas e também na definição do marco regulatório. Destaca-se que esse mesmo cenário ocorreu no Chile, quando do colapso do sistema elétrico entre 1998 e 1999. Fischer e Galetovic (2001) analisam como este fenômeno foi influenciado pela regulação do setor e a estrutura de governança nas empresas pós reformas no início da década de 80.

No Brasil, como forma de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, a Lei nº 10.438/02 permitiu a implantação do mecanismo de Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE). Este mecanismo teve um impacto de 2,9% sobre as tarifas residenciais e de 7,9% sobre as industriais. Além disso, foram adotadas outras ações, como o seguro apagão, a participação da Petrobrás em investimentos e também medidas de longo prazo, com o objetivo de expandir a oferta de energia¹¹ (Romera, 2005).

3.1 Os critérios de regulação tarifária

De acordo com o marco regulatório do setor, os critérios utilizados para definir tarifas se baseiam, essencialmente, em dois pilares: (a) composição da receita requerida pelas concessionárias para viabilização da prestação dos serviços em sua área de atuação e; (b) mecanismos de atualização monetária previstos nos contratos de concessão. O primeiro critério, segundo Aneel (2005), é representado pela soma de duas partes: (a) os custos não gerenciáveis, chamada de “parcela A”, que representam mais ou menos 75% do total e; (b) os custos gerenciáveis, denominada de “parcela B”.

Dada a sua configuração, as concessionárias não possuem controle sobre a “parcela A”, seja em virtude dos seus valores e/ou quantidades, ou em função da sua própria variação no tempo. Além disso, um ponto importante que pode contribuir para gerar distorções de preço entre os estados é que, por imposição

¹¹ De uma forma geral, foram seis iniciativas: (a) intensificação do processo de desverticalização no setor; (b) diferenciação dos preços da energia entre nova e velha; (c) financiamento de projetos de energia alternativa via BNDES; (d) planejamento do setor a partir da Empresa de Pesquisa Energética (EPE); (e) criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) em substituição ao MAE e que atuaria com leilões de compra e venda de energia; e (f) universalização do acesso à energia elétrica no País através do programa “Luz para todos”.

legal, as concessionárias localizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil devem acrescentar aos seus dispêndios com a compra de energia elétrica uma cota-parte referente aos custos da produção pela Usina de Itaipu. De outro lado, apenas uma pequena parcela dos custos totais é passível de controle e administração pelas concessionárias, dada pelos custos gerenciáveis. Mesmo assim, esse pode configurar-se em uma importante fonte de desigualdade tarifária, caso existam diferenças no volume de investimentos feitos, da remuneração do capital ou da estrutura de custos com a operação entre as empresas.

Como os contratos de concessão são de longo prazo, é natural supor que, de tempos em tempos, o planejamento de custos não corresponda à realidade de mercado, em especial diante de eventos não previstos, como choques nos custos de operação e investimentos, ou então, uma flutuação cambial. Sendo assim, usar apenas a evolução dos custos de operação como determinante da tarifa pode gerar desequilíbrios econômico-financeiros nas empresas e, com isso, comprometer os investimentos futuros. É nesse sentido que o segundo critério de definição das tarifas pode contribuir para equilibrar receitas e custos. O uso deste critério segue a linha de atualização monetária a partir de três diferentes abordagens: (a) os reajustes anuais; (b) as revisões periódicas e; (c) os reajustes extraordinários. Cada um tem um motivo para ser aplicado e uma forma de mensuração.

Os reajustes anuais servem para restabelecer o poder de compra da receita obtida pelas concessionárias naqueles anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas. De acordo com a Aneel (2005), a tarifa deve ser reajustada a partir do Índice de Reajuste Tarifário (IRT). Este incide sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) e define as tarifas para um período de 12 meses à frente.

Para encontrar esse índice, é considerada a receita requerida total, dada pelo valor da “parcela A” VPA_1 e pelo valor da “parcela B” VPB_0 . Porém, essa é acrescida de um fator de atualização $(IVI \pm X)$, onde incide a evolução do IGP-M e um índice fixado pela Aneel, conhecido¹² como “fator X”. A equação 1 mostra como é calculado o IRT:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 * (IVI \pm X)}{RA_0} \quad (1)$$

¹² Cabe ressaltar que, nos anos que antecederam a primeira revisão tarifária periódica de cada concessionária, esse índice foi fixado em zero. Dessa forma, o novo valor da “parcela B” seria resultante apenas da variação do IGP-M observada nos últimos 12 meses.

Apesar do IGP-M ser um indicador que reflete o custo de produção de diversos segmentos industriais, seu uso como indexador nos reajustes tarifários do setor elétrico pode contribuir para que o mesmo não perca capacidade de investimento em um cenário de desvalorização cambial. Isso é possível, pois o IGP-M tem uma forte correlação com os movimentos da taxa de câmbio.

A divisão do numerador pelo valor da receita dos últimos doze meses, RA_0 , irá definir se o IRT será maior ou menor que um. Se $IRT=1$, então não haverá reajuste anual, uma vez que os custos evoluíram na mesma magnitude que a receita. Porém, se, na equação 1, $IRT > 1$, as tarifas serão majoradas como forma de permitir o equilíbrio nos contratos. Naturalmente, o IRT pode ser diferente entre as empresas, podendo o mesmo ser potencializado quanto maior for VPB_0 e o “fator X”, relativamente a sua receita nos últimos 12 meses.

Já discutimos como os custos gerenciáveis podem gerar essa desigualdade tarifária, cabendo abordar o “fator X”. Vale destacar que esse foi concebido com o objetivo de refletir metas de eficiência para as concessionárias, e pode ter valor positivo ou negativo, sendo composto de três elementos:

- X_e deve refletir os ganhos de produtividade esperados com o acréscimo no consumo de energia;
- X_c , que procura refletir a satisfação dos consumidores quanto à qualidade da prestação de serviços;
- X_a , que procura captar eventuais ajustes ao item custo com pessoal, contido na “parcela B”.

Uma vez que nada garante que o grau de satisfação dos consumidores seja igual entre as empresas, da mesma forma que os ganhos de produtividade, o “fator X” é importante fonte de desigualdade tarifária. A variável X_a é usada em razão da necessidade de uma adequação ao valor da remuneração da mão de obra do setor formal da economia, e também não está isento de gerar desigualdade tarifária.

De acordo com o agente regulador, as revisões periódicas visam, a partir das alterações observadas nos custos de operação e manutenção, bem como na base de remuneração do capital investido pelas concessionárias, atualizar a receita requerida pela “parcela B”. Isso é feito a partir de cinco diferentes critérios. O primeiro é usar uma empresa de referência como modelo para comparar custos. O motivo apontado em Aneel (2005) para usar essa é a constante assimetria de informações entre o órgão regulador e a empresa. Mesmo essa assimetria sendo justificável, por vezes esse critério pode ser visto como subjetivo e sujeito a potencializar a desigualdade tarifária entre os estados.

O segundo critério de definição do reajuste é a remuneração dos investimentos definidos como prudentes, forma de manter uma adequada reposição do capital. Novamente, um ponto que pode gerar desigualdades tarifárias quanto

maior for a diferença entre o estoque de capital das empresas e a idade média dos equipamentos. Em empresas onde a depreciação é maior, essa cota será maior, exatamente como forma de permitir que a mesma recupere seu investimento e, dessa forma, ela deverá ter um reajuste maior na tarifa.

O terceiro critério é definido por uma taxa de remuneração que seja considerada adequada, usando o modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM). Nesse caso, a base de comparação é o risco do mercado financeiro. Aqui, há menos espaço para se ter desigualdade tarifária, pois é usada uma taxa de risco internacional igual para todas as empresas.

O quarto critério define apenas qual é a diferença que deve existir entre o capital próprio e de terceiros, considerando como referência o modelo de empresas de outros países. Aqui, pode surgir uma desigualdade tarifária entre as empresas se, em algum momento, essa relação for muito diferente, ou seja, a forma como uma empresa escolhe fazer investimentos no presente pode influenciar na definição da tarifa no futuro.

O último critério define a base de remuneração do capital, onde são usados os ativos que estejam diretamente relacionados com a atividade fim da concessionária e avaliados a preços de mercado. Uma desigualdade pode surgir desse critério, se há uma defasagem grande entre as empresas no que diz respeito à necessidade de se fazer investimentos. Destaca-se que, além dessa recomposição, com base nos cinco critérios acima definidos, os reajustes periódicos também definem o “fator X”, que incide nos ciclos de revisão tarifária definidos nos contratos de concessão.

Por fim, o terceiro item de atualização monetária são os reajustes extraordinários. Esses permitem que a agência reguladora possa, a qualquer tempo, promover a revisão das tarifas, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro das concessões em casos de alterações significativas e não previstas nos custos das concessionárias. Destaca-se que esse foi o mecanismo utilizado para recomposição da receita das concessionárias em decorrência do racionamento de energia elétrica em 2001.

Como pode ser visto a partir dos critérios de definição das tarifas utilizados pela Aneel, as fontes de desigualdade tarifária podem ser várias. Em primeiro lugar, devemos admitir que seja pouco provável que se tenha equidade na receita requerida pela “parcela B” das concessionárias, a ser atualizada nas revisões periódicas. Isso porque tanto as alterações nos valores da base de remuneração do capital investido quanto as modificações nos custos de operação e manutenção dificilmente serão idênticas entre elas. Ademais, existem diferenças de salários entre as regiões no Brasil, e os custos dos materiais e de serviços de terceiros também divergem.

Além disso, mesmo que os custos não gerenciáveis, correspondentes à receita requerida pela “parcela A”, sejam similares entre as concessionárias, o próprio “fator X”, a ser aplicado sobre a variação do IGP-M sobre a “parcela B” nos reajustes tarifários anuais, possivelmente também irá diferir entre elas. Dessa forma, não surpreende que o valor das tarifas entre as concessionárias seja diferente e, por consequência, entre os estados brasileiros ou, ainda, entre as regiões de um mesmo estado¹³.

4 As implicações do novo modelo institucional para o Rio Grande do Sul

O novo arcabouço institucional também trouxe implicações para os estados brasileiros. No Rio Grande do Sul especificamente, além das mudanças estruturais decorrentes da privatização parcial do setor em 1997, um novo cenário foi sendo construído ao longo do tempo: o da desigualdade tarifária regional entre as concessionárias locais. Até meados da década de 90, a distribuição de energia elétrica no Estado esteve sob responsabilidade da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), além de mais outras cinco concessionárias¹⁴ e 15 cooperativas de eletrificação rural. Porém, a CEEE atendia, aproximadamente, 95% de todo o mercado consumidor no Estado, o que resultou em tarifas homogêneas para uma mesma classe de consumo em, praticamente, todos os municípios (RS, 2009).

O primeiro sinal de mudança dessa realidade surge ao findar o ano de 1996, quando o Governo Estadual foi autorizado, mediante a Lei nº 10.900, a promover a reestruturação societária da CEEE. Dessa reestruturação, emergiram seis subsidiárias: duas do segmento de geração — uma hídrica e outra térmica; uma do segmento de transmissão; três do segmento de distribuição — Sul-Sudeste, Centro-Oeste e Norte-Nordeste; e uma controladora das demais citadas (CEEE (2009)).

Em outubro de 1997, através de leilão público, ocorreu a venda das suas subsidiárias Centro-Oeste e Norte-Nordeste, respectivamente, para as empresas mais tarde denominadas de AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (AES

¹³ De acordo com a Aneel (2008), em 2008, o valor da tarifa residencial no Brasil variou entre R\$ 199,05 e R\$ 436,62, o que se traduz numa desigualdade tarifária que atinge 119,35%.

¹⁴ Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DEMEI); Centrais Elétricas de Carazinho (Eletrocar); Hidrelétrica Panambi (Hidropan); Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda. (Uhenpal) e Muxfeldt Marin & Cia. Ltda.

Sul) e Rio Grande Energia S/A (RGE). Segundo a Aneel (2008), a AES Sul e a RGE celebraram, de imediato, os contratos de concessão para prestação de serviços públicos com a União, conforme estabelecido pela Lei nº 9.074/95. Já a CEEE viria a celebrar o referido contrato com a União somente no ano de 1999. A partir de então, a CEEE passou a dividir o seu antigo mercado de distribuição de energia com mais duas empresas privadas: a AES Sul e a RGE. Essa divisão foi da ordem de 1/3 daquele mercado, para cada concessionária, sendo que a participação das demais empresas no segmento de distribuição se manteve inalterada.

A nova divisão regional do setor elétrico gaúcho, aliada às mudanças institucionais do setor em âmbito nacional, abriu caminho para a ocorrência da desigualdade tarifária regional no Rio Grande do Sul. Destaca-se que esta desigualdade foi agravada, principalmente, pelos critérios de regulação tarifária adotados pela Aneel apresentados na seção anterior.

Um aspecto importante é que, no ato da celebração dos contratos com a União, as concessionárias reconheceram que o conjunto das tarifas vigentes à época era plenamente suficiente para viabilização da prestação dos serviços objeto da concessão. Dessa forma, a função dos mecanismos de atualização tarifária é de, simplesmente, preservar o equilíbrio econômico-financeiro dessas concessões ao longo do tempo. Assim, a existência de uma eventual desigualdade tarifária entre as concessionárias poderá ser perfeitamente identificada, avaliando-se as variações das tarifas destas últimas no momento da aplicação dos referidos mecanismos de atualização.

Essa investigação prescinde de quatro aspectos: (a) que a vigência das concessões dessas concessionárias seja a mesma; (b) que os valores iniciais das tarifas no ato da concessão sejam iguais; (c) que os prazos dos reajustes tarifários anuais sejam coincidentes; (d) que os prazos das revisões tarifárias periódicas também sejam idênticos.

Esses pré-requisitos praticamente inviabilizam a consideração da CEEE para efeitos da análise em questão. Isso porque a celebração do contrato de concessão possui datas diferentes entre a CEEE e as concessionárias, e tanto os prazos dos reajustes tarifários anuais quanto os das revisões tarifárias periódicas da CEEE também diferem dos respectivos prazos das outras duas concessionárias. De qualquer forma, apenas para fins comparativos, ao final deste artigo são apresentadas as tarifas da CEEE.

Também cabe destacar que será desnecessária uma análise individual sobre a variação do valor das tarifas de cada classe de consumo. Isso porque, de acordo com a Aneel (2009), essa variação é válida para o conjunto das tarifas. Ou seja, não se está preocupado com o valor absoluto da tarifa e sim com sua

evolução no tempo. Dessa forma, optou-se pela utilização das tarifas da classe de consumo residencial como referência.

De acordo com a AnelNNEL(2008), nos contratos de concessão da AES Sul e da RGE, ficou estabelecido que o mês base do primeiro reajuste anual seria um ano após o último reajuste efetuado pela CEEE, ou seja, no mês de abril de 1998. Os reajustes subsequentes dar-se-iam nos anos imediatamente posteriores ou após as revisões periódicas que o tenham substituído. Quanto às revisões periódicas, ficou determinado que a primeira fosse realizada um ano após o quinto reajuste anual concedido, sendo que as revisões subsequentes se dariam a cada cinco anos¹⁵. Nesse período, foram dois ciclos completos de reajustes anuais: um entre 1997 e 2002 e outro de 2004 a 2007. Além disso, houve duas revisões periódicas: uma em 2003 e outra em 2008.

No início do processo de concessão, o primeiro ciclo de reajuste anual no Rio Grande do Sul produziu pouca diferença de tarifa entre as duas concessionárias. Com base nos critérios definidos pela Aneel, no que tange à “parcela A”, entende-se que tanto a variação dos encargos setoriais quanto dos de transmissão tende a ser equilibrada entre as concessionárias, mesmo porque esses encargos são iguais para as mesmas. Dessa forma, salvo ocorra alguma diferença significativa nos custos da energia adquirida entre essas concessionárias, a variação da receita requerida pela “parcela A” das mesmas deverá ser semelhante.

De outro lado, tendo em vista que a variação do IGP-M será o mesmo no caso das concessionárias aqui analisadas e que o “fator X” no primeiro ciclo de reajustes anuais foi definido como igual a zero, a expectativa é de que a variação da receita requerida pela “parcela B” das mesmas também seja idêntica. De fato, foram poucas as possibilidades de os reajustes tarifários anuais exercerem alguma influência considerável sobre a desigualdade tarifária dessas concessionárias, ao menos, nesse primeiro ciclo, que vai de 1997 a 2002. Como pode ser visto na Tabela 1, as variações das tarifas residenciais da AES Sul e da RGE foram, respectivamente, de 75,61% e 72,95%. Uma desigualdade de apenas 1,54% ao final desse ciclo em 2002.

¹⁵ No caso da CEEE, o mês base estabelecido para o primeiro reajuste anual foi outubro de 2000, sendo que os demais seriam nas mesmas condições das concessionárias AES Sul e RGE. Já a primeira revisão tarifária periódica seria realizada um ano após o quarto reajuste anual concedido, sendo que as subsequentes deveriam ocorrer a cada quatro anos.

Tabela 1

Primeiro ciclo de revisões anuais das tarifas de energia elétrica residencial das concessionárias do RS — 1997-2002

DISCRIMINAÇÃO	AES SUL (R\$/MWh)	RGE (R\$/MWh)	DESIGUALDADE TARIFÁRIA (%)
1997	134,59	134,59	0,00
2002	236,36	232,78	1,54
Variação no período (%)	75,61	72,95	-

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

No ano seguinte, em 2003, foi feita a primeira revisão tarifária periódica. Vale destacar que, ao contrário dos reajustes anuais, existem grandes possibilidades de as revisões periódicas influenciarem uma desigualdade tarifária entre as concessionárias. Primeiro, porque é pouco provável que haja uma unanimidade entre as mesmas quanto às decisões de investimento, o que resulta no fato de as variações na base de remuneração do capital dessas concessionárias dificilmente serem idênticas. E, segundo, porque a variação das despesas de operação e manutenção é ainda mais difícil de ser compatível entre essas concessionárias.

Entre os anos de 2002 e 2003, houve uma variação nas tarifas residenciais das concessionárias AES Sul e RGE, respectivamente, de 13,94% e de 28,40% (Tabela 2). Tal diferença contribuiu não apenas para aumentar a desigualdade tarifária do ciclo anterior como também para revertê-la entre as duas concessionárias. De acordo com a Aneel (2009), o “fator X” aplicado ao IGP-M nos reajustes anuais anteriores a essa primeira revisão periódica foram fixados, respectivamente, em 1,82% para a AES SUL e 1,72% para a RGE.

A partir de 2003, passa a vigorar o segundo ciclo de reajustes tarifários anuais, que duraria até 2007. A única mudança no segundo ciclo de reajustes anuais com relação ao primeiro está relacionada ao “fator X” na atualização da receita requerida pela “parcela B”. Segundo a Aneel (2009), esse foi recalculado¹⁶ e fixado de forma diferente entre as duas concessionárias, como mostra a Tabela 3.

¹⁶ Os componentes X_c e X_a seriam recalculados em todos os reajustes anuais.

Tabela 2

Primeira revisão periódica das tarifas de energia elétrica residencial das concessionárias do RS — 2002-03

DISCRIMINAÇÃO	AES SUL (R\$/MWh)	RGE (R\$/MWh)	DESIGUALDADE TARIFÁRIA (%)
2002	236,36	232,78	1,54
2003	269,31	298,90	10,99
Variação no período (%)	13,94	28,40	-

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

Tabela 3

Parâmetros fixados para o “fator X” que atuariam no RS em 2004

CONCESSIONÁRIAS	X_e	X_c	X_a	“FATOR X”
AES Sul	1,07	0,65	-0,29	1,5275
RGE	1,12	0,39	-0,29	1,2237

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

De qualquer forma, essa é uma pequena distorção e que não seria suficiente para exercer uma influência significativa na desigualdade tarifária das duas empresas. Dessa forma, ocorreu que os resultados verificados nesse segundo ciclo de reajustes anuais ficaram bastante próximos aos observados no primeiro ciclo. A Tabela 4 mostra que, no período compreendido entre os anos de 2003 e 2007, as variações das tarifas residenciais das duas concessionárias foram, respectivamente, de 8,12% e 10,32%. Essas variações resultaram em mais um acréscimo de 2,26 pontos percentuais na desigualdade tarifária, a qual passou de 10,99% em 2003 para 13,25% em 2007.

Por fim, tem-se a segunda revisão tarifária periódica, feita em 2008. Além das considerações feitas na primeira revisão em 2003, a empresa de referência utilizada como parâmetro pela Aneel frente aos dados fornecidos pelas concessionárias, à época da revisão periódica, também tem-se mostrado

insuficiente para garantir uma razoável uniformidade da receita requerida pela “parcela B” entre as duas empresas.

Tabela 4

Segundo ciclo de revisões anuais das tarifas de energia elétrica residencial das concessionárias do RS — 2003-07

DISCRIMINAÇÃO	AES SUL (R\$/MWh)	RGE (R\$/MWh)	DESIGUALDADE TARIFÁRIA (%)
2003	269,31	298,90	10,99
2007	291,17	329,74	13,25
Variação no período (%)	8,12	10,32	-

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

Como mostra a Tabela 5, no ano de 2008, ocorreu um significativo aumento da desigualdade tarifária entre as concessionárias, o qual foi de 22,59 pontos percentuais, passando de 13,25% em 2007 para 35,84%. Isso se deve ao fato de que as variações nas tarifas residenciais dessas concessionárias no referido período foram extremamente diferentes. Ou seja, enquanto houve uma variação positiva de 8,60% para a RGE, ocorreu uma variação negativa para a AES Sul de -9,46%.

Tabela 5

Segunda revisão periódica das tarifas de energia elétrica residencial das concessionárias do RS — 2007-08

DISCRIMINAÇÃO	AES SUL (R\$/MWh)	RGE (R\$/MWh)	DESIGUALDADE TARIFÁRIA (%)
2007	291,17	329,74	13,25
2008	263,62	358,11	35,84
Variação no período (%)	-9,46	8,60	-

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

Fica evidente que a segunda revisão tarifária periódica exerceu uma significativa influência sobre a desigualdade tarifária então vigente no Rio Grande do Sul, no ano de 2008. Em síntese, conforme mostra a Tabela 6, a participação total das revisões periódicas na desigualdade tarifária das concessionárias foi de 32,07 pontos percentuais, enquanto que a participação total dos reajustes anuais na referida desigualdade foi de apenas 3,77 pontos percentuais. Isso indica que a influência na atual desigualdade tarifária entre essas concessionárias foi exercida, principalmente, pelas revisões tarifárias periódicas.

Tabela 6

Participação dos mecanismos de atualização na desigualdade tarifária das concessionárias do RS — 1997-2008

DISCRIMINAÇÃO	REAJUSTES ANUAIS	REVISÕES PERIÓDICAS	TOTAL
1997-2002	1,54	-	1,54
2003	-	9,48	9,48
2003-2007	2,26	-	2,26
2008	-	22,59	22,59
Total	3,80	32,7	35,87

FONTE: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

A partir disso, tendo em vista que as revisões tarifárias periódicas consistem apenas da atualização da receita requerida pela “parcela B” das concessionárias, é possível afirmar que a desigualdade entre as tarifas das mesmas são decorrentes, principalmente, das diferentes variações dos seus custos gerenciáveis ao longo dos períodos. Em outras palavras, essa desigualdade tarifária resulta das diferenças de composição da “parcela B”, a saber: (a) diferentes despesas de operação, como gastos com pessoal, material ou serviços de terceiros; (b) diferenças nas despesas com capital, seja na depreciação ou na remuneração do capital investido; (c) outras despesas, como, por exemplo, investimentos em pesquisa e desenvolvimento e gastos com programas de eficiência.

Contudo, levando em consideração a aplicação do conjunto desses mecanismos ao longo de todo o período analisado, inclusive para a CEEE, nota-se a influência exercida pelos critérios de regulação adotados pela Aneel na

atual desigualdade tarifária entre as três maiores concessionárias do Rio Grande do Sul. Entre 1997 e 2008, as três concessionárias apresentaram variações totalmente diferentes no que tange à evolução do valor das suas tarifas residenciais¹⁷.

Destaca-se, ainda, que a referida desigualdade tarifária entre essas concessionárias também atinge as demais classes de consumo do grupo baixa tensão, ou seja, dos consumidores que são atendidos nas tensões de até 2,3 KV. Conforme ilustra a Tabela 7, há uma considerável variação nas tarifas das classes de consumo residencial, industrial e rural praticadas pelas concessionárias do setor elétrico gaúcho, que chega a ser de 35%.

Tabela 7

Tarifas de energia elétrica das concessionárias (grupo baixa tensão)
do RS — dez./2008

CLASSES DE CONSUMO	AES SUL (R\$/MWh)	CEEE (R\$/MWh)	RGE (R\$/MWh)	DESIGUALDADE TARIFÁRIA (1) (%)
Residencial	263,62	306,42	358,11	35,84
Industrial	263,23	305,98	357,61	35,84
Rural	181,11	210,50	246,03	35,84

FONTE: AES Sul.

CEEE.

RGE.

NOTA: Os tributos não foram contemplados.

(1) RGE/AES Sul.

Em última análise, é claramente perceptível que ocorre uma diferença de gestão entre essas concessionárias quanto às suas decisões de investimento em operação e manutenção do sistema elétrico na sua respectiva área de atuação, cujo impacto nas tarifas está previsto na regulação do setor. Portanto, da forma em que está posto, não se pode afirmar que a desigualdade tarifária vigente no setor elétrico do Rio Grande do Sul decorre de motivações políticas ou de razões pontuais, mas sim resulta de distorções causadas pelos critérios adotados pela Aneel para a regulação das tarifas do setor.

¹⁷ Os reajustes foram de 95,87% para a AES Sul, de 127,67% para a CEEE e de 166,07% para a RGE.

5 Considerações finais

A mudança no cenário internacional, decorrente da elevação da taxa de juros no final da década de 70, trouxe reflexos para a condução da política macroeconômica de diversos países, em especial do Brasil, afetando negativamente vários setores da economia. No setor elétrico especificamente, a utilização das tarifas pelo Governo Federal para contenção do processo inflacionário e pelas empresas estatais para captação de recursos no exterior, durante a década de 80, resultou no endividamento e na significativa redução da capacidade de investimento do setor nesse período.

Esses fatos levaram ao esgotamento do modelo institucional estatal no princípio da década de 90, ensejando a proposta de uma nova estrutura para o setor. Essa se caracterizava pela gradativa e parcial introdução da iniciativa privada em substituição à presença do Estado nas atividades do mesmo. Sua implementação, a partir de meados dos anos 90, incorreu numa profunda reestruturação do setor, como as privatizações e a adoção de um marco regulatório. Porém, as incertezas de sucesso desse novo modelo ainda eram muitas, e foram potencializadas com a relativa demora no funcionamento de um mercado atacadista de energia e com a crise cambial ocorrida em 1999. Tal cenário contribuiu para retrain os investimentos em geração, culminando no estrangulamento do sistema no final da década de 90. Tais fatores fizeram com que o Governo Federal repensasse essa estratégia, e as privatizações e concessões foram interrompidas no início da década de 2000. E sob esse prisma desenha-se o atual modelo institucional do setor elétrico no Brasil, com a atuação conjunta do Estado e da iniciativa privada no exercício das atividades do mesmo.

As reformas trouxeram importantes implicações nas políticas tarifárias regionais. No caso do Rio Grande do Sul, além das mudanças estruturais decorrentes da privatização parcial do setor elétrico em 1997, o Estado também passou a conviver com uma nova realidade: a desigualdade tarifária regional.

A partir da identificação dos critérios utilizados pela agência reguladora para composição das tarifas de energia elétrica, bem como dos mecanismos empregados para sua atualização ao longo do tempo, efetuou-se uma análise sobre a variação das tarifas residenciais no momento da aplicação dos referidos mecanismos de atualização tarifária para as concessionárias AES Sul e RGE. Os resultados sinalizam que a maior parte da origem dessa desigualdade, que chegou a 35% na revisão periódica de 2008, reside na composição de uma parcela da receita requerida e que está relacionada ao que se denomina de custos gerenciáveis por parte das concessionárias.

Dada a amplitude desse componente da tarifa, vários são os fatores apontados, como, por exemplo, diferenças de despesas com operação, como

gastos com pessoal, ou serviços de terceiros; despesas com depreciação ou remuneração do capital investido; ou investimentos em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência. Em síntese, essa desigualdade tarifária resulta, principalmente, das diferenças de gestão entre essas concessionárias quanto às suas decisões de investimento em operação e manutenção do sistema elétrico na sua respectiva área de atuação.

Corrigir esses pontos e, ao mesmo tempo, preservar as diferenças regionais, não onerar de forma excessiva os consumidores, permitir a remuneração das distribuidoras e incentivar os investimentos na melhoria da eficiência nos serviços prestados, passa a ser o maior desafio da agência reguladora.

Os resultados aqui apontados abrem espaço para a investigação sobre os fatores que também deram origem a desequilíbrios tarifários em outros estados e entre as regiões do Brasil. Além disso, outra sugestão de pesquisa futura é mensurar os impactos que esses possam ter sobre a distribuição de renda e a alocação de investimentos das empresas, e estimar as elasticidades preço-demanda entre classes de renda para investigar como as mudanças de preços afetam as decisões de consumo das famílias.

Referências

AES-Sul. Disponível em: <<http://www.aessul.com.br/site/home>>. Acesso em: 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ReajusteTarifario/>>. Acesso em: 02 jun. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA — ANEEL. Tarifas de fornecimento de energia elétrica. **Cadernos Temáticos ANEEL**, v. 4, 2005.

APERGIS, N.; PAYNE, J. E. Energy consumption and economic growth in Central América: evidence from a panel cointegration and error correction model. **Energy Economics**, v. 31, p. 211-216, 2009.

BACON, R. W. **A scorecard for energy reform in developing countries, public policy for the private sector**. Washington: World Bank, 1999. (Note n. 175).

BNDES. **Privatizações no Brasil: 1990-1994/1995-2002**. Brasília, 2002.

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

CARNEIRO, R. **Estado, mercado e o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro**. Tese (Doutorado)-Faculdade de Ciências Humanas Sociologia e Política, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2000.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA — CEEE. Disponível em: <<http://www.cee.com.br/pportal/cee/Component/Controller.aspx?CC=3237>>. Acesso em: 2008; 09 jun. 2009.

DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA — AES SUL. Disponível em: <<http://www.aessul.com.br>>. Acesso em: 07 jun. 2008.

FERREIRA, C. K. L. **Privatização do setor elétrico no Brasil**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. (BNDES 50 Anos — Histórias Setoriais).

FILNER, D.; PRITCHETT, L. **The effect of household wealth on educational attainment around the world: demographic and health survey evidence**. Washington: World Bank, 1998.

FISCHER, R.; GALETOVIC, A. **Regulatory governance and Chile's 1998-99 electricity shortage**. Washington: World Bank, 2001. (Policy Research Working Paper, n. 2704).

GOMES, A. C. S. et al. **O setor elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002. (BNDES 50 Anos — Histórias Setoriais).

HIROTA, H. H. **O mercado de concessões de transmissão de energia elétrica no Brasil**. Dissertação (Mestrado)-Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2006.

JAMASB, T. et al. **Electricity sector reform in developing countries: a survey of empirical evidence on determinants and performance**. Washington: World Bank, 2005. (Policy Research Working Paper, n. 3549).

JOSKOW, P. L. California's electricity crises. **Oxford Review of Economic Policy**, v. 17, n. 3, p. 365-388, 2001.

JOSKOW, P. L. Electricity sector restructuring and competition: a transaction-cost perspective. In: BROUSSEAY, E.; GLACHANT, J. M. **The economics of contracts**. Cambridge: Cambridge Univ., 2002.

KERKELÄ, L. **Distortion costs and effects of price liberalization in Russian energy markets**: A CGE analysis. Finland: Institute for Economies in Transition, 2004. (BOFIT Discussion papers, 2).

KHANDKER, S. R.; BARNES, D. F.; SAMAD, H. A. **Welfare impacts of rural electrification**: a case study from Bangladesh. Washington: World Bank, 2009. (Policy Research Working Paper, n. 4859).

LAFFONT, J. J.; TIROLE, J. **A theory of incentives in procurement and regulation**. Cambridge: MIT, 1993.

LORENZO, H. C. **O setor elétrico brasileiro**: reavaliando o passado e discutindo o futuro. São Paulo: PPG UNIARA, 2002.

MELLO, H. C. F. **Setor elétrico brasileiro**: visão política e estratégica. Rio de Janeiro: Escola Superior de Guerra, 1999.

NAGAYAMA, H. Electric power sector reform liberalization models and electric power prices in developing countries: an empirical analysis using international panel data. **Energy Economics**, v. 31, p. 463-472, 2009.

OLIVEIRA, A. **Privatização do setor elétrico**: dilemas e opções. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 1996.

PIMENTEL, R. F. **Setor elétrico brasileiro em transição**: regulamentação e mercado. Rio de Janeiro: PPG UFF, 2001.

PIRES, J. C. L. **O processo de reformas do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 1999. (BNDES 50 Anos — Histórias Setoriais).

POLLITT, M. Electricity reform in Argentina: lessons for developing countries. **Energy Economics**, v. 30, p. 1536-1567, 2008.

RAVALLION, M. **Evaluating anti-poverty programs**. Washington: World Bank, 2005. (Policy Research Working Paper, n. 3625).

RIO GRANDE DO SUL. Secretaria de Planejamento e Gestão. Disponível em: <<http://www.scp.rs.gov.br/atlas/atlas.asp?menu=565>>. Acesso em: 01 jun. 2009.

RIO GRANDE ENERGIA — RGE RS. Disponível em: <<http://www.rge-rs.com.br>>. Acesso em: 07 jun. 2008.

ROMERA, R. S. **Análise do novo modelo do setor elétrico a partir de 2003**. São Paulo: Fundação Santo André, 2005.

SANTOS, G. A. G. et al. Por que as tarifas foram para os céus? Propostas para o setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, 2008.

SAPPINGTON, D. E.; STIGLITZ, J. E. Information and regulation. In: BAILEY, E. E. (Ed.). **Public regulation**: new perspectives on institutions and policies. Cambridge: MIT, 1987.

SAUMA, E. E.; OREN, S. S. Do generation firms in restructured electricity markets have incentives to support social-welfare-improving transmission investment? **Energy Economics**, v. 31, p. 676-689, 2009.

STEINER, F. Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry. **OECD Economic Studies**, n. 32, 2001.

