

Política energética e desigualdades regionais na economia brasileira

Gervásio F. Santos*

Resumo

O objetivo da tese de doutorado foi avaliar os impactos regionais de longo prazo da política tarifária do setor elétrico brasileiro. As reformas estruturais nesse setor determinaram o surgimento de duas diferentes tendências de distribuição espacial das tarifas de energia elétrica entre os estados brasileiros entre 1995 e 2008: uma de convergência e outra de dispersão espacial. Esta última vem sendo influenciada pelas características espaciais da economia brasileira, como elevada concentração espacial e distribuição hierárquica de grandes mercados no espaço. A desigualdade tarifária está surgindo por meio do regime tarifário *price-cap*, que prevê o repasse de ganhos de produtividade aos consumidores nos ciclos de revisão tarifária. Com base nesses elementos, foi construído um modelo inter-regional de equilíbrio geral computável para análise de política energética, o modelo Energy-BR. As simulações mostraram que as ligações de

* Doutor em Economia pelo Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (IPE/USP), professor adjunto do Departamento de Economia da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e pesquisador do Núcleo de Economia Regional e Urbana da USP (NEREUS). Este artigo é uma síntese da tese de doutorado do autor, defendida no Departamento de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, em 2010, orientada pelo prof. dr. Eduardo Amaral Haddad, e que obteve o primeiro lugar no 32º Prêmio BNDES de Economia. O autor agradece ao Programa de Pós-Graduação em Economia da FEA-USP, ao apoio financeiro da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPÉ) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq). O trabalho contou com a estrutura de pesquisa e colaboração dos pesquisadores do Núcleo de Economia Regional e Urbana da USP (NEREUS), do Regional Economics Applications Laboratory (REAL) da University of Illinois Urbana-Champaign (UIUC), nos Estados Unidos, e co-orientação do prof. Geoffrey J. D. Hewings. Este artigo é de exclusiva responsabilidade do autor, não refletindo, necessariamente, a opinião do BNDES.

insumo-produto, a heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica e os diferenciais regionais de substituição energética estão entre os principais determinantes dos impactos espaciais da variação no preço da energia elétrica. Por outro lado, a dispersão espacial nas tarifas de energia elétrica pode estar contribuindo marginalmente para reduzir o PIB real nacional e aumentar as desigualdades regionais no Brasil.

Abstract

The objective of this dissertation is to evaluate the long-run regional impacts of tariff policy of the Brazilian electric power sector. The structural reforms carried on this sector determined the emergence of two different spatial distribution trends of the electric power tariffs among the Brazilian states: one of convergence and another of spatial divergence. The regional dispersion of tariffs is being influenced by the spatial features of the Brazilian economy, which is marked by the high degree of spatial concentration and the hierarchical distribution of large markets on the space. In spite of this, the electric power price differentials in Brazil tend to be determined by the market size differentials, which provide different conditions for gains from economies of scale by the electric power distribution companies. Based on these elements and in the fact that electric power is an important input for the production process, an Interregional Computable General Equilibrium model for energy policy analysis was built. The simulations showed that the input-output linkages, the spatial heterogeneity of the electric power intensity and the regional energy substitution differentials are the main determinants of spatial impacts of electric power price changes in Brazil. On the other hand, the recent trend of spatial divergence of the electric power prices may be contributing to reduce the national real GDP and to increase the regional inequalities in Brazil.

Introdução

O setor elétrico brasileiro passou por um processo de reestruturação na década de 1990. Como parte da reestruturação, foi implementada uma nova política tarifária, baseada no regime de preço-teto, também conhecido na literatura como *price-cap*. Dessa nova política, surgiram duas trajetórias de distribuição relativa das tarifas de energia elétrica entre os estados brasileiros, entre 1995 e 2008: uma de convergência e outra de dispersão espacial das tarifas. A primeira trajetória resultou do realinhamento tarifário e da recomposição financeira do setor elétrico, enquanto a segunda, da política tarifária de repasse de ganhos de produtividade das distribuidoras aos consumidores finais. Este trabalho parte do pressuposto de que essas tendências podem ser avaliadas no contexto das desigualdades regionais brasileiras por meio de métodos de análise da Ciência Regional.

A energia elétrica é um insumo básico para a atividade produtiva e um bem de consumo essencial para a manutenção de um determinado padrão de bem-estar. Desse modo, a hipótese levantada neste trabalho é que, no longo prazo, considerando a mobilidade de insumos e fatores de produção entre setores e regiões por meio das ligações de insumo-produto, a heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica e os diferenciais regionais de substituição energética, a política tarifária em vigor no setor elétrico pode implicar a exacerbação dos desequilíbrios regionais na economia brasileira. Essa preocupação surge mediante a evidência de formação de novos padrões de distribuição espacial das tarifas de energia elétrica. Logo, a tese apresenta o seguinte problema de pesquisa: quais os impactos regionais da evolução relativa das tarifas médias de energia elétrica entre os estados brasileiros no período 1995-2008?

A reflexão sobre o problema apontado sugere alguns desafios quanto à estrutura teórica e analítica. A Ciência Regional tem aprimorado nos últimos anos um instrumental teórico e analítico que permite introduzir relações espaciais entre os agentes econômicos.

Com essa estrutura, é possível explicar questões importantes, como a concentração da atividade econômica, por meio dos custos de transporte e economias de aglomeração. Além disso, a análise dos impactos provenientes de choques nos setores de energia requer atenção sobre os setores intensivos em energia. Logo, com base nas inter-relações setoriais e espaciais entre os agentes, é possível identificar a mobilidade de fatores em função de choques nos preços de energia. Por outro lado, as economias de aglomeração presentes no espaço econômico brasileiro podem exacerbar ou atenuar os desequilíbrios regionais, já que essas próprias economias podem determinar a heterogeneidade da oferta de energia. A necessidade de incluir essas questões em uma estrutura analítica fez a estratégia empírica da tese ficar centrada na construção de um modelo Inter-regional de Equilíbrio Geral Computável (IEGC) para a análise dos impactos do padrão de evolução espacial das tarifas de energia sobre a atividade econômica.

Além desta introdução, o artigo é composto de mais cinco seções. Na Seção 2 é realizada uma análise das reformas estruturais e do padrão de dispersão espacial das tarifas de energia elétrica. Na Seção 3, é elaborado o referencial teórico-metodológico da tese. A Seção 4 mostra as principais características do modelo Energy-BR. Na Seção 5 é definida a estratégia de implementação dos choques exógenos no preço da energia elétrica e os resultados das simulações. Finalmente, na Seção 6 são expostas as considerações finais.

Reformas estruturais e a política tarifária do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro ainda está ajustando-se a um conjunto de reformas, iniciadas em 1993, que tiveram como objetivo criar condições para a ampliação dos investimentos privados no setor, no âmbito de um conjunto de reformas liberalizantes na economia brasileira. Com o início das privatizações do setor em 1995, surge a necessidade de novos arranjos institucionais. Em 1996, foi criada

a Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica,¹ para ser o órgão regulador do setor no âmbito federal, seguindo o modelo de regulação dos demais setores prestadores de serviços públicos. A mesma lei que criou a Aneel² também estruturou o setor elétrico brasileiro em áreas de: (i) produção (geração); (ii) transmissão em alta tensão; (iii) distribuição para atendimento aos consumidores finais; e (iv) vendas no varejo aos consumidores finais (comercialização) [Landi (2006)]. As funções da Aneel seriam a regulação e a fiscalização dos agentes nessa nova estrutura, a realização de licitações para novas concessões e a fixação de critérios e estabelecimentos de reajustes tarifários nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Outras importantes decisões ocorreram em 1998,³ tais como: a reestruturação da Eletrobras e de suas subsidiárias, a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)⁴ e a constituição do Operador Nacional do Sistema (ONS). Com o setor elétrico dotado de uma nova organização industrial, a próxima etapa seria o estabelecimento do formato institucional para o funcionamento do setor, em particular a regulação tarifária.

A regulação tarifária do setor elétrico

Até 1993, em uma estrutura verticalizada com a predominância de monopólios públicos estatais, as tarifas de energia elétrica eram baseadas no custo de produção e equalizadas geograficamente em todo território nacional. A partir desse ano,⁵ foram introduzidos os conceitos de regime tarifário de “serviço pelo preço” e “equilíbrio-econômico financeiro”. As tarifas passaram a ser fixadas no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública. As regras

¹ Embora criada em 1996, a Aneel iniciou suas operações somente em 1997 [Rego (2007)].

² Lei 9.427/1996.

³ Medida Provisória 1.531/1998.

⁴ O MAE foi substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

⁵ Leis 8.987/1995 e 9427/1996

de revisão foram estabelecidas nos editais dos contratos de licitação, considerando o equilíbrio econômico-financeiro inicial das empresas vencedoras, as regras de participação no mercado e a obrigação mínima de investimentos [Lorenzo (2002); Aneel (2005)]. Coube à Aneel regular as tarifas cobradas pelas distribuidoras de energia elétrica, bem como garantir seu equilíbrio econômico-financeiro.

Para a tarifa de varejo da distribuição, foi implementado o método de regulação por incentivos, por meio do *price-cap*.⁶ Nesse método, a Aneel estipula um preço inicial limite a ser cobrado pela distribuidora, que permanece até o reajuste tarifário subsequente. O reajuste é feito sobre uma base anual, mediante um índice geral de preços menos um fator X de produtividade, fixado pelo regulador. O *price-cap* faz refletir na tarifa os elementos de um mercado competitivo ao permitir que ganhos de produtividade sejam apropriados tanto pelas distribuidoras quanto pelos consumidores. A distribuidora pode internalizar qualquer ganho de produtividade entre as revisões tarifárias, acima e abaixo do fator X, o que funciona como um incentivo pela busca da eficiência. O consumidor também se apropria de ganhos de produtividade, pois quanto maior for o fator X fixado pelo regulador, menor será o reajuste anual da tarifa. Os custos não gerenciáveis das distribuidoras são transferidos diretamente para as tarifas [Aneel (2005)].

Para implementar o regime de *price-cap*, além do reajuste tarifário anual destinado a restabelecer o poder de compra da receita das distribuidoras, a Aneel realiza a revisão tarifária periódica, implementada geralmente depois de um período de três ou quatro anos, definidos nos contratos de concessão inicial, com o objetivo de monitorar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Nesse processo é calculado o reposicionamento tarifário e o estabelecimento de um novo fator X, que foi fixado igual a zero, antes da primeira revisão. Até o momento, foram realizados dois ciclos de revisão tarifária: o primeiro no período 2003-2004 e o segundo em 2007-2008.

⁶ Sobre o surgimento do *price-cap*, ver Littlechild (1983).

No processo de regulação tarifária, a Aneel também eliminou os subsídios cruzados entre as classes de consumo e os contratos especiais de fornecimento para alguns grandes consumidores, estabelecidos na década de 1980. Esses dois mecanismos eram responsáveis por grande parte das distorções tarifárias entre as classes de consumo e entre as regiões brasileiras. Para eliminar os subsídios cruzados, a Aneel implementou o realinhamento tarifário, estabelecendo que, até 2007, todas as classes de consumidores deveriam pagar o mesmo valor pela tarifa de energia elétrica. Foram adicionados a essa tarifa os valores proporcionais dos encargos setoriais e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição e dos impostos. Quanto aos contratos especiais de fornecimento, estes não poderiam ser renovados depois do último ano de vigência, 2004.

Padrão de dispersão espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil

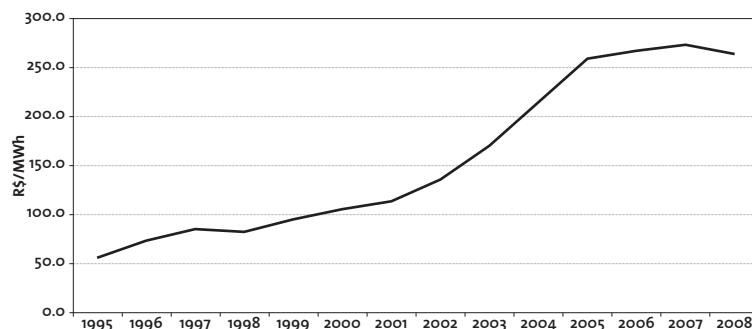
Para determinar o fator X, o regulador baseia-se em estudos sobre a Produtividade Total dos Fatores (PTF) e nos níveis de eficiência das distribuidoras. Em um estudo envolvendo 17 distribuidoras brasileiras de energia elétrica, Ramos-Real *et al* (2009) mostraram que somente depois do ano de 2004 as distribuidoras passaram a exibir indicadores de produtividade favoráveis e taxas de retorno do capital positivas. O mesmo estudo também aponta que as distribuidoras com menor razão entre a energia elétrica distribuída por quilômetro de rede (kWh/km^2) tendem a apresentar fraco desempenho em relação às demais. Em outra pesquisa, Tovar *et al* (2009) revelaram que o tamanho das distribuidoras é um importante elemento de determinação da produtividade. Desse modo, a densidade de demanda e o tamanho das empresas podem determinar os diferenciais de tarifas entre as regiões.

Entre 1995 e 2008, a tarifa média nacional real de energia elétrica aumentou consideravelmente. Conforme o Gráfico 1, esta, que era de R\$ 57,12 por MWh, em 1995, passou para R\$ 263,22 por MWh em 2008 (aumento de 360,8%). Esse aumento foi um reflexo da neces-

sidade de recompor financeiramente o setor. No entanto, a partir de 2004, houve uma redução na velocidade de aumento na tarifa média nacional. Em 2008, esta sofreu um declínio em relação a 2007, o que pode estar refletindo a recuperação financeira do setor. Nesse contexto, a distribuição espacial das tarifas fornecerá uma avaliação da evolução relativa das tarifas entre as unidades da federação.

Gráfico 1

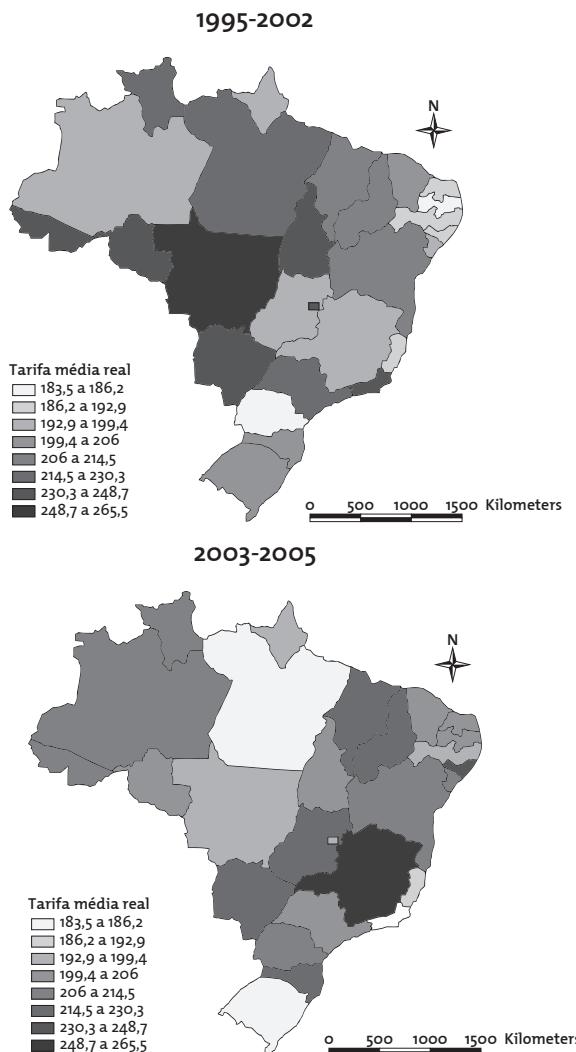
Evolução da tarifa média nacional real de energia elétrica no Brasil, 1995-2008



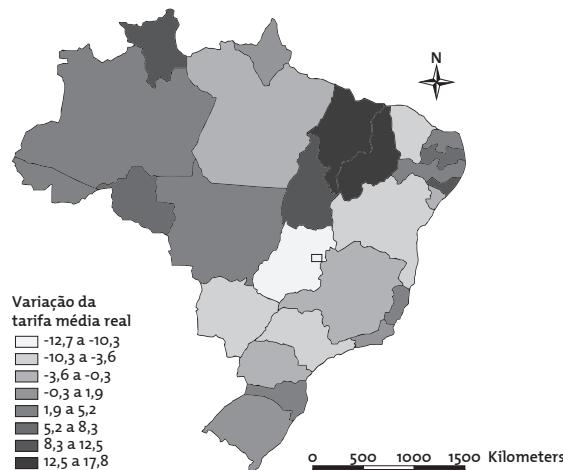
Fonte: Aneel (2009b).

A Figura 1 exibe a variação percentual da tarifa média real de energia elétrica, por unidade da federação, para três intervalos de tempo. No período que antecede o primeiro ciclo de revisão tarifária, 1995-2002, os maiores aumentos foram verificados no Distrito Federal e em alguns estados do Centro-Oeste (Mato Grosso e Mato Grosso do Sul), do Sudeste (Rio de Janeiro) e do Norte (Acre, Rondônia e Tocantins). No período 2003-2005, entre o início e o fim do primeiro ciclo de revisão tarifária, não se verificou um padrão bem-definido. Os maiores e menores aumentos tarifários ficaram distribuídos em todas as regiões. No entanto, verifica-se um leve predomínio de menores aumentos nos estados da Região Norte. Por fim, no período 2006-2008, que compreende o segundo ciclo de revisão tarifária, com exceção de Mato Grosso do Sul, os maiores aumentos foram verificados em estados do Norte e do Nordeste do Brasil. Em muitos estados do Sul, do Sudeste e do Centro-Oeste e nos mais desenvolvidos do Nordeste, predominou a redução tarifária.

Figura 1
Aumento, em %, da tarifa média por unidade da federação no Brasil, 1995-2008



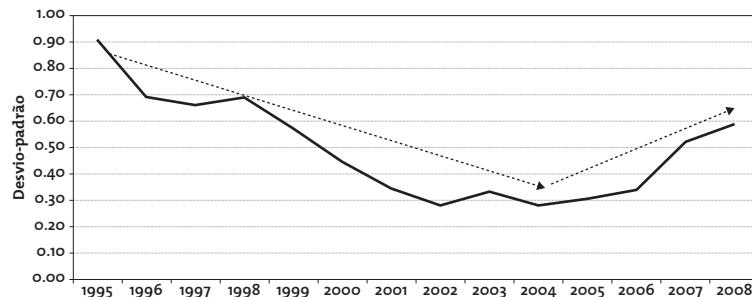
2006-2008



Fonte: Aneel (2009a).

Gráfico 2

Desvio-padrão da relação entre as tarifas médias por unidade da federação e a tarifa média nacional no Brasil, 1995-2008



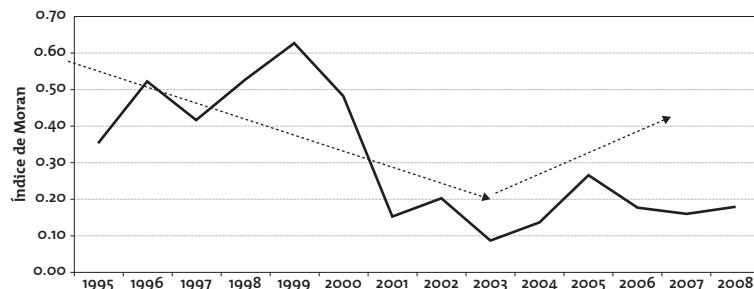
Fonte: Aneel (2009b).

Nos três períodos analisados na Figura 1, as tarifas sofreram a ação de três elementos: o realinhamento tarifário, o fim dos contratos especiais e o novo regime de tarifação. Em resumo, a Figura 1 sugere que, até 2004, ocorreu um processo de convergência geográfica das tarifas médias das unidades da federação em relação à tarifa média

nacional. A partir desse período, aumentou a dispersão espacial das tarifas entre as distribuidoras de energia elétrica.

O Gráfico 2 expõe a evolução do desvio-padrão da relação entre as tarifas médias por unidade da federação e a tarifa média nacional. Pode-se observar que esse desvio revelou uma tendência decrescente até o ano de 2004, quando voltou a aumentar. Desse modo, é possível inferir que o período 2003-2004 determinou o fim de uma tendência de convergência tarifária entre regiões no Brasil. Nesse período iniciou-se o primeiro ciclo de revisão tarifária que determinou a retomada da dispersão tarifária.

Gráfico 3
Autocorrelação espacial entre as tarifas médias por unidade da federação no Brasil, 1995-2008



Fonte: Elaboração própria.

Para detectar a presença de algum padrão espacial na dispersão das tarifas de energia elétrica, foi utilizado o coeficiente de autocorrelação espacial Índice de Moran.⁷ A evolução desse coeficiente, mostrada no Gráfico 3, sugere que, estatisticamente, existe um padrão espacial de distribuição das tarifas de energia elétrica, no qual há estados com tarifas baixas fazendo vizinhança com outros estados também com tarifas baixas. Os estados com

⁷ O Índice de Moran fornece uma medida geral da associação espacial existente no conjunto dos dados. O coeficiente estimado varia de -1 a 1. Valores próximos de zero indicam a inexistência de autocorrelação espacial entre os valores dos objetos e seus vizinhos. Valores positivos para o índice indicam autocorrelação espacial positiva, ou seja, o valor do atributo de um objeto tende a ser semelhante aos valores de seus vizinhos. Valores negativos para o índice, por sua vez, indicam autocorrelação negativa [Anselin (1988)].

tarifas mais elevadas também fazem vizinhança entre si. No entanto, esse padrão é decrescente até o ano de 2003, quando é retomada a trajetória de crescimento. Isso sugere a existência de um padrão espacial de distribuição das tarifas de energia elétrica, antes e depois do início do primeiro ciclo de revisão tarifária. Neste, surgem tarifas mais elevadas nas regiões Norte e Nordeste e mais baixas nas demais regiões do país, por meio do repasse dos ganhos de produtividade das distribuidoras para os consumidores finais.

Energia, Ciência Regional e modelagem inter-regional de equilíbrio geral computável

Energia e a Ciência Regional

A relação entre política energética e questões regionais é relativamente conhecida no campo da Ciência Regional. Alguns pesquisadores tentaram estabelecer uma agenda de pesquisas ligando a Economia da Energia à Ciência Regional [Lakshmanan (1981); Nijkamp (1980; 1983); Lakshmanan e Bolton (1986); Nijkamp e Parrels (1988)]. O foco dessa agenda era a relação entre oferta e demanda de energia e a distribuição espacial das atividades econômicas. Embora tenha sido verificado que os sistemas de energia contam com um intenso apelo de análise no âmbito das inter-relações no espaço, a conexão entre aspectos técnicos e econômicos dos setores de energia e fundamentos teóricos da economia espacial ainda permanecem abertos.

Os principais resultados referem-se à constatação de que os choques nos mercados de energia podem afetar o equilíbrio entre as regiões. A distribuição desses efeitos no espaço depende das descontinuidades nas variáveis direta ou indiretamente relacionadas ao uso de energia, como nível de atividade, população, clima, tecnologia ou variáveis de política econômica. Por outro lado, os mercados de energia geralmente são imperfeitos, estando sujeitos a instrumentos de intervenção, tais como regulação, racionamento, substituição

imperfeita de insumos e ordenamento de prioridade na oferta para determinados setores, segmentos de demanda final ou regiões.

Por a distribuição espacial dos recursos energéticos ser heterogênea, os impactos de choques de oferta ou demanda de energia dependerão dos diferentes graus de substituição entre fontes de energia em diferentes pontos no espaço, do uso da terra e de restrições ambientais. A disponibilidade de energia pode mudar a percepção e o valor do espaço mediante alterações no uso da terra ou no padrão de desenvolvimento das regiões [Sternberg (1985)].⁸ Desse modo, a oferta de energia pode causar mobilidade de fatores de uma região para outra. Logo, as alterações nos mercados de energia podem gerar importantes efeitos espaciais.

Os impactos dos choques de oferta de energia sobre o comportamento da firma individual dependem da composição e da participação dos insumos de energia nos custos de produção. De acordo com Miernik (1976; 1977) e Nijkamp e Parrels (*op. cit.*), a sensibilidade das indústrias intensivas em energia às mudanças nos mercados de energia faz desses setores o principal canal por meio do qual os choques nos preços, impostos, subsídios e restrições ambientais relacionados à oferta de energia afetam a atividade econômica. A participação relativa dos insumos de energia combinada com custos de transporte pode determinar o deslocamento de firmas intensivas em energia na direção da origem dos fatores ou para próximo dos mercados, de acordo com princípios weberianos. Além disso, pode ocorrer a reespecialização da indústria para subsetores menos intensivos em energia. Embora a relação entre localização das firmas e alterações nos preços de energia tenha suporte teórico na Ciência Regional, na prática isso não se verifica facilmente, o que dificulta o aprofundamento dos estudos envolvendo questões energéticas e a localização da atividade econômica. Os modelos IEGC podem ajudar a elucidar parte dessas questões.

⁸ Em um contexto de vantagens comparativas na oferta de energia, a especialização de determinadas regiões na confecção de produtos intensivos em energia é consistente com o modelo Heckscher-Ohlin-Samuelson [Hillman e Bullard (1978)].

Os modelos IEGC

Os modelos IEGC seguem a estrutura formal do modelo de equilíbrio geral Arrow-Debreu (1954). Essa estrutura foi elaborada por Arrow e Hahn (1971). O ponto de partida para a aplicação computacional dos modelos de equilíbrio geral foram os trabalhos de Johansen (1960) e de Scarf (1967a; 1967b; 1973), que desenvolveram métodos numéricos de solução para um sistema de equilíbrio geral Arrow-Debreu. Com base nesses autores, iniciou-se a construção de diferentes métodos de solução de modelos de equilíbrio geral [Shoven e Whalley (1972; 1973); Miller e Spencer (1977); Dixon (1978)]. Depois da década de 1970, vários modelos EGC foram construídos para representar economias nacionais [Dervis (1982); Shoven e Whalley (1984); Pereira e Shoven (1988); De Melo (1988); Bandara (1991); Bhattacharyya (1996)].

Os modelos IEGC seguem o princípio de que, em uma economia com R regiões, os resultados nacionais derivam do comportamento dos agentes econômicos especificado no nível regional. Isso deu origem à metodologia de modelagem regional *bottom-up*. Nessa metodologia, as regiões são tratadas como um grupo de economias individuais, porém interdependentes e que comercializam entre si. A atividade econômica é modelada no nível regional, de maneira que os resultados nacionais são obtidos por meio da agregação dos resultados regionais. Os modelos IEGC referem-se à dimensão aplicada do método *bottom-up*. Por outro lado, os métodos de modelagem em que resultados regionais são desagregações dos resultados nacionais são conhecidos como *top-down*. Liew (1984) comparou os dois tipos de abordagem. Além da superioridade teórica, o autor aponta que, entre as principais vantagens da abordagem *bottom-up*, estão os efeitos de *feedback* entre regiões e a economia nacional. Esses efeitos facilitam a avaliação dos impactos.

A estrutura teórica dos modelos IEGC confere um alto grau de endogeneidade para as atividades econômicas, regiões e a economia nacional. A formalização de um modelo neoclássico estilizado *bottom-up* pode ser encontrada em Haddad (1999).

Nessa formalização, consideram-se R regiões, $r=1, \dots, R$, que exaurem o espaço da economia. As interações econômicas ocorrem dentro e fora das regiões, por intermédio do comércio intrarregional e inter-regional. Existem L mercadorias, $l=1, \dots, L$, fornecidas por R diferentes fontes, o que forma uma lista de mercadorias expressa por um vetor IR^{LR} . Também existem I consumidores, $i=1, \dots, I$, distribuídos espacialmente nas R regiões, de maneira que a população de cada região r é dada por $I^{(r)}$, sendo $0 < I^{(r)} > I$ e $\sum_{r=1}^R I^{(r)} = I$. Cada consumidor é caracterizado por um conjunto de consumo convexo $X^i \subset IR^{LR}$ e preferências racionais (completas e transitivas), contínuas, convexas e localmente não saciadas.

As J firmas, $j=1, \dots, J$, também são distribuídas espacialmente nas R regiões, de forma que em cada região r o número de firmas é definido por $J^{(r)}$, sendo $0 < J^{(r)} > J$ e $\sum_{r=1}^R J^{(r)} = J$. Cada firma é caracterizada por um conjunto de produção $Y^j \subset IR^{LR}$. Y^j é um conjunto estritamente convexo contendo o elemento zero e limitado superiormente. A restrição, sobre Y^j , de que as firmas produzem somente mercadorias regionais relacionadas a suas respectivas localizações específicas faz os vetores de produção disponível para cada firma j na região r serem denotados por $y^j = (0, \dots, 0, y_{1r}, \dots, y_{Lr}, 0, \dots, 0) \in IR^{LR}$. Finalmente, cada consumidor i tem um vetor de dotação inicial de mercadorias $\omega^i \in X^i \subset IR^{LR}$ e uma participação inicial na propriedade de cada uma das j firmas $\theta^{ij} \in [0,1]$, de forma que $\sum_j \theta^{ij} = 1$ para todo j .

Essa formalização define a especificação regional de um modelo IEGC, sugerindo que a fonte de cada mercadoria importa e que a heterogeneidade espacial é considerada no modelo. As características dos consumidores são especificadas, e a população é distribuída espacialmente entre as regiões, de forma que em cada região existe pelo menos um consumidor. A distribuição espacial das firmas faz a fonte de produção ser diretamente conectada à localização da firma onde a mercadoria é produzida. Por fim, os consumidores regionais têm diferentes dotações.

A utilização de modelos de Equilíbrio Geral Computável (de) Energia (EGCE) para avaliar os impactos de choques de oferta e demanda de energia teve início em paralelo ao desenvolvimento de modelos EGC orientados para análise de política. O principal atrativo desses modelos é a possibilidade de modelar a interação entre os setores de energia e o restante da economia, detalhando os mecanismos de substituição entre as diversas fontes de energia. Além disso, os efeitos de *feedback* entre as regiões e a possibilidade de considerar diferentes teorias de comércio em economias abertas também tornam os modelos EGCE uma importante ferramenta para análise de política energética. As principais revisões da literatura sobre a utilização de modelos EGC para análise de política energética são: Devarajan (1988), Bergman (1988), Bhattacharyya (*op. cit.*), Naqvi (1997) e Santos (2010).

Método de solução

Na dimensão aplicada dos modelos EGC surgiram duas escolas de modelagem: a norueguesa/australiana e a americana. A primeira se caracteriza pelo desenvolvimento de modelos EGC fundamentado na abordagem de Johansen (1960). A estrutura matemática dos modelos é representada por um sistema de equações linearizadas, e as soluções são obtidas na forma de taxas de crescimento, o que reduz os custos computacionais e permite a utilização de bancos de dados detalhados e amplas possibilidades de restrição sobre o ambiente macroeconômico de simulação (fechamentos). Por outro lado, a escola americana procurou desenvolver modelos EGC com base na abordagem de Scarf (1967b; 1973). A estrutura matemática dos modelos é representada, geralmente, por um sistema de equações não linearizadas, o que aumenta os custos computacionais e impõe restrições sobre o tamanho dos modelos, fazendo os modelos terem sido mais disseminados para testar pontos específicos da teoria econômica. O presente trabalho segue a abordagem norueguesa/australiana para desenvolver um modelo do tipo Johansen.

A principal característica dos modelos EGC do tipo Johansen é seu método de solução do sistema de equações do modelo. Dixon *et al* (1982; 1992) mostra os fundamentos computacionais do método de Johansen. Assume-se que um modelo de equilíbrio geral em que o equilíbrio é determinado por um vetor Z , de extensão n representando o número de variáveis, satisfazendo um sistema de m equações, pode ser descrito como:

$$F(Z)=0 \quad (1)$$

No sistema de equações (1) as funções de utilidade e de produção, diferenciáveis, representando preferências e tecnologias, permitem a inclusão de supostos neoclássicos sobre o comportamento dos agentes econômicos. A demanda das famílias surge da maximização da utilidade sujeita à restrição orçamentária. As firmas minimizam custos com demandas por insumos respondendo a preços. Existe lucro zero e a oferta é igual à demanda. Por outro lado, as variáveis econômicas como quantidades, preços, impostos ou coeficientes tecnológicos determinam as relações econômicas. Essas relações estão presentes em equações que representam: as demandas por produtos intermediários, finais e por fatores de produção; equações relacionando preços a custos de produção; *market clearing* nos mercados de fatores de produção e produtos finais; entre outras.

No sistema (1), F é um vetor de m funções, duas vezes continuamente diferenciável do vetor Z , definido sobre um subconjunto aberto do R^n . Também é assumido que “alguns” F_i ’s não são definidos para componentes não positivos de Z e que $n > m$.

Para obter a solução matemática e computacional do sistema é necessário fechar o conjunto no qual F é definido, especificando $(n - m)$ variáveis exógenas. Para fins de calibragem do sistema, é necessário assumir que uma solução inicial Z^* é conhecida, *i.e.* $\exists Z = Z^*$, tal que $F(Z)=0$. Definida a solução inicial Z^* , um novo conjunto de soluções para o modelo pode ser computado, escolhendo variáveis endógenas e exógenas. A derivação desse procedimento pode ser verificada em Santos (2010).

A estrutura do modelo Energy-BR

O Energy-BR é um modelo IEGC para análise de política energética, derivado do modelo B-Maria-27 [Haddad (2004)]. Os fundamentos teóricos desse modelo derivam da tradição australiana/norueguesa de modelagem EGC do tipo Johansen (1960). O B-Maria-27 serviu como base para a especificação das equações comportamentais e para implementação computacional do modelo. Na fase de implementação, o código computacional do modelo B-Maria-27 foi adaptado às especificidades do banco de dados do modelo Energy-BR. Em seguida, foi incorporada uma modelagem específica para os processos de substituição energética, com base na utilizada no modelo MMRF-Green [Adams *et al* (2003)].

O modelo Energy-BR reconhece trinta setores produtivos em cada uma das 27 unidades da federação brasileiras. Considera-se que cada setor produz um único bem. A principal característica do modelo é a interação entre os setores de energia e o resto da economia. A base do modelo é um sistema de contas nacionais que acomoda os setores de energia compatíveis com o Balanço Energético Nacional (BEN). No âmbito setorial, buscou-se priorizar os setores intensivos em energia apresentados no BEN. A Tabela 1 mostra a desagregação setorial do modelo, estabelecida com base no problema de pesquisa deste trabalho.

A estrutura teórica do modelo Energy-BR segue uma estrutura-padrão de equilíbrio geral Arrow-Debreu. O sistema de equações é apresentado em cinco módulos (blocos) de equações integradas: núcleo (*core*) EGC; acumulação de capital e investimento; finanças públicas; acumulação de dívida externa; e mercado de trabalho e migração regional. Os blocos de equações determinam o comportamento de seis conjuntos de agentes: trinta produtores e trinta investidores que organizam a criação de capital em cada região; 27 famílias regionais; 27 governos regionais; um governo federal; e um consumidor estrangeiro. O modelo também reconhece três fatores de produção: trabalho, capital e terra. O núcleo do modelo é composto por cinco blocos de equações: produção, demanda das famílias, demanda por investimento, demanda do governo para consumo corrente e demanda externa. A apresentação

da estrutura tecnológica de produção é exibida na Figura 2. Os demais quatro blocos de equações do núcleo EGC, bem como as estruturas dos blocos de equações dos módulos de finanças públicas, mercado de trabalho regional, acumulação de dívida externa e acumulação de capital e investimento são expostos em Santos (*op. cit.*).

Tabela 1
Setores do modelo Energy-BR

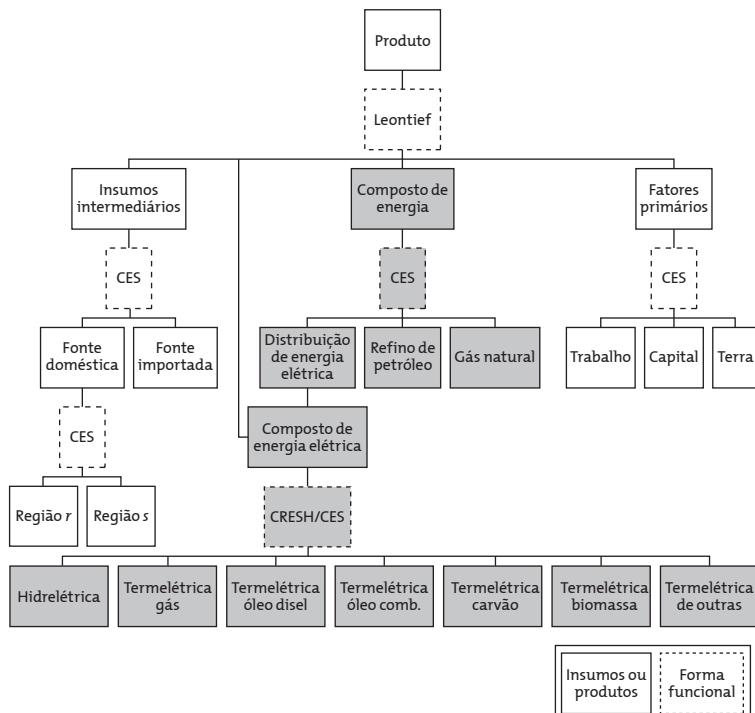
Ordem	Setores
1	Agropecuário
2	Mineração – petróleo e gás
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros
4	Alimentos e bebidas
5	Produtos têxteis (exclusive vestuário e calçados)
6	Papel e celulose
7	Refino de petróleo
8	Produção de álcool
9	Química, borracha e plástico
10	Cimento
11	Cerâmica e vidro
12	Siderurgia
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)
14	Produtos de metal – máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte
15	Outras indústrias
16	Energia elétrica – hidroelétrica
17	Energia elétrica – óleo combustível
18	Energia elétrica – carvão
19	Energia elétrica – óleo diesel
20	Energia elétrica – gás natural
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica
24	Fornecimento de gás encanado
25	Fornecimento de água e esgoto
26	Construção
27	Comércio
28	Transporte
29	Serviços
30	Administração pública

Fonte: Elaboração própria.

O modelo reconhece duas categorias de insumos: intermediários não energéticos, intermediários energéticos e fatores primários. Em cada firma industrial é assumida a escolha de um *mix* de insumos que minimiza o custo de produção para um determinado nível de produto. A restrição para a escolha dos insumos é definida por tecnologias de produção aninhadas. Dois processos de substituição energética ocorrem no modelo, um entre insumos energéticos e outro entre as fontes de energia elétrica.

A Figura 2 exibe a tecnologia-padrão de produção do modelo Energy-BR. No primeiro nível, insumos intermediários, insumos energéticos e fatores primários são demandados em proporções fixas por unidade de produto, por meio de uma tecnologia de produção Leontief. No segundo nível, para os insumos não energéticos, ocorre a substituição entre insumos domésticos e importados por intermédio de uma tecnologia de produção CES. Na demanda por insumos, utiliza-se o pressuposto de substituição imperfeita de Armington. No terceiro nível, para os insumos não energéticos, vetores de insumos domésticos são formados como combinações de insumos provenientes de diferentes regiões. Na demanda por fatores, ocorre a substituição entre trabalho, terra e capital, também por meio de uma tecnologia CES.

Figura 2
Estrutura aninhada da tecnologia de produção regional



Fonte: Elaboração própria.

Para os insumos energéticos, no primeiro nível, cada firma demanda, em proporções fixas por unidade de produto, por intermédio de uma tecnologia Leontief, um composto de energia e um composto de energia elétrica. O composto de energia refere-se a uma combinação de produtos de refino de petróleo, energia elétrica e gás natural. Para cada um desses insumos energéticos ocorre ainda a substituição entre insumos domésticos e importados e também entre as regiões domésticas, com base no pressuposto de substituição imperfeita de Armington, por meio de uma tecnologia CES. No caso do composto de energia elétrica, existe a possibilidade de substituição entre as sete fontes de geração de energia elétrica por intermédio de uma tecnologia CES ou de uma tecnologia Cresh.⁹ O composto de energia elétrica é demandado pelo setor de distribuição de energia elétrica e também pelos demais setores, uma vez que grandes consumidores, por exemplo, adquirem energia elétrica diretamente dos setores de geração (ou de sua autoprodução).

A substituição entre o composto de energia e fatores primários não é modelada, já que não há consenso na literatura sobre o tema [Chang (1994)]. Por outro lado, a substituição entre a energia elétrica demandada pelos grandes consumidores diretamente dos setores de geração e o composto de energia também não é modelada. Isso ocorre porque não seria plausível supor que os grandes consumidores decidem pela compra direta ou pela autoprodução de energia elétrica antes de esgotar as alternativas de substituição entre os insumos do composto de energia.

No caso da modelagem da demanda de energia elétrica por meio da tecnologia de produção Cresh, o modelo considera a abordagem *bottom-up* conhecida como “Vetor Tecnológico” (Technology Bundle) [McDougall (1993a; 1993b); Hinchy e Hanslow (1996); Adams *et al* (*op. cit.*); Li *et al* (2000)]. A derivação da função de demanda com base na tecnologia de produção Cresh é exibida em Santos (2010).

⁹ Do inglês Constant Ratio of Elasticities of Substitution, Homothetic. Ver Hanoch (1971) e Dixon *et al* (1982; 1992).

Fechamentos-modelo

O modelo Energy-BR contém 7.397.126 equações e 7.466.034 variáveis, o que implica determinar 68.908 variáveis exógenas, já que o número de variáveis endógenas deve ser igual ao número de equações. No entanto, a implementação do modelo, utilizando o *software* Gempack, permite condensá-lo, reduzindo as necessidades computacionais. Isso pode ser realizado por meio da substituição de variáveis endógenas, de maneira a eliminar algumas equações do modelo. Esse procedimento possibilitou a obtenção de uma versão reduzida do modelo, contendo 63.229 equações e 92.492 variáveis, tornando necessário determinar 29.263 variáveis exógenas.

Dois fechamentos-padrão podem ser feitos para simulações em estatística comparativa: o de curto e o de longo prazo. O que distingue ambos é a abordagem microeconômica do ajustamento do estoque de capital. No curto, os estoques de capital são mantidos fixos, enquanto no longo prazo os choques de política podem afetar os estoques de capital nas regiões. Para avaliar impactos da política tarifária no setor elétrico brasileiro será utilizado o fechamento de longo prazo para realizar simulações em estatística comparativa.

Base de dados e parâmetros-chave

A matriz inter-regional de insumo-produto, representando os fluxos intersetoriais e inter-regionais entre os trinta setores e 27 estados brasileiros, foi obtida por meio da agregação de uma matriz inter-regional representando 132 setores e 27 unidades da federação para o ano-base de 2004 [Guilhoto (2008)]. O sistema inter-regional é baseado em uma tecnologia de produção setorial de maneira que cada setor confecciona um único produto. No processo de agregação foi priorizada a abertura dos setores de produção de energia elétrica e setores industriais intensivos em energia (ver Tabela 1). As especificidades no tratamento dos setores de energia, autoprodução de energia e setores intensivos em energia, bem como do conjunto de elasticidades necessário para calibrar o modelo podem ser encontradas em Santos (*op. cit.*).

O modelo foi implementado computacionalmente utilizando o *software* Gempack, versão 10.0. Detalhes do *software* podem ser encontrados em Harrison e Pearson (1996).

Impactos regionais da política tarifária do setor de energia elétrica

Nesta seção serão mostrados os impactos regionais da política tarifária no setor de energia elétrica. As simulações foram realizadas de acordo com as tendências de evolução espacial das tarifas de energia elétrica exibidas na segunda seção. Para essas simulações, foi utilizado o fechamento de longo prazo em estática comparativa, que permite a mobilidade de fatores entre as regiões.

Definição dos choques exógenos

Os choques foram introduzidos nos preços básicos de energia elétrica, ou seja, nos preços recebidos pelos “produtores” do produto “distribuição de energia elétrica”. A equação (2) apresenta de forma simplificada o sistema de preços básicos no modelo Energy-BR.

$$P_{jr}^0 = y_{jr} + IC_{jr} \quad (2)$$

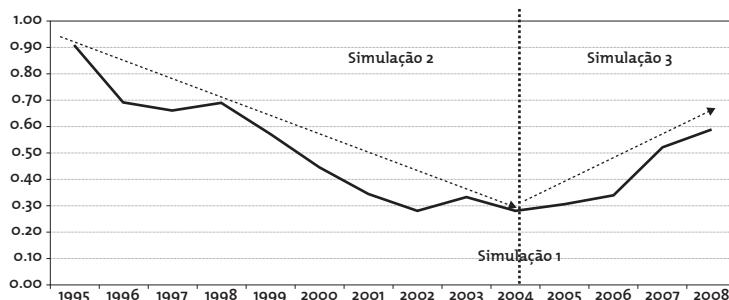
Os preços básicos (P_{jr}^0) do produto j na região r são formados com base nos blocos de equações de preços do modelo. Estes são iguais a um Índice de Custo Unitário (IC_{jr}). Para simular impactos de choques exógenos nesses preços, foi adicionado um termo exógeno (y_{jr}) na equação de preços básicos. Os choques foram introduzidos no produto $j=23$ (que representa a distribuição de energia elétrica) e nas regiões $r=1, \dots, 27$, ou seja, em todas as unidades da federação. Esses choques afetarão todas as classes de consumo que compram energia elétrica do setor de distribuição. Logo, a energia elétrica adquirida diretamente pelos grandes consumidores dos setores de geração ou proveniente da autoprodução não será impactada diretamente pelo

choque exógeno, mas se ajustará indiretamente, em razão dos pressupostos de ajustamento dos preços relativos no modelo. Isso porque o objetivo é avaliar impactos de choques nos preços de energia elétrica fornecida pelo setor de distribuição. As relações causais subjacentes aos choques e ao sistema de equações do modelo, do lado da oferta e da demanda, estão descritas em Santos (*op. cit.*, capítulo 6).

Estratégia de simulação

Neste trabalho, serão realizadas três simulações. O objetivo é avaliar os impactos regionais da evolução do quadro tarifário de energia elétrica considerando a dinâmica diferenciada da evolução espacial das tarifas entre as unidades da federação no período de 1995 a 2008. O Gráfico 4 expõe os três ambientes de evolução tarifária a serem simulados. Cada simulação considera diferentes ambientes de evolução relativa das tarifas, de forma a captar os impactos dos desvios tarifários que se formaram ou estão se formando entre as unidades da federação.

Gráfico 4
Representação esquemática das simulações considerando a evolução espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil, 1995-2008



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 2, por sua vez, exibe a estruturação dos choques a serem introduzidos no modelo. A Simulação 1 considera um choque

uniforme para todas as regiões. Nas simulações 2 e 3, a primeira coluna representa a variação percentual real na tarifa de energia elétrica no período de interesse, enquanto a segunda coluna expõe a normalização desses aumentos com relação à variação na tarifa média nacional. Esse índice normalizado será introduzido como choque, já que o objetivo principal é captar os impactos do aumento relativo nos preços de energia elétrica entre as unidades da federação.

Tabela 2
Choques (%) no preço de energia elétrica

Unidade da federação	Simulação 1		Simulação 2		Simulação 3	
	Choque uniforme de 1,0%	Período (1995-2004)	Choque normalizado	Período (2004-2008)	Choque normalizado	
Acre	1,0	229,34	0,84	26,96	1,16	
Amapá	1,0	234,14	0,85	2,51	0,11	
Amazonas	1,0	186,57	0,68	48,96	2,11	
Pará	1,0	229,32	0,84	9,56	0,41	
Rondônia	1,0	139,94	0,51	30,94	1,33	
Roraima	1,0	162,57	0,59	39,79	1,72	
Tocantins	1,0	233,06	0,85	50,32	2,17	
Alagoas	1,0	208,62	0,76	53,86	2,32	
Bahia	1,0	263,53	0,96	23,14	1,00	
Ceará	1,0	232,86	0,85	25,65	1,11	
Maranhão	1,0	245,07	0,89	46,05	1,99	
Paraíba	1,0	233,03	0,85	39,01	1,68	
Pernambuco	1,0	219,71	0,80	44,27	1,91	
Piauí	1,0	218,48	0,80	59,31	2,56	
Sergipe	1,0	252,98	0,92	20,20	0,87	
Rio G. do Norte	1,0	222,52	0,81	22,77	0,98	
Distrito Federal	1,0	252,00	0,92	(2,70)	(0,12)	
Goiás	1,0	244,12	0,89	14,44	0,62	
Mato Grosso	1,0	297,95	1,09	11,19	0,48	
Mato G. do Sul	1,0	287,03	1,05	31,07	1,34	
Espírito Santo	1,0	280,86	1,03	37,30	1,61	
Minas Gerais	1,0	330,15	1,21	55,45	2,39	
Rio de Janeiro	1,0	302,41	1,10	25,41	1,10	
São Paulo	1,0	285,04	1,04	12,51	0,54	
Paraná	1,0	209,65	0,77	18,14	0,78	
Santa Catarina	1,0	270,40	0,99	23,96	1,03	
Rio G. do Sul	1,0	225,55	0,82	15,59	0,67	

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Aneel (2009b).

A primeira simulação é uma simulação para análise do ajuste do modelo. Será introduzido um choque uniforme de 1% no preço de energia elétrica para todas as 27 unidades da federação. Considerando que o modelo foi calibrado para o ano-base de 2004, a simulação

caracteriza-se por um ambiente em que se verificou a maior aproximação relativa das tarifas entre as unidades da federação, o que implica um ambiente tarifário próximo do “ideal”. A segunda simulação refere-se à introdução de choques exógenos “reversos” nas tarifas de cada unidade da federação. O objetivo é analisar quais foram os impactos regionais dos aumentos relativos das tarifas estaduais no período de 1995-2004. Nesse período, a política tarifária resultou na convergência regional das tarifas. De acordo com a Tabela 2, os maiores aumentos tarifários foram verificados nas regiões Sudeste e Centro-Oeste. Quanto à terceira simulação, serão introduzidos choques exógenos no preço básico de energia elétrica, a fim de analisar os impactos regionais dos aumentos relativos das tarifas estaduais no período 2004-2008. Nesse período, ocorreu uma retomada da dispersão tarifária entre as regiões. Por outro lado, os consumidores de algumas regiões foram mais beneficiados na redefinição do fator X no segundo ciclo de revisão tarifária.

Resultados macroeconômicos

A Tabela 3 expõe os impactos macroeconômicos dos três choques no preço básico da energia elétrica. Os resultados da Simulação 1 mostram que, considerando as relações de causalidades exibidas no Gráfico 4, um aumento de 1% no preços da energia elétrica, uniforme para todas as unidades da federação, provoca aumento em todos os índices de preços referentes aos agregados macroeconômicos. Isso leva a uma redução na renda real e de expectativas de retorno na economia e, como consequência, também a uma redução generalizada na demanda agregada e a um declínio na atividade econômica. Desse modo, a renda dos fatores primários sofre uma redução por causa da menor demanda por eles. Pode-se observar que a elevação nos preços da energia elétrica também reduz a competitividade das exportações, fazendo esta ser reduzida, mesmo considerando a redução na demanda interna. Por outro lado, o fator de produção terra (que é imóvel) foi o único que teve aumento em sua remuneração. Isso se deve ao deslocamento do nível de atividade para o setor agropecuário, que tem baixa intensidade de energia elétrica

e exibiu variação positiva nas taxas de retorno. Como resultado geral da Simulação 1, cabe destacar a redução de -0,0140% no PIB Real e uma variação equivalente negativa de R\$ 494,41 milhões em 2004. Isso significa que, no nível macroeconômico, uma elevação no preço da energia elétrica gera impactos negativos de longo prazo sobre a renda e nível de bem-estar.

Tabela 3

Resultados agregados de longo prazo da variação nos preços de energia elétrica (variação %)

Variáveis	Simulação 1 (1,0% uniforme)	Simulação 2 (1995-2004)	Simulação 3 (2004-2008)
Preços			
Índice de preços de investimento	0,0014	(0,0068)	(0,0153)
Índice de preços do consumidor	0,0318	0,0255	0,0124
Índice de preços da demanda dos gov. regionais	0,0392	0,0352	0,0836
Índice de preços da demanda do gov. federal	0,0089	0,0018	0,0178
Índice de preços das exportações	0,0087	0,0026	(0,0165)
Índice de preços das importações	0,0018	(0,0010)	(0,0328)
Índice de preços do PIB	0,0272	0,0195	0,0201
Fatores primários			
Remuneração agregada do capital	(0,0265)	(0,0277)	(0,0509)
Remuneração agregada do trabalho	(0,0287)	(0,0286)	(0,0379)
Remuneração agregada da terra	0,0448	0,0168	0,0338
Estoque de capital agregado	(0,0280)	(0,0196)	(0,0395)
Demandas agregadas			
Consumo real agregado das famílias	(0,0089)	(0,0018)	(0,0178)
Investimento real agregado	(0,0265)	(0,0186)	(0,0350)
Demandas real agregada dos gov. regionais	(0,0392)	(0,0352)	(0,0835)
Demandas real agregada do gov. federal	(0,0089)	(0,0018)	(0,0178)
Volume de exportações	(0,0016)	0,0035	(0,0046)
Outros indicadores agregados			
PIB real	(0,0140)	(0,0066)	(0,0257)
Variação equivalente – total (em R\$ milhões)	(494,41)	(230,94)	(801,60)

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados da Simulação 2 revelam os impactos dos aumentos relativos no preço da energia elétrica entre as unidades da federação no período 1995-2004, quando houve a reestruturação do setor elétrico

brasileiro, e os estados das regiões Centro-Oeste e Centro-Sul tiveram aumentos tarifários reais superiores à média nacional. Com exceção do índice de preços de investimento e das importações, os impactos foram positivos sobre os demais índices de preços, até mesmo sobre o índice de preços do PIB. Em razão da redução na atividade econômica interna e do fato de os aumentos relativos nos preços de energia elétrica nesse período terem causado menores impactos sobre a competitividade das exportações, este foi o único segmento da demanda final que apresentou aumento. Os demais segmentos de demanda final sofreram ajustamento negativo, levando a uma redução no nível de atividade e a uma consequente redução na demanda e remuneração dos fatores capital e trabalho.

O resultado final foi uma redução real no PIB de -0,0066% e uma variação equivalente negativa de R\$ 230,94 milhões. Logo, os aumentos de preços resultaram na redução da renda agregada e nos níveis de bem-estar. Comparando com os resultados da Simulação 1, os impactos negativos de longo prazo foram consideravelmente menores, já que os maiores aumentos nos preços de energia elétrica foram verificados em regiões com menor intensidade de energia elétrica e maiores possibilidades de substituição energética, o que pode ter amenizado os impactos.

Quanto aos resultados da Simulação 3, estes mostram os impactos dos aumentos relativos no preço da energia elétrica no período 2004-2008, em que houve transferência de ganhos de produtividade aos consumidores finais, e estados das regiões Norte e Nordeste tiveram maiores aumentos tarifários em relação à média nacional. É possível observar na Tabela 3 que os índices de preços de investimento, exportações e importações sofreram variação negativa na Simulação 3. No entanto, as magnitudes dessas variações foram consideravelmente inferiores às magnitudes das variações positivas nos índices de preços dos demais agregados macroeconômicos. Desse modo, o índice de preços do PIB aumentou. A redução na demanda agregada e consequentemente na remuneração dos fatores capital e trabalho foi muito maior do que nas simulações 1 e 2.

Como resultado geral, ocorreu uma redução no PIB Real de -0,0257% e variação equivalente negativa de R\$ 801,60. Em ambos os casos, muito mais intensa que nas simulações 1 e 2. Os resultados da Simulação 3 indicam que, mesmo considerando a transferência dos ganhos de produtividade para os consumidores finais das regiões mais desenvolvidas, a política tarifária ainda não está resultando em ganhos de renda e elevação dos níveis de bem-estar para a economia. A maior elevação nos preços de energia elétrica em regiões com menores possibilidades de substituição energética e alta intensidade de energia elétrica é o fator que pode ter influenciado os resultados.

Resultados setoriais

Os resultados das três simulações sobre o nível de atividade setorial são expostos no Gráfico 5. Para facilitar as comparações, os resultados são exibidos utilizando a mesma escala (no eixo vertical). Os impactos da elevação no preço da energia elétrica sobre a atividade setorial revelaram um padrão geral. Como esperado, os setores que formam a indústria de energia elétrica (S16-S23) foram os mais afetados negativamente, em todas as simulações, e os mais afetados foram sempre os setores Geração de energia elétrica a carvão (S18), Geração de energia elétrica a óleo diesel (S19) e Transmissão e distribuição de energia elétrica (S23). Esse resultado é uma consequência direta da redução na demanda por energia elétrica.

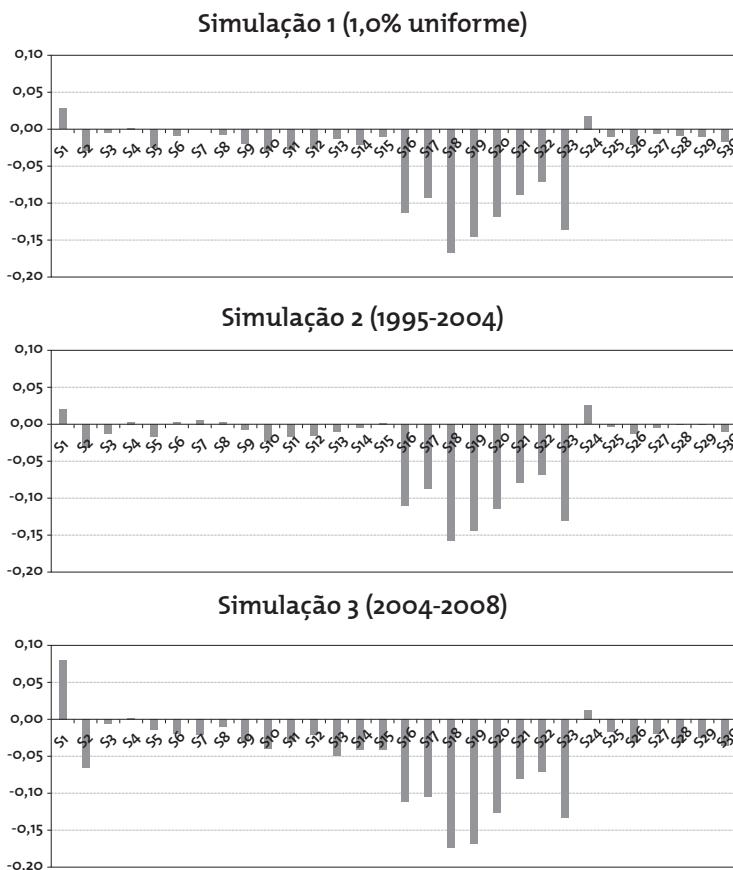
O Agropecuário (S1) exibiu aumento no nível de atividade em todas as simulações. A menor participação da energia elétrica nos custos de produção permite que a taxa de retorno seja maior nesse setor em relação aos demais. O mesmo ocorre com Alimentos e bebidas (S4), que só não apresentou aumento na Simulação 3.

Dados os pressupostos de substituição energética do modelo, as equações permitem que, no longo prazo, exista a possibilidade de substituição de energia elétrica por gás natural e/ou produtos derivados de petróleo. Nesse sentido, a elevação no preço da energia elétrica fez o Fornecimento de gás natural (S24) exibir

uma elevação no nível de atividade em todas as simulações. Da mesma forma, Refino de petróleo (S7), que também compete com energia elétrica, sofreu variação próxima de zero na Simulação 1, positiva na Simulação 2 e negativa na Simulação 3, em que os aumentos nos preços de energia elétrica foram menores nas regiões com mais opções de substituição energética.

Gráfico 5

Resultados setoriais de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, nível de atividade (variação %)



Fonte: Elaboração própria.

Quanto aos setores intensivos em energia, os resultados foram os esperados. Cimento (S10) apresentou a maior redução no nível de atividade nas três simulações, seguido por Cerâmica e vidro (S11) e Metalurgia (S12). Metalurgia de não ferrosos (S13), com intensa participação da produção de alumínio, não sofreu grande redução no nível de atividade quando comparado aos demais setores intensivos em energia. Cabe ressaltar que, embora esse setor seja altamente intensivo em energia elétrica, em 2004 mais de 50% de seus custos com energia elétrica eram provenientes da compra de energia elétrica direta da geração (ou da autogeração), o que explica a menor exposição às variações no preço da energia elétrica do segmento de distribuição. Deve-se destacar ainda a considerável redução na atividade de Construção civil (S26), resultante do impacto direto no preço de energia elétrica e dos impactos indiretos na redução dos investimentos e elevação dos custos de Cimento e Cerâmica e vidro.

Quando comparadas as três simulações, é possível verificar que, na Simulação 2, os maiores aumentos relativos nos preços de energia elétrica em regiões com maiores possibilidades de substituição energética resultaram em maior variação positiva em Fornecimento de gás natural e melhor desempenho em Refino de petróleo. Da mesma forma, setores não intensivos em energia, tais como o Agropecuário e Alimentos e bebidas também revelaram melhor desempenho em todas as simulações expostas.

Resultados regionais

A Figura 3 expõe os impactos da variação no preço da energia elétrica sobre o PIB Real das unidades da federação. As unidades de federação em tom mais claro refletem os impactos negativos sobre o PIB. Na Simulação 1, verifica-se que Nordeste e Centro-Oeste foram as regiões mais afetadas. No entanto, o resultado negativo da Região Centro-Oeste ficou bastante influenciado pela maior variação negativa do Distrito Federal entre todas as

unidades da federação, enquanto no Nordeste somente Sergipe não sofreu variação negativa. Por outro lado, as regiões Norte e Sul tiveram variação positiva. Embora as regiões Sudeste e Sul concentrem grande parte das atividades intensivas em energia elétrica, estas mostraram bom desempenho. Unidades da federação com intensa atividade agropecuária também foram beneficiadas pelo aumento no preço da energia elétrica, como, Tocantins, Mato Grosso e Paraná. A fraca atividade industrial no Norte pode explicar o fato de este ter sido beneficiado pelo aumento no preço da energia elétrica.

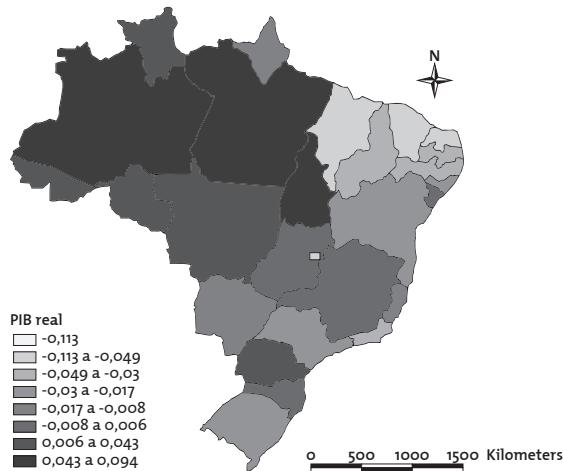
Na Simulação 2, embora os aumentos no preço da energia elétrica tenham sido maiores nos estados das regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, o Nordeste sofreu a maior redução no PIB. A maior intensidade de energia elétrica no Nordeste e a maior possibilidade de substituição energética nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul podem ser a causa desse resultado. No Norte, a considerável variação positiva no PIB do Amazonas deve-se ao fato de que este teve um dos menores reajustes da tarifa de energia elétrica no período.

Quanto à Simulação 3, conforme pode ser observado na Figura 3, os resultados negativos ficaram distribuídos entre todas as regiões, e a magnitude desses impactos negativos foi maior em relação às simulações anteriores. Esta pode ser uma possível consequência do efeito de maiores aumentos tarifários em regiões com maior intensidade de energia elétrica e menores possibilidades de substituição energética. Somente a Região Sul teve variação positiva no PIB. Por outro lado, a maior magnitude dos impactos negativos em vários estados parece ter rebatimentos negativos sobre a atividade econômica do estado de São Paulo, que experienciou grande retração no PIB. Desse modo, maiores aumentos tarifários em regiões com poucas opções de substituição energética e maior intensidade de energia elétrica parecem gerar impactos negativos mais intensos na economia, via fluxos de comércio.

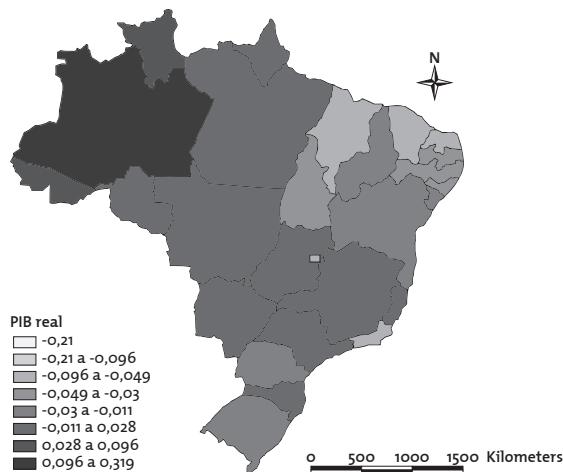
Figura 3

Impactos de longo prazo da variação no preço da energia elétrica,
PIB Real (variação %)

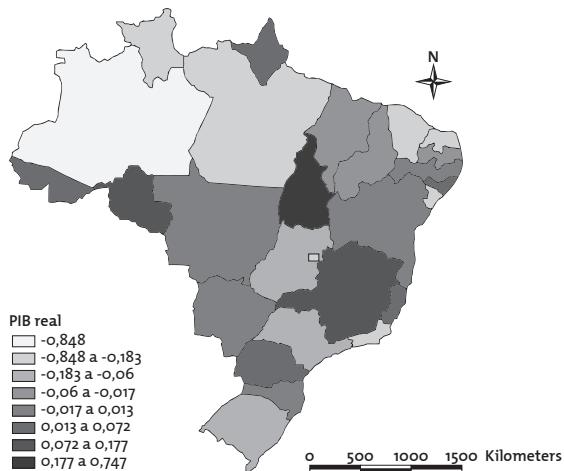
Simulação 1 (1,0% uniforme)



Simulação 2 (1995-2004)



Simulação 3 (2004-2008)



Fonte: Elaboração própria.

Análise de sensibilidade sistemática

Existem pelo menos três conjuntos de parâmetros-chave nas simulações: elasticidades de comércio regional e internacional; elasticidades de substituição entre as fontes do composto de energia; e elasticidade de substituição entre as fontes de energia elétrica. Foi realizada uma análise de sensibilidade sistemática para avaliar a robustez dos resultados em relação a cada um desses conjuntos de parâmetros. Ao fim da análise de sensibilidade, pode-se concluir que os resultados do modelo são relativamente robustos. Cabe ressaltar que foram estabelecidos valores conservadores para os parâmetros de substituição do composto de energia e substituição entre as fontes de energia elétrica, o que pode ter favorecido os resultados da respectiva análise de sensibilidade. No entanto, a utilização de valores menos conservadores precisa ser embasada por estudos sobre substituição energética específica do caso brasileiro, já que o setor energético apresenta características muito peculiares a nível internacional. De um modo geral, os resultados

do modelo se mostraram mais sensíveis aos parâmetros de comércio inter-regional e internacional do que em relação aos parâmetros de substituição energética, o que, em parte, justifica a importância da modelagem IEGC para a análise de política energética.

Considerações finais

O objetivo da tese foi avaliar os impactos regionais de longo prazo da política tarifária no setor elétrico brasileiro. Com base na experiência acumulada de pesquisa em problemas regionais no Brasil, o trabalho analisou os impactos de aumentos relativos no preço da energia elétrica, considerando as características espaciais da economia brasileira e o diferencial de oferta de energia no espaço.

Para a simulação de choques nos preços de energia elétrica foi construído o modelo IEGC Energy-BR. Na primeira simulação, um choque uniforme de 1% no preço da energia elétrica em todo o território nacional mostrou que, uma vez consideradas as relações causais subjacentes à estrutura teórica e funcional do modelo, este produziu os resultados numéricos esperados do ponto de vista macroeconômico, setorial e regional. Em termos macroeconômicos, sendo a energia elétrica um insumo essencial para a atividade econômica e com demanda inelástica por causa da fraca substitutibilidade com outras fontes de energia, o modelo mostrou que a elevação no preço da energia elétrica produz impactos negativos sobre a renda e nível de bem-estar na economia. Por outro lado, os resultados setoriais mostraram que os setores de energia elétrica, com os setores intensivos em energia, são os mais prejudicados. Os setores Agropecuário e Fornecimento de gás natural foram os mais beneficiados, um resultado esperado em razão do deslocamento de nível de atividade para setores menos intensivos em energia, como o Agropecuário, e do aumento da demanda por produtos que competem com energia elétrica, como o gás natural.

Do ponto de vista regional, a primeira simulação mostrou que a Região Nordeste, mais intensiva em energia elétrica, foi a mais afetada pela elevação nos preço da energia elétrica, enquanto as regiões

Sudeste e Centro-Sul, menos intensivas, foram as menos afetadas. A fraca atividade industrial no Norte fez com que esta tenha sido a região mais beneficiada, dada a mobilidade de fatores no longo prazo. Com base nesse padrão de dispersão setorial e regional dos choques, foi procedida a análise dos impactos referentes às duas trajetórias de evolução relativa das tarifas de energia elétrica, verificadas na segunda seção.

Os resultados da segunda simulação evidenciaram que o padrão de evolução relativa das tarifas de energia elétrica (convergência espacial), durante o período de reestruturação do setor elétrico, produziu impactos menos intensos sobre a economia, quando comparado ao choque uniforme de 1%. Dado o desequilíbrio tarifário preexistente, os maiores aumentos tarifários ocorreram em regiões com menor intensidade de energia elétrica e maiores possibilidades de substituição energética, o que de certo modo reduziu a pressão sobre os custos médios na economia. Além disso, os menores aumentos nos custos de energia elétrica nas unidades da federação das regiões Norte e Nordeste, por exemplo, resultou em impactos positivos para outras regiões via fluxo de comércio, em especial a elevação no PIB Real do estado de São Paulo. No entanto, a Região Nordeste ainda continuou sendo a mais afetada negativamente. Por outro lado, o aumento no nível de atividade em Fornecimento de gás natural refletiu a maior substituição energética.

Quanto aos resultados da terceira simulação, estes mostraram que o padrão de evolução relativa das tarifas de energia elétrica (dispersão espacial), depois do início dos ciclos de revisão tarifária, produz impactos mais intensos sobre a economia, quando comparado ao choque uniforme de 1%. Os maiores reajustes tarifários ocorridos nas regiões Norte e Nordeste fizeram, de forma menos concentrada, essas duas regiões serem as mais afetadas. A alta intensidade de energia elétrica nessas regiões, associada à fraca possibilidade de substituição, provocou o repasse dos impactos negativos para outras regiões via fluxo de comércio. A redução no PIB Real de São Paulo deve ser destacada. De um modo geral, a dependência do estado com relação às outras regiões, e *vice versa*, parece ser um determinante dos impactos regionais, o que pode tornar a análise qualitativa altamente sensível às elasticidades de comércio regional.

Desse modo, maiores aumentos tarifários em regiões com fracas possibilidades de substituição e maior intensidade de energia elétrica geram impactos negativos mais intensos na economia. De certa forma, isso pode fazer os impactos negativos superarem os benefícios gerados pela transferência de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica aos consumidores finais de alguns estados das regiões Centro-Oeste e Centro-Sul. O quadro mais recente de evolução espacial das tarifas de energia elétrica pode gerar impactos macroeconômicos mais perversos, além de contribuir para o aprofundamento das desigualdades regionais.

A análise de sensibilidade sugeriu algumas considerações importantes. Apesar de as simulações terem mostrado-se relativamente robustas em relação às elasticidades de comércio regional e internacional, estas também sugeriram certa cautela em relação a alguns resultados setoriais e regionais específicos. No caso das elasticidades de substituição do composto de energia, a sensibilidade do nível de atividade do setor de Refino de petróleo e do PIB Real de Minas Gerais sugere o questionamento dos valores dos parâmetros e da presença do setor de Refino de petróleo na estrutura de substituição. Quanto às elasticidades de substituição das fontes de energia elétrica, os resultados mantiveram-se robustos setorialmente e regionalmente. Os resultados do modelo se revelam mais sensíveis aos parâmetros de comércio inter-regional e internacional do que em relação aos parâmetros de substituição energética.

A pesquisa apontou ainda algumas sugestões para estudos futuros. Avanços podem ser obtidos na estimativa de parâmetros-chave relacionados à substituição energética, seja por estimativa econométrica ou pela utilização de resultados de modelos *bottom-up* específicos de energia. Além de aumentar a confiabilidade da aplicação de modelos EGC para análise de política energética no Brasil, esses avanços poderiam auxiliar nos estudos relacionados ao impacto da redução de emissões ou de mudanças climáticas no Brasil. Por outro lado, a avaliação dos impactos do diferencial de impostos ou a endogeneização de ganhos de produtividade das distribuidoras também podem ser realizadas.

Referências

- ADAMS, P. et al. MMRF-GREEN: a dynamic multi-regional applied general equilibrium model of the Australian economy, based on the MMR and Monash models. *Working Paper*.
- CENTRE OF POLICY STUDIES/IMPACT CENTRE: MONASH UNIVERSITY, n. g-140, 2003. Disponível em: <www.monash.edu.au/policy>. Acesso em: 20 abr. 2009.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tarifas de energia elétrica para os consumidores finais*. Brasília, 2005.
- _____. *Consumo setorial de energia elétrica*. Brasília, 2009a.
- _____. *Tarifas médias de energia elétrica para consumidores finais*. Brasília, 2009b.
- ANSELIN, L. *Spatial Econometrics: methods and models*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- ARROW, J. K.; HAHN, F. H. *General competitive analysis*. San Francisco: Holden-Day, 1971.
- ARROW, K.; DEBREU, G. The Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy. *Econometrica*, v. 22, p. 265-90, 1954.
- BANDARA, J. Computable general equilibrium models for development policy analysis in LDCs. *Journal of Economic Surveys*, v. 5, n. 1, p. 3-69, 1991.
- BERGMAN, L. Energy Policy Modeling: a survey of general equilibrium approaches. *Journal of Policy Modeling*, v. 10, n. 3, p. 377-399, 1988.
- BHATTACHARYYA, S. Applied general equilibrium models for energy studies: a survey. *Energy Economics*, v. 18, n. 3, p. 145-164, 1996.
- BRASIL. Lei 8.987 de 13 de fevereiro de 1995. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1995.
- _____. Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1996.
- _____. Medida provisória 1.531 de 29 de abril de 1998. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1998.

- CHANG, K. Capital-energy substitution and the multi-level CES production function. *Energy Economics*, USA, v. 16, n. 1, p. 22-26, 1994.
- DE MELO, J. Computable general equilibrium models for trade policy analysis in developing countries: a survey. *Journal of Policy Modeling*, v. 10, n. 4, p. 469-503, 1988.
- DERVIS, K. et al. *General equilibrium models for development policy*: a World Bank research publication. Cambridge University Press, 1982.
- DEVARAJAN, S. Natural resources and taxation in computable general equilibrium models of developing countries. *Journal of Policy Model*, v. 10, n. 4, p. 505-528, 1988.
- DIXON, P. The computation of economic equilibria: a joint maximization approach. *Metroeconomica*, v. 29, p. 173-185, 1978.
- DIXON, P. et al. ORANI, *a multi-sectoral model of the australian economy*. North-Holland: Amsterdã, 1982.
- _____. *Notes and problem in applied general equilibrium economics*. North-Holland: Amsterdã, 1992.
- GUILHOTO, J. J. M. *Matriz interestadual de insumo-produto 2004*. São Paulo: Universidade de São Paulo, Instituto de Pesquisas Econômicas, 2008.
- HADDAD, E. A. *Regional inequality and structural changes*: lessons from the Brazilian Economy. Ashgate: Aldershot, 1999.
- _____. *Retornos crescentes, custos de transporte e crescimento regional*. Tese (Livre-Docência) – Faculdade de Economia Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- HANOCH, G. CRESH production functions. *Econometrica*, USA, v. 39, n. 5, p. 695-712, 1971.
- HARRISON, J.; PEARSON, K. An introduction to GEMPACK. *GEMPACK user documentation GPD-1*. Australia: IMPACT Project and KPSOFT Monash University, 1996.
- HILLMAN, A.; BULLARD, C. Energy, the Heckscher-Ohlin theorem and U.S. international trade. *American Economic Review*, v. 68, n. 1, p. 96-106, 1978.
- HINCHY, M.; HANSLOW, K. The MEGABARE model: interim documentation. *Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics*, 1996. Disponível em: <<http://www.abareconomics.com>>.

- JOHANSEN, L. *A Multi-sectoral study of economic growth*. North Holland: American Elsevier, Second Enlarge Edition, 1960.
- LAKSHMANAN, T. Regional growth and energy determinants: implications for the future. *Energy Journal*, v. 2, n. 2, p. 1-24, 1981.
- LAKSHMANAN, T.; BOLTON, R. Regional energy and environmental analysis. In: NIJKAMP, P. (Orgs.). *Handbook of Regional and Urban Economics*. North Holland: Elsevier, 1986. v. 1, p. 581-628.
- LANDI, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período 1934 a 2005*. São Paulo, 2006. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades em Energia, Instituto de Energia e Eletrotécnica, Universidade de São Paulo.
- LI, P. et al. *Energy substitution in CGE modeling – using the “Technology Bundle” approach: the case of Taiwan*. Australia: Monash University, 2000. Disponível em: <www.monash.edu.au/policy>.
- LIEW, L. Top-down “versus” bottom-up approaches to regional modeling. *Journal of Policy Modeling*, v. 6, n. 3, p. 351-367, 1984.
- LITTLECHILD, S. *Regulation of British Telecom's profitability*. London, Department of Industry, 1983.
- LORENZO, H. C. *O setor elétrico brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro*. Dissertação (Mestrado Economia) – Universidade UNIARA, Araraquara, 2002.
- MCDougall, R. A. Energy taxes and greenhouse gas emissions in Australia. *Working Paper*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, g-104, 1993a. Disponível em: <www.monash.edu.au/policy>. Acesso em: 20 abr. 2009.
- _____. Flexibly nested production functions: implementation for MONASH. *Working Paper*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, IP-57, 1993b. Disponível em: <www.monash.edu.au/policy>. Acesso em: 20 abr. 2009.
- MIERNYK, W. Some regional impacts of the rising costs of energy. *Papers in Regional Science Association*, v. 37, n. 1, p. 213-227, 1976.
- _____. Rising energy prices and regional economic development. *Growth and Change*, v. 8, n. 3, p. 2-7, 1977.
- MILLER, M.; SPENCER, J. The static economic effects of the UK joining the EEC: a general equilibrium approach. *Review of Economic Studies*, v. 44, n. 1, p. 71-93, 1977.

- NAQVI, F. *Energy, economy and equity interactions in a CGE model for Pakistan*. Ashgater, England: Avebury, 1997.
- NIJKAMP, P. Energy problems and regional development: editorial note. *Regional Science and Urban Economics*, v. 10, n. 3, p. 299-301, 1980.
- _____. Regional dimensions of energy scarcity. *Environment and Planning C: Government and Policy*, v. 1, n. 2, p. 179-192, 1983.
- NIJKAMP, P.; PARRELS, A. Impacts of electricity rates on industrial location. *Energy Economics*, v. 10, n. 2, p. 107-116, 1988.
- PEREIRA, A. M.; SHOVEN, J. Survey of dynamic general equilibrium models for tax policy evaluation. *Journal Policy Modeling*, v. 10, n. 3, p. 401-436, 1988.
- RAMOS-REAL, F. J. et al. The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: an empirical analysis. *Energy Economics*, v. 31, n. 2, p. 298-305, 2009.
- REGO, E. E. *Usinas hidrelétricas "Botox": aspectos regulatórios e financeiros nos leilões de energia*. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades em Energia, Instituto de Energia e Eletrotécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.
- SANTOS, G. F. *Política energética e desigualdades regionais na economia brasileira*. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.
- SCARF, H. *On the computation of equilibrium prices*. New York: John Wiley & Sons, 1967a.
- _____. The approximation of fixed points of a continuous mapping. *SIAM Journal of Applied Mathematics*, v. 15, n. 5, 1967b.
- _____. The Computation of Economic Equilibria. *Cowles Foundation Monograph*, n. 24. New Haven: Yale University Press, 1973.
- SHOVEN, J.; WHALLEY, J. General Equilibrium Calculation of the Effects of Differential Taxation of Income from Capital in the U.S. *Journal of Public Economics*, v. 1, n. 3-4, p. 281-321, 1972.
- _____. General Equilibrium with Taxes: a computational procedure and an existence proof. *The Review of Economic Studies*, v. 40, n. 4, p. 475-89, 1973.

- _____. Applied general equilibrium models of taxation and international trade: an introduction and survey. *Journal of Economic Literature*, v. 22, n. 3, p. 1007-1051, 1984.
- STERNBERG, R. Hydroelectric energy: an agent of change in Amazônia. In: CALZONETTI, F.; SOLOMON, B. (Orgs.). *Geographical dimensions of energy*. Dordrecht, The Netherlands: D. Reidel Publishing Company, p. 471-496, 1985.
- RAMOS-REAL, F. J. et al. The evolution and main determinants of productivity in Brazilian electricity distribution 1998-2005: an empirical analysis. *Energy Economics*, v. 31, n. 2, p. 298-305, 2009.
- TOVAR, B. et al. *Productivity evolution and scale effects in Brazilian electricity distribution industry: evidence from 1998-2005 period*. Fundación de Estudios de Economía Aplicada, 2009. Disponível em: <<http://www.fedea.es>>. Acesso em: 20 abr. 2009.