

# 32°

*Prêmio BNDES  
de Economia*

*Política energética  
e desigualdades regionais  
na economia brasileira*

---

GERVÁSIO FERREIRA DOS SANTOS





# 32<sup>o</sup>

## *Prêmio BNDES de Economia*

*Política energética  
e desigualdades regionais  
na economia brasileira*

---

**GERVÁSIO FERREIRA DOS SANTOS**

Tese apresentada ao Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo como requisito para obtenção do título de doutor em Economia.

**Orientador:**  
Eduardo Amaral Haddad

Rio de Janeiro – 2012



S237p Santos, Gervásio Ferreira dos  
Política energética e desigualdades regionais na economia brasileira /  
Gervásio Ferreira dos Santos. – Rio de Janeiro : BNDES, 2012.  
211 p. : il. -

Originalmente apresentado como tese do autor como requisito à  
obtenção do título de doutor (Departamento de Economia da Faculdade  
de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São  
Paulo, 2010).

Orientador: Eduardo Amaral Haddad.

32º Prêmio BNDES de Economia.

ISBN: 978-85-87545-42-8.

1. Política energética. 2. Economia - Brasil. 3. Disparidades  
econômicas regionais - Brasil. 4. Energia elétrica -  
Brasil - Tarifas I. Haddad, Eduardo Amaral (Orient.) II. Título.

CDD – 333.79320981

*Dedico este trabalho a minha família.*



# Agradecimentos

*Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Economia da FEA-USP, que me propiciou a evolução necessária durante o curso de doutorado. Este trabalho contou com o apoio financeiro da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (Fipe) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), além da indispensável estrutura de pesquisa colocada a minha disposição pelo Núcleo de Economia Regional e Urbana da USP (Nereus) e pelo Regional Economics Applications Laboratory (REAL) da University of Illinois Urbana-Champaign (UIUC), nos EUA. Como parte dessa estrutura, pude utilizar os resultados de mais de dez anos de pesquisas sobre a aplicação de modelos Interregionais de Equilíbrio Geral Computável no Brasil, tendo ainda a satisfação de poder contar com o apoio e colaboração de vários pesquisadores: Eduardo Amaral Haddad, Geoffrey Hewings, Carlos Azzoni, Joaquim Guilhoto, Fernando Perobelli, Edson Domingues, Eduardo Almeida e Alexandre Porsse e Lucas Ferraz. Suas contribuições foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.*

*Agradeço especialmente a meu orientador, prof. Eduardo Amaral Haddad, pelo apoio que recebi durante todo o processo de doutoramento e pela oportunidade de fazer parte do Nereus, grupo de pesquisa que propiciou meu crescimento como pesquisador, o que, sem dúvida, foi fundamental para minha formação acadêmica. Agradeço-lhe também pelos conselhos, pelo incentivo e pela paciência que teve comigo em vários momentos. Guardarei para sempre seus ensinamentos. Sua contribuição estendeu-se para além do papel de orientador, proporcionando avanços não só em minha formação acadêmica, como também em minha vida pessoal.*

*Ao prof. Geoffrey Hewings, agradeço pela ajuda e pelo estímulo para a realização de minhas atividades no Real, na UIUC, durante o período de doutorado-sanduiche. Com essa experiência pude desenvolver fundamentos importantes da atividade científica, que foram diferenciais em minha formação acadêmica. Agradeço também ao prof. Werner Baer, também da UIUC, pela receptividade e atenção dispensada não só a mim, mas a todos os estudantes e pesquisadores brasileiros que passam por aquela universidade.*

*Ao prof. André Ghirardi, orientador de mestrado, agradeço pelo apoio, incentivo e por despertar meu interesse pela área de energia durante meu curso de mestrado na Universidade Federal da Bahia.*

*Agradeço ao professor e amigo Raul Santos pelos sábios conselhos e pelas palavras de incentivo, que certamente enriqueceram muito minha formação. Obrigado às secretárias da Fipe (Carmen, Sandra e Herminda) e da Pós-Graduação da FEA (Cida e Valéria) por todo o apoio e atenção prestados durante esse tempo.*

*Agradeço aos amigos Lucas Ferraz, Daniel Silva Junior, Eduardo Rodrigues, Ana Barufi e aos colegas do Nereus (Raulzito, Marinho Bertanha, Weslem Faria e Sarah Bretones) pelo companheirismo e pelas contribuições durante a realização deste trabalho.*

*Um agradecimento especial a minha família. A meus pais e irmãos, que sempre me apoiaram e me deram o suporte necessário para minha formação, e a Ludmila, minha querida esposa, pelo companheirismo, cumplicidade e apoio incondicional em todos os momentos, proporcionando-me a estabilidade familiar necessária para o desenvolvimento e conclusão dessa importante etapa de minha vida. A Pedro Henrique, meu filho, por tudo que tem me ensinado nesses dois anos de vida.*



# Sumário

<b>Apresentação</b> .....	<b>19</b>
<b>Resumo</b> .....	<b>21</b>
<b>1. Introdução</b> .....	<b>23</b>
<b>2. Reformas estruturais e a política tarifária do setor elétrico brasileiro</b> ....	<b>29</b>
2.1 As reformas estruturais no setor elétrico.....	29
2.2 Regulação tarifária do setor elétrico .....	36
2.3 Padrão de dispersão espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil .....	39
<b>3. Energia, Ciência Regional e Modelagem Inter-regional de Equilíbrio Geral Computável</b> .....	<b>47</b>
3.1 Energia e a Ciência Regional.....	47
3.2 Nova Geografia Econômica e ligações de insumo-produto.....	49
3.3 Modelagem inter-regional de equilíbrio geral .....	53
3.3.1 Teoria dos modelos IEGC .....	57
3.3.2 Implementação de modelos IEGC.....	60
3.4 A abordagem de Johansen e a “tradição australiana” de modelagem EGC....	61
3.5 Experiência brasileira de modelagem IEGC.....	64
3.6 Modelos EGC para a análise de problemas energéticos .....	68
<b>4. Estrutura do modelo ENERGY-BR</b> .....	<b>73</b>
4.1 Características do modelo ENERGY-BR .....	73
4.2 Estrutura teórica do modelo ENERGY-BR .....	76
4.2.1 O núcleo EGC .....	77
4.2.1.1 Produção: demanda por insumos no processo produtivo .....	77
4.2.1.2 Estrutura de demanda das famílias.....	81
4.2.1.3 Demanda por investimento.....	83
4.2.1.4 Demanda do governo para consumo corrente .....	84
4.2.1.5 Demanda externa.....	84

4.2.2	Finanças públicas .....	85
4.2.3	Mercado de trabalho regional.....	85
4.2.4	Acumulação de dívida externa .....	86
4.2.5	Acumulação de capital e investimento .....	86
4.3	Método de solução .....	87
4.4	Fechamentos e teste do modelo .....	89
4.4.1	Fechamento de curto prazo .....	90
4.4.2	Fechamento de longo prazo.....	91
4.5	Teste de homogeneidade .....	91
4.6	Análise de sensibilidade dos resultados .....	93
4.7	Base de dados e parâmetros-chave .....	93
<b>5.</b>	<b>Interações espaciais entre energia elétrica e setores intensivos em energia na economia brasileira .....</b>	<b>99</b>
5.1	Energia elétrica e concentração espacial na economia brasileira .....	99
5.2	Políticas de desenvolvimento e a evolução do consumo de energia no Brasil ...	101
5.3	Heterogeneidade espacial dos setores intensivos em energia e da intensidade de energia elétrica.....	107
5.4	Campo de influência de energia .....	110
5.5	Base de dados.....	114
5.6	Resultados.....	116
5.6.1	Análise de sensibilidade sistemática .....	120
<b>6.</b>	<b>Impactos regionais da política tarifária do setor de energia elétrica ..</b>	<b>123</b>
6.1	Definição dos choques exógenos .....	123
6.2	Relações causais referentes ao mecanismo de funcionamento do modelo ...	124
6.3	Estratégia de simulação .....	126
6.4	Resultados das simulações.....	130
6.4.1	Resultados macroeconômicos .....	130
6.4.2	Resultados setoriais .....	133
6.4.3	Resultados regionais.....	137

6.5	Análise de sensibilidade sistemática .....	140
6.5.1	Elasticidades de comércio regional e internacional .....	141
6.5.2	Elasticidades de substituição do composto de energia.....	148
6.5.3	Elasticidades de substituição das fontes de energia elétrica.....	155
<b>7.</b>	<b>Considerações finais.....</b>	<b>165</b>
	<b>Referências.....</b>	<b>173</b>
	<b>Apêndices .....</b>	<b>189</b>
	<b>Apêndice 1</b> – Especificação do núcleo central do modelo Energy-BR .....	189
	<b>Apêndice 2</b> – Função de produção Cresh .....	199
	<b>Apêndice 3</b> – Método de Solução Computacional de Johansen .....	202
	<b>Apêndice 4</b> – Intensidade de energia elétrica no Brasil.....	206
	<b>Apêndice 5</b> – Variação nas taxas de retorno.....	208
	<b>Abstract.....</b>	<b>211</b>



## Índice de figuras, gráficos, quadros e tabelas

<b>Figura 1</b>	Sistema Interligado Nacional .....	30
<b>Figura 2</b>	Evolução da tarifa média nacional real de energia elétrica no Brasil, 1995-2008.....	40
<b>Figura 3</b>	Tarifa média por unidade da federação no Brasil, 1995, 2004 e 2008 ...	41
<b>Figura 4</b>	Aumento da tarifa média por unidade da federação no Brasil, 1995-2008 (em %).....	42
<b>Figura 5</b>	Desvio-padrão da relação entre as tarifas médias por unidade da federação e a tarifa média nacional no Brasil, 1995-2008 .....	43
<b>Figura 6</b>	Autocorrelação espacial entre as tarifas médias por unidade da federação no Brasil, 1995-2008.....	44
<b>Figura 7</b>	Experiência brasileira de construção de utilização de modelos IEGC ...	65
<b>Figura 8</b>	Estrutura aninhada da tecnologia de produção regional.....	77
<b>Figura 9</b>	Isoquanta do Vetor Tecnológico .....	80
<b>Figura 10</b>	Estrutura aninhada de demanda regional das famílias .....	82
<b>Figura 11</b>	Estrutura aninhada da demanda regional por investimentos.....	83
<b>Figura 12</b>	Estrutura do consumo de energia no Brasil, 2007.....	103
<b>Figura 13</b>	Participação % das classes de consumo no consumo de energia elétrica no Brasil, 1970-2007 .....	104
<b>Figura 14</b>	Intensidade de energia elétrica no Brasil, 1970-2007 .....	105
<b>Figura 15</b>	Participação % das fontes de energia no consumo industrial de energia no Brasil, 1970-2007 .....	106

<b>Figura 16</b>	Participação % de energia elétrica e insumos energéticos totais nos custos de produção setorial no Brasil, 2004.....	108
<b>Figura 17</b>	PIB, consumo de energia elétrica e intensidade de energia elétrica dos setores intensivos em energia no Brasil, 2004 .....	109
<b>Figura 18</b>	Campo de influência setorial .....	116
<b>Figura 19</b>	Campo de influência setorial de energia.....	117
<b>Figura 20</b>	Campos de influência espacial .....	118
<b>Figura 21</b>	Campos de influência espacial de energia.....	119
<b>Figura 22</b>	Campo de influência espacial de energia (com coeficientes de intensidade de energia elétrica homogêneos entre as regiões) .....	121
<b>Figura 23</b>	Principais relações causais subjacentes aos resultados da simulação básica.....	125
<b>Figura 24</b>	Representação esquemática das simulações considerando a evolução espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil, 1995-2008.....	127
<b>Figura 25</b>	Resultados setoriais de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, nível de atividade (em variação %) .....	136
<b>Figura 26</b>	Impactos de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, PIB real (em variação %) .....	139
<b>Tabela 1</b>	Geração de energia elétrica no Brasil, 2007.....	31
<b>Tabela 2</b>	Setores do Modelo ENERGY-BR .....	74
<b>Tabela 3</b>	Agrupamentos setoriais .....	75
<b>Tabela 4</b>	Parâmetros referentes às elasticidades de Armington do ENERGY-BR...	95
<b>Tabela 5</b>	Concentração econômica e intensidade de energia elétrica no Brasil, 2004* .....	100

<b>Tabela 6</b>	Participação % dos setores industriais na produção industrial no Brasil, 1970-1980 .....	101
<b>Tabela 7</b>	Intensidade de energia elétrica no Brasil (setores do modelo ENERGY-BR) .....	115
<b>Tabela 8</b>	Choques % no preço de energia elétrica .....	127
<b>Tabela 9</b>	Resultados agregados de longo prazo da variação nos preços de energia elétrica (variação %).....	131
<b>Tabela 10</b>	Resultados setoriais de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, nível de atividade (variação %) .....	134
<b>Tabela 11</b>	Impactos de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, PIB real (variação %) .....	138
<b>Tabela 12</b>	Simulação 1: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %).....	142
<b>Tabela 13</b>	Simulação 2: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %).....	143
<b>Tabela 14</b>	Simulação 3: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %).....	144
<b>Tabela 15</b>	Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)...	145
<b>Tabela 16</b>	Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)...	146
<b>Tabela 17</b>	Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)...	147

<b>Tabela 18</b>	Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)	148
<b>Tabela 19</b>	Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)	149
<b>Tabela 20</b>	Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)	150
<b>Tabela 21</b>	Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)	151
<b>Tabela 22</b>	Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)	152
<b>Tabela 23</b>	Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)	153
<b>Tabela 24</b>	Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)	156
<b>Tabela 25</b>	Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)	157
<b>Tabela 26</b>	Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)	158

<b>Tabela 27</b>	Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)	160
<b>Tabela 28</b>	Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)	161
<b>Tabela 29</b>	Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)	162



## Lista de abreviaturas e siglas

Aneel: Agência Nacional de Energia Elétrica

Alca: Área de Livre Comércio das Américas

BEN: Balanço Energético Nacional

B-MARIA: Brazilian Multisectoral and Regional/Inter-Regional Analysis Model

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CES: Constant Elasticity of Substitution

CET: Constant Elasticity of Transformation

CP: Centro-Periferia

CRESH: Constant Ratio of Elasticities of Substitution, Homothetic

EFES: Economic Forecasting Equilibrium System

EGC: Equilíbrio Geral Computável

EGCE: Equilíbrio Geral Computável (de) Energia

FFF: Formas Funcionais Flexíveis

FMI: Fundo Monetário Internacional

GAMS: Algebraic Modeling System

GEMPACK: General Equilibrium Modeling Package

GWh: Gigawatts/hora

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEGC: (modelo) Inter-Regional de Equilíbrio Geral Computável

I PND: Primeiro Plano Nacional de Desenvolvimento

II PND: Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento

IRT: Índice de Reajuste Tarifário

KWh: Kilowatts/hora

LES: Linear Expenditure System

MAE: Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME: Ministério de Minas e Energia  
MPSGE: Mathematical Programming System for General Equilibrium  
Analysis  
MSG: (modelos) Multi-Sectoral Growth  
NCES: Nested Constant Elasticity of Substitution  
Nereus: Núcleo de Economia Regional e Urbana  
NGE: Nova Geografia Econômica  
NOS: Operador Nacional do Sistema  
PIB: Produto Interno Bruto  
PTF: Produtividade Total dos Fatores  
REAL: Regional Economics Application Laboratory  
SIN: Sistema Interligado Nacional  
Sintrel: Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica  
Siup: Serviços Industriais de Utilidade Pública  
TEP: Tonelada Equivalente de Petróleo  
TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição  
VBP: Valor Bruto da Produção

## Apresentação

Esta tese de doutorado em Economia, *Política energética e desigualdades regionais na economia brasileira*, de Gervásio Ferreira dos Santos, ora editada pelo BNDES, obteve o primeiro lugar no 32º Prêmio BNDES de Economia, realizado em 2010-2011.

Seu autor é brasileiro, graduou-se em Economia pela Universidade Estadual de Maringá e obteve o título de mestre em Economia na Universidade Federal da Bahia e o título de doutor em Economia na Universidade de São Paulo, tendo como orientador o professor Eduardo Amaral Haddad.

Concorreram ao 32º Prêmio BNDES de Economia 24 teses de doutorado, inscritas por 10 Centros de Pós-Graduação em Economia de universidades brasileiras. A comissão examinadora formada para apreciar as dissertações foi presidida pelo professor Antônio Marcos Hoelz Pinto Ambrózio – BNDES e composta pelos professores Ana Cristina Reif de Paula – BNDES, Ana Lúcia Kassouf – USP, Fabrício Bianchi Catermol Cunha – BNDES, Fernando Antonio Slaibe Postali – Unifesp, Fernando Seabra – UFSC, Neio Lúcio Peres Gualda – UEM, Paulo Fernando de Moura B. Cavalcanti Filho – UFPB, Tatiane de Menezes – UFPE .

Em 2011, também foram premiadas as seguintes teses de doutorado:

2º lugar – *Mobilidade de rendimentos no Brasil: uma análise a partir de dados cross section e longitudinais*, de Mariângela Furlan Antigo (UFMG), orientada por Ana Flávia Machado.

3º lugar – *Três ensaios sobre política monetária no Brasil: assimetrias nos efeitos reais de choques monetários, preferências do Banco Central e regras monetárias ótimas*, de Edilean Kleber da Silva Bejarano Aragón (UFRS), orientado por Marcelo Savino Portugal.

Ao longo de 32 edições do Prêmio BNDES de Economia, foram premiadas 154 dissertações e publicados, pelo BNDES, 51 desses trabalhos, totalizando a edição de cerca de 135 mil exemplares. A 32ª edição do prêmio, no entanto, incluiu a categoria doutorado, sendo esta a primeira tese premiada publicada.



## Resumo

O objetivo desta tese é avaliar os impactos regionais de longo prazo da política tarifária do setor elétrico brasileiro. As reformas estruturais no setor determinaram o surgimento de duas diferentes tendências de distribuição espacial das tarifas de energia elétrica entre os estados brasileiros: uma de convergência e outra de dispersão espacial. A disparidade regional das tarifas no período recente vem sendo influenciada pelas características espaciais da economia brasileira, entre as quais estão a elevada concentração espacial e distribuição hierárquica de grandes mercados no espaço. Nesse sentido, os diferenciais de preços de energia elétrica tendem a ser causados pelos diferenciais de tamanho de mercado, que fornecem várias condições para a obtenção de economias de escala pelas companhias de distribuição de energia elétrica. Com base nesses elementos e na evidência de que a energia elétrica é um insumo importante no processo produtivo, foi construído um modelo Inter-regional de Equilíbrio Geral Computável para análise de política energética. As simulações mostraram evidências de que as ligações de insumo-produto, a heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica e os diferenciais regionais de substituição energética estão entre os mais notáveis determinantes dos impactos espaciais da variação no preço da energia elétrica. Por outro lado, a recente tendência de dispersão espacial nas tarifas de energia elétrica pode estar contribuindo para reduzir o PIB real nacional e aumentar as desigualdades entre regiões no Brasil.



# 1. Introdução

O objetivo desta tese é avaliar os impactos regionais de longo prazo da política tarifária no setor elétrico brasileiro, que passou por um processo de reestruturação na década de 1990. Como parte da reestruturação, foi implementada uma nova política tarifária, baseada no sistema de regulação por incentivos por meio do regime tarifário de preço-teto, também conhecido na literatura especializada 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. 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. Os desdobramentos sobre a atividade econômica resultantes do padrão de evolução da distribuição espacial das tarifas de energia elétrica serão avaliados neste trabalho utilizando um modelo Inter-Regional de Equilíbrio Geral Computável (IEGC).

A reestruturação do setor elétrico brasileiro teve como objetivo aumentar os investimentos, atrair o capital privado e melhorar a produtividade e a qualidade dos serviços prestados pelo setor. Após uma década de reformas, o modelo de regulação tarifária passou a ser questionado, já que as características específicas do espaço econômico brasileiro podem determinar uma distribuição muito desigual dos ganhos de produtividade aos consumidores finais. Desse modo, a análise dos impactos regionais da política tarifária no contexto das desigualdades regionais brasileiras precisa ser norteada por métodos de análise da Ciência Regional.

A relação entre política energética e desigualdades regionais é relativamente conhecida no campo da Ciência Regional. As principais pesquisas tentaram relacionar a oferta e a demanda de energia à distribuição espacial das

atividades econômicas. Embora tenha sido verificado que os sistemas de energia têm um grande apelo de análise no âmbito das inter-relações no espaço, a conexão entre os aspectos técnicos e econômicos dos setores de energia e os fundamentos da teoria econômica ainda permanecem abertos.

Os principais resultados dos estudos sobre política energética e desigualdades regionais revelam que choques nos mercados de energia podem afetar o equilíbrio entre as regiões. A distribuição desses efeitos no espaço depende de discontinuidades nas variáveis, direta ou indiretamente relacionadas ao uso de energia, como: nível de atividade, população, clima, tecnologia ou a própria política energética. 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 ordenamentos de prioridade na oferta para determinados setores, regiões ou segmentos de demanda final. A relação entre essas imperfeições e questões de economia regional ainda são pouco exploradas.

A análise dos impactos regionais de políticas relacionadas aos setores de energia no Brasil requer a consideração das características espaciais da economia brasileira. Esta é consideravelmente heterogênea e marcada por um elevado grau de concentração espacial. Depois de várias décadas de políticas governamentais destinadas a reverter essa concentração, os resultados ainda se mostram modestos. Por outro lado, a espacialidade da economia brasileira se torna mais complexa por causa da existência de um conjunto de grandes mercados distribuídos hierarquicamente. Desse modo, a exposição de cada região aos choques nos preços ou a quaisquer outros distúrbios na oferta de energia elétrica depende da natureza das inter-relações espaciais entre as regiões.

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, a política tarifária em vigor no setor elétrico pode implicar a exacerbação dos desequilíbrios regionais na economia brasileira. Essa preocupação tem sido tema de frequentes discussões no Brasil, com base na evidência de formação de novos padrões de distribuição espacial das tarifas de energia elétrica. Logo, a tese aborda 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?*

O tratamento do problema sugere alguns desafios relacionados à estrutura teórica e analítica. A Ciência Regional aprimorou nos últimos anos um instrumental teórico e analítico que permite introduzir relações espaciais entre os agentes econômicos. A Nova Geografia Econômica (NGE) fornece uma estrutura teórica capaz de definir os princípios gerais que governam a organização do espaço econômico. Com essa estrutura é possível explicar questões importantes, como a concentração da atividade econômica com base nos custos de transporte e economias de aglomeração.

A análise dos impactos provenientes de choques nos setores de energia requer grande atenção sobre os setores intensivos em energia. Para muitos desses setores, a localização da produção depende mais da localização dos insumos utilizados do que da localização do mercado. No entanto, é possível, com base nas inter-relações setoriais e espaciais entre os agentes, identificar a mobilidade de fatores em função de choques nos preços de energia. Dessa forma, os diferenciais de preços de energia podem, no longo prazo, provocar desequilíbrios regionais no Brasil, a depender da direção dos choques. Por outro lado, as economias de aglomeração presentes no país podem exacerbar ou atenuar esses desequilíbrios, já que essas próprias economias podem determinar a heterogeneidade da oferta de energia.

Além desta introdução, a tese é composta de mais seis capítulos. No Capítulo 2, é realizada uma análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro. Os principais elementos abordados são a nova política tarifária e o padrão de disper-

são espacial das tarifas de energia elétrica. A análise da evolução da distribuição espacial das tarifas permite observar a formação de diferentes padrões tarifários no Brasil, relacionados ao nível de desenvolvimento das regiões e ao tamanho do mercado. O problema da pesquisa da tese é estruturado no fim do capítulo, com base na evidência de dois padrões de distribuição espacial das tarifas observados na última década: um de convergência e outro de dispersão espacial.

No Capítulo 3, é elaborado o referencial teórico-metodológico que servirá de base para a realização da pesquisa. Além de uma revisão da literatura sobre a análise de problemas de energia no campo da Ciência Regional, um dos objetivos do capítulo é mostrar elementos da Ciência Regional capazes de nortear a análise de impactos de choques provenientes dos setores de energia. Por outro lado, o capítulo também apresenta a estrutura teórica básica dos modelos IEGC e traça uma análise sobre a experiência brasileira com a construção, implementação e utilização desses modelos. No fim do capítulo, serão comentados os princípios de modelagem de problemas na área de energia com modelos de equilíbrio geral.

O Capítulo 4 expõe a estrutura teórica e as principais características do modelo ENERGY-BR. Trata-se de um modelo IEGC que reconhece 30 setores e 27 regiões da economia brasileira. Os fundamentos teóricos deste modelo derivam do modelo B-MARIA-27 [Haddad (2004)]. As hipóteses teóricas referentes aos mercados e formas funcionais utilizadas para implementar o modelo são detalhadas, sendo apresentados também, como inovação, os detalhes da modelagem específica para a substituição energética incorporada ao modelo. Ao fim do capítulo são mostrados os detalhes sobre os fechamentos utilizados no modelo para restringir o ambiente macroeconômico da simulação e a descrição do banco de dados utilizado para a calibragem do modelo.

No Capítulo 5, são analisadas as interações espaciais entre os setores intensivos em energia, energia elétrica e as economias regionais brasileiras. O objetivo é avaliar o papel estrutural que os setores intensivos em energia

desempenham na economia brasileira e o respectivo padrão de consumo de energia elétrica induzido setorialmente e espacialmente por esses setores. Para a análise das interações, é utilizada a abordagem de campo de influência de energia conjuntamente a uma matriz inter-regional de insumo-produto e a um conjunto de coeficientes de intensidade energética. O aprendizado sobre as interações espaciais estabelecidas por esses setores auxiliarão no refinamento e no melhor entendimento dos resultados do modelo de equilíbrio geral. Além de informações sobre o padrão de consumo de energia no Brasil em unidades físicas, os dados da matriz inter-regional de insumo-produto utilizada para calibrar o modelo IEGC são utilizados para a realização da análise dessas interações.

O Capítulo 6 exibe os resultados das simulações realizadas. Inicialmente, é definida a metodologia de implementação dos choques exógenos e as relações de causalidades presentes no modelo de equilíbrio geral. Três simulações são definidas e realizadas. Na primeira, busca-se obter o padrão de dispersão de choques nos preços de energia elétrica no espaço econômico brasileiro, com um choque uniforme no preço da energia elétrica. Na segunda, mimetizam-se impactos dos aumentos relativos das tarifas estaduais verificadas no período 1995-2004. E, na terceira, os impactos no período 2004-2008. Os resultados dessas três simulações são avaliados com base nos impactos macroeconômicos, setoriais e espaciais. No fim do capítulo também é exposta a análise de sensibilidade dos resultados em relação a alguns conjuntos de parâmetros-chave.

No Capítulo 7 são realizadas as considerações finais.



## 2. Reformas estruturais e a política tarifária do setor elétrico brasileiro

Este capítulo realiza uma análise do processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro e da nova política tarifária do setor. O principal objetivo é a estruturação do problema de pesquisa explicitado na introdução. Com o entendimento das novas regras regulatórias vigentes no setor, buscou-se verificar a evolução das tarifas médias de energia elétrica entre as unidades da federação, a fim de analisar se a política tarifária estaria associada a algum padrão espacial no Brasil. Ao fim da análise puderam ser observados dois padrões de dispersão tarifária distintos.

### 2.1 As reformas estruturais no setor elétrico

O sistema de produção e distribuição de energia elétrica no Brasil refere-se a um sistema hidrotérmico de grande escala com predominância de usinas hidrelétricas. A interligação por meio de redes de transmissão de energia elétrica em alta voltagem forma o Sistema Interligado Nacional (SIN), formado por empresas de geração e transmissão públicas e privadas que compõem quatro subsistemas que atendem às macrorregiões brasileiras: Sul; Sudeste-Centro-Oeste; Nordeste; e parte da Região Norte. Esses subsistemas são interconectados e permitem a otimização de 96,6% da capacidade de produção de energia elétrica no país (Figura 1). Os 3,4% restantes são compostos por pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na Região Amazônica.

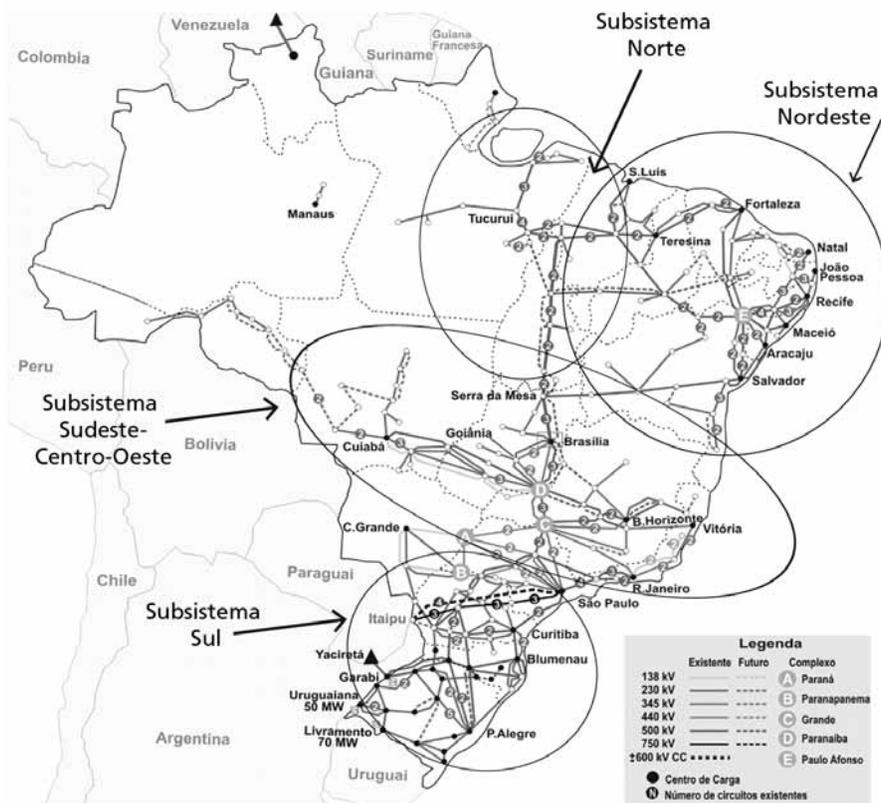
Na Tabela 1, pode ser observada a estrutura de geração de energia elétrica no Brasil. Em 2007, foram gerados 444,5 mil GWh<sup>1</sup> de energia elétrica. A geração hidrelétrica, responsável por 84,1% do total da energia produzida, e a geração térmica a gás, por 3,5%, são as duas maiores fontes de energia

---

<sup>1</sup> Gigawatts/hora.

elétrica no Brasil. Desse total, 89,4% foram gerados por meio das Centrais Elétricas de Serviço Público e 10,6% pelos autoprodutores. A distribuição ao consumidor final é realizada por 64 distribuidoras, privadas em sua maioria, que operam em regime de concessão para prestação de serviços públicos, e por 34 cooperativas de eletrificação rural.

**Figura 1 Sistema Interligado Nacional**



Fonte: ONS (2009).

**Tabela 1 Geração de energia elétrica no Brasil, 2007**

<b>Tipo de geração</b>	<b>GWh</b>	<b>Participação %</b>
Hidrelétrica	374.015,1	84,1
Gás natural	15.496,6	3,5
Carvão vapor	5.937,8	1,3
Lenha	803,4	0,2
Bagaço de cana	11.094,8	2,5
Óleo diesel	6.268,7	1,4
Óleo combustível	5.672,8	1,3
Nuclear	12.349,8	2,8
Outras fontes	12.943,9	2,9
<b>Total</b>	<b>444.582,8</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Brasil (2008a).

Atualmente, o setor elétrico brasileiro ainda está se ajustando a um conjunto de reformas, iniciadas no ano de 1993, que buscavam criar condições para a ampliação dos investimentos privados no setor, no âmbito de um conjunto de reformas liberalizantes na economia brasileira. No entanto, a maioria dos problemas que culminaram na necessidade de reformulação do setor elétrico, a partir de 1993, resultou dos planos nacionais de desenvolvimento, em especial do II PND.<sup>2</sup> Com base na meta de crescimento do PIB de 10% a.a. e do consumo de energia elétrica superior a 12% a.a., entre 1974 e 1979, os projetos de eletrificação rural, de transmissão de energia elétrica, os grandes projetos hidrelétricos e as usinas do Programa Nuclear foram concebidos no escopo daquele plano e financiados pela captação externa de financiamento [Landi (2006)]. Como a política econômica desconsiderava a profundidade da contração da economia mundial, o processo inflacionário e o endividamento externo do país, o setor elétrico começou a acumular problemas de fluxo de caixa na década de 1980 [Batista (1987)].

<sup>2</sup> Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), em vigor no período 1975-1989.

No início dessa década, o problema agravou-se na medida em que o governo manteve a programação da expansão da oferta de energia elétrica, acompanhada pela redução no fluxo de recursos proveniente de tarifas e impostos do setor. Isso porque, de forma explícita, o governo tentava conter índices inflacionários por meio da redução no valor real das tarifas de serviços públicos, entre elas as tarifas de energia elétrica [Lorenzo (2002); Rego (2007)].

Nesse período, iniciou-se um conjunto de distorções nas tarifas regionais de energia elétrica, podendo os contratos especiais de compra de energia elétrica ser considerados um dos primeiros tipos de distorções. Esses contratos permitiam a concessão de tarifas de energia elétrica especiais da Eletronorte para a produção siderúrgica (essencialmente, o alumínio) no Norte (Pará) e Nordeste (Maranhão). Como contrapartida, eles ajudavam a financiar a continuidade de grandes projetos hidrelétricos iniciados no II PND e em dificuldades financeiras, como a usina de Tucuruí [Lima e Machado (2003)].

Como parte da política de redução das desigualdades regionais, o governo federal instituiu, em 1974, a equalização tarifária<sup>3</sup> em todo o território nacional para a tarifa média de remuneração do setor elétrico. Esse mecanismo agravou o quadro financeiro das empresas de energia elétrica, já que os ganhos de produtividade das empresas mais eficientes eram transferidos para as empresas menos eficientes, para manter uma taxa média de remuneração para todo o sistema. Tal política desestimulava a busca pela eficiência por parte das empresas de distribuição de energia elétrica do setor, controladas pelos governos estaduais [Landi (*op. cit.*); Rego (*op. cit.*)].

Esse processo, acompanhado da elevação nas taxas de juros internacionais a partir da década de 1980, culminou no endividamento progressivo das concessionárias de serviço público e, em especial, as empresas de energia elétrica. No início da década de 1990, diante da necessidade de atrair investimentos e

---

<sup>3</sup> Decreto-lei 1.383/1974.

melhorar a qualidade dos serviços públicos, surge a necessidade de reformulação do setor elétrico brasileiro. Essa reformulação compreendia mudanças institucionais, a revisão da matriz energética, a política tarifária, a política de financiamento e a criação de condições para a atração de investimentos.

As bases para a reestruturação do setor elétrico brasileiro foram iniciadas em 1990, com a adoção do Programa Nacional de Desestatização.<sup>4</sup> Esse programa sinalizava a recuperação dos preços dos serviços públicos, a minimização de aportes por parte do Tesouro Nacional e a criação de condições para a atuação de agentes privados na prestação de serviços públicos.

Em 1993, o governo transferiu para as concessionárias de energia elétrica a responsabilidade de fixar e reajustar tarifas, mantendo o mecanismo de tarifa pelo custo do serviço.<sup>5</sup> Com esse mecanismo, alterou-se a antiga prática de rentabilidade garantida de 10% sobre os ativos das empresas, ao mesmo tempo em que se eliminava o regime de equalização tarifária. Todavia, em razão do cenário de inflação elevada, as empresas mantiveram a prática de reajustamento dos preços com base na inflação do período anterior. O que se verificou na prática com essa medida foi que, entre 1993 e 1994, houve uma recuperação considerável das tarifas na classe residencial não acompanhada pela classe industrial, o que reforçava a evidência da prática de subsídios cruzados no setor, além de sua fragilidade institucional [Landi (*op. cit.*)].

No entanto, a Lei 8.631/1993, que transferia a responsabilidade pelos reajustes para as distribuidoras, trazia elementos importantes para a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Isso porque, além de abandonar o nivelamento geográfico das tarifas de energia elétrica, essa lei também determinava um ajuste de contas entre credores e devedores e a obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre agentes geradores e distribuidores de energia elétrica. Na prática, estava sendo iniciado um processo de desverticalização

---

<sup>4</sup> Lei 8.031/1990.

<sup>5</sup> Lei 8.631/1993.

do setor elétrico, com a introdução da tarifa de suprimento para os agentes geradores e da tarifa de fornecimento para os distribuidores. As tarifas de suprimento eram acrescidas dos custos de transmissão, enquanto as tarifas de fornecimento podiam variar de acordo com a classe de consumo e em relação à quantidade de energia consumida [Pires e Piccinine (1998)].<sup>6</sup>

A partir de 1995, a política energética passou por uma profunda reforma, na qual os dois maiores setores estatais – petróleo e energia elétrica – receberam um tratamento diferenciado. Como o setor de petróleo estava financeiramente equilibrado, sofreu apenas pequenas modificações. Em relação à energia elétrica, era necessária uma profunda reestruturação, pois o setor passava por um grave desequilíbrio financeiro.<sup>7</sup> Desse modo, foi aprovada a Lei de Concessões,<sup>8</sup> que passou a definir o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. No mesmo ano iniciou-se no Brasil a privatização da maioria das empresas estaduais de distribuição de energia elétrica [Landi (*op. cit.*)].

Desde o início das privatizações, surge a necessidade de novos arranjos institucionais no setor elétrico. Em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel),<sup>9</sup> 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 Aneel<sup>10</sup> também estruturou o setor elétrico brasileiro em áreas de: (i) produção (geração); (ii) transmissão em

---

<sup>6</sup> Como complemento à Lei 8.631/1993, o Decreto 1.009/1993 criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), composto pelos sistemas de transmissão de propriedade das empresas controladas pela Eletrobras. Embora os sistemas de transmissão continuassem sob a administração da Eletrobras, essa medida, além de separar as áreas de transmissão do conjunto do sistema, criou a necessidade de formular instrumentos jurídicos para o acesso aos sistemas de transmissão por parte dos agentes do setor elétrico.

<sup>7</sup> A correção desses desequilíbrios fazia parte das negociações com os organismos financeiros internacionais como o Fundo Monetário Internacional (FMI), que financiavam a estabilização da economia naquele período [Goldemberg e Prado (2003)].

<sup>8</sup> Lei 8.987/1995.

<sup>9</sup> Embora criada em 1996, a Aneel iniciou suas operações somente em 1997 [Rego (*op. cit.*)].

<sup>10</sup> Lei 9.427/1996.

alta tensão; (iii) distribuição para atendimento aos consumidores finais; e (iv) vendas no varejo aos consumidores finais (comercialização) [Landi (*op. cit.*)]. As funções da Aneel seriam: (i) a regulação e a fiscalização dos agentes nessa nova estrutura; (ii) a realização de licitações para novas concessões; e (iii) e fixação de critérios e estabelecimentos de reajustes tarifários nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Para melhorar a nova organização industrial do setor elétrico, foram regulamentadas, em 1996, as atividades do produtor independente e autoprodutor de energia elétrica.<sup>11</sup> Essa regulamentação assegurou a esses produtores o acesso às redes de transmissão e distribuição existentes. Nesse arcabouço institucional, foi permitido que os grandes consumidores pudessem escolher seus fornecedores de energia elétrica. Outras importantes decisões ocorreram em 1998,<sup>12</sup> tais como: a reestruturação da Eletrobras e de suas subsidiárias, a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)<sup>13</sup> 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. Era necessário formular um novo desenho de mercado que preservasse tanto a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica quanto as condições de atuação nos segmentos em que ainda predominavam os monopólios naturais, como na transmissão e na distribuição de energia. Por outro lado, era necessário um arranjo institucional para definir o papel das instituições e empresas vinculadas ao governo federal. Um consórcio liderado pela consultoria Coopers & Lybrand e contratado pelo Ministério de Minas e Energia e pela Eletrobras preparou o documento conhecido como “Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro”, no qual foram esti-

<sup>11</sup> Decreto-Lei 2.003/1996.

<sup>12</sup> Medida Provisória 1.531/1998.

<sup>13</sup> O MAE foi substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

puladas as bases para o funcionamento do setor [Pires (1999); Vieira (2005); Landi (*op. cit.*); Rego (*op. cit.*)]. Com um novo modelo de funcionamento e em bases competitivas, a regulação tarifária ganhou uma importância cada vez maior no âmbito das políticas do setor elétrico brasileiro.

## 2.2 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 o território nacional. A partir de 1993,<sup>14</sup> foram introduzidos os conceitos de regime tarifário de “serviço pelo preço” e “equilíbrio econômico-financeiro”. Nesse regime, as tarifas passaram a ser fixadas no contrato de concessão ou permissão resultante de licitação pública. As regras 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 (*op. cit.*); Aneel (2005)].

Coube à Aneel regular as tarifas cobradas pelas distribuidoras de energia elétrica aos consumidores finais, bem como garantir o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Para a tarifa de varejo da distribuição, foi implementado o método de regulação por incentivos, por meio do *price-cap*.<sup>15</sup> 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

<sup>14</sup> Leis 8.987/1995 e 9.427/1996

<sup>15</sup> Sobre o surgimento do *price-cap*, ver Littlechild (1983).

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. Além dessas vantagens, o regime permite que os custos não gerenciáveis das distribuidoras sejam transferidos diretamente para as tarifas [Aneel (*op. cit.*)].

Para implementar o *price-cap*, a Aneel estabelece inicialmente a receita anual requerida da empresa, capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Essa receita é composta de duas parcelas, A e B. A parcela A refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis pela empresa, como a compra de energia para revenda aos consumidores e os encargos e tributos setoriais (Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica e outros). Já a parcela B, de custos gerenciáveis, é composta dos custos de pessoal, de material e de outras atividades vinculadas diretamente à operação e à manutenção dos serviços de distribuição de energia elétrica, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. As distribuidoras podem aumentar a eficiência gerenciando os custos da parcela B, que dependerão ainda de fatores como densidade de carga e/ou economias de escala.

Com base nesses valores, a Aneel calcula o Índice de Reajuste Tarifário (IRT) anual como:

$$IRT = \frac{VPA_t + VPB_0 * (IVI \pm X)}{RA_0} \quad (2.1)$$

Nessa equação, considera-se que na data do reajuste em processamento a distribuidora tem consolidada, com base na estrutura e níveis tarifários então vigentes, sua Receita Anual referente aos últimos doze meses ( $RA_0$ ) e o Valor

da Parcela A ( $VPA_0$ ) considerando os valores e condições vigentes na data de referência anterior. O novo Valor da Parcela A ( $VPA_1$ ) é obtido com base nos valores então vigentes. O Valor da Parcela B ( $VPB_0$ ), na data de referência anterior, é obtido pela diferença entre  $RA_0$  e  $VPA_0$ . Um novo valor da Parcela B ( $VPB_1$ ) também pode ser obtido pela correção de  $VPB_0$  por um índice de preço (IGP-M, por exemplo) dos últimos 12 meses anteriores à data do reajuste [*Ibid.* (p. 20-22)].

As demais variáveis da equação referem-se ao “número índice” (IVI), obtido pela divisão do índice de preço do mês anterior à data do reajuste em processamento pelo índice do mês anterior à data de referência anterior. O fator X também é um “número índice”, porém fixado pela Aneel a cada revisão tarifária periódica, conforme definido no contrato de concessão. Esse fator é subtraído ou adicionado ao IVI a cada reajuste tarifário anual [*Ibid.* (p. 23)].

Além do reajuste tarifário anual destinado a restabelecer o poder de compra da receita das distribuidoras, a Aneel também realiza a revisão tarifária periódica, implementada geralmente após 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 estabelecido um novo fator X, que é 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.

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. Estes 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 após o último ano de vigência, 2004.<sup>16</sup>

Como veremos a seguir, as medidas adotadas pela Aneel resultaram em profundas alterações nas tarifas médias regionais de energia elétrica no Brasil.

### **2.3 Padrão de dispersão espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil**

Esta seção tem por objetivo analisar a evolução do padrão espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil depois da reestruturação do setor. Entre 1995 e 2008, passou a vigorar um novo regime tarifário, sendo realizados dois ciclos de revisão tarifária. A hipótese levantada nesta seção é de que a política regulatória está determinando um padrão desfavorável de distribuição espacial das tarifas com relação às regiões menos desenvolvidas do Brasil, em virtude das características espaciais específicas da economia brasileira associadas à concentração econômica e à heterogeneidade espacial.

Como visto, o principal elemento para a definição da evolução da tarifa de energia elétrica no Brasil é o fator X. Para determinar essa variável, 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 após o ano de 2004, as distribuidoras passaram a apresentar indicadores de produtividade favoráveis e taxas de retorno do capital positivas. O

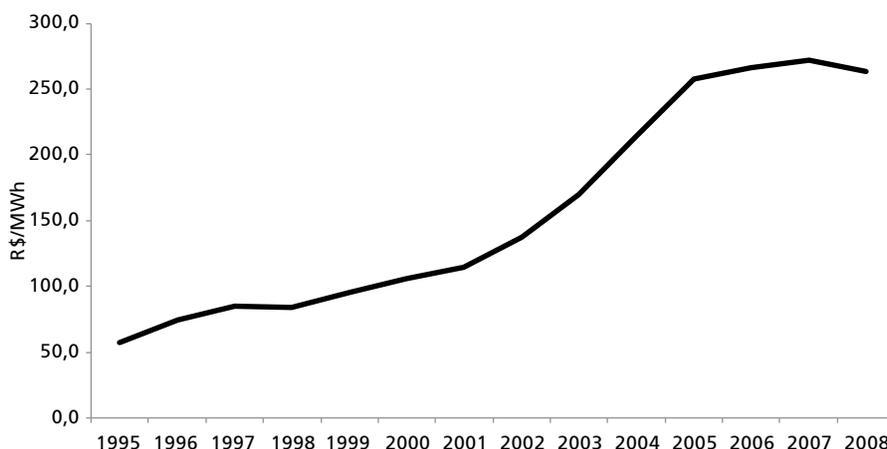
---

<sup>16</sup> Os subsídios permitidos na tarifa de fornecimento e criados em lei foram os de até 65% para consumidores de baixa renda, até 90% para consumo em atividades rurais e de 15% para serviços públicos de água, esgoto e saneamento e iluminação pública. Além disso, também foram criados os subsídios na tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) de 50% a 100% para produção e consumo de energia de fontes alternativas (eólica, solar, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) e 100% para as distribuidoras com mercado inferior a 500 GWh/ano que utilizam redes de distribuição de outra distribuidora em função da pequena escala de mercado.

mesmo estudo também mostra que as distribuidoras com menor razão entre a energia elétrica distribuída por quilômetro de rede (kWh/km<sup>2</sup>) tendem a ter fraco desempenho em relação às demais. Em outra pesquisa, Tovar *et al.* (2009) também mostraram 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 a Figura 2, esta, que era de R\$ 57,12 por MWh, em 1995, aumentou para R\$ 263,22 por MWh, em 2008 (aumento de 360,8%). Esse aumento foi um reflexo da necessidade de recompor financeiramente o setor. No entanto, verifica-se também na Figura 2 que, a partir de 2004, houve uma redução na velocidade de aumento na tarifa média nacional. Em 2008, houve um declínio na tarifa em relação a 2007, o que pode estar refletindo a recuperação financeira do setor. Nesse contexto, a distribuição espacial das tarifas fornece uma avaliação da evolução relativa das tarifas entre as unidades da federação.

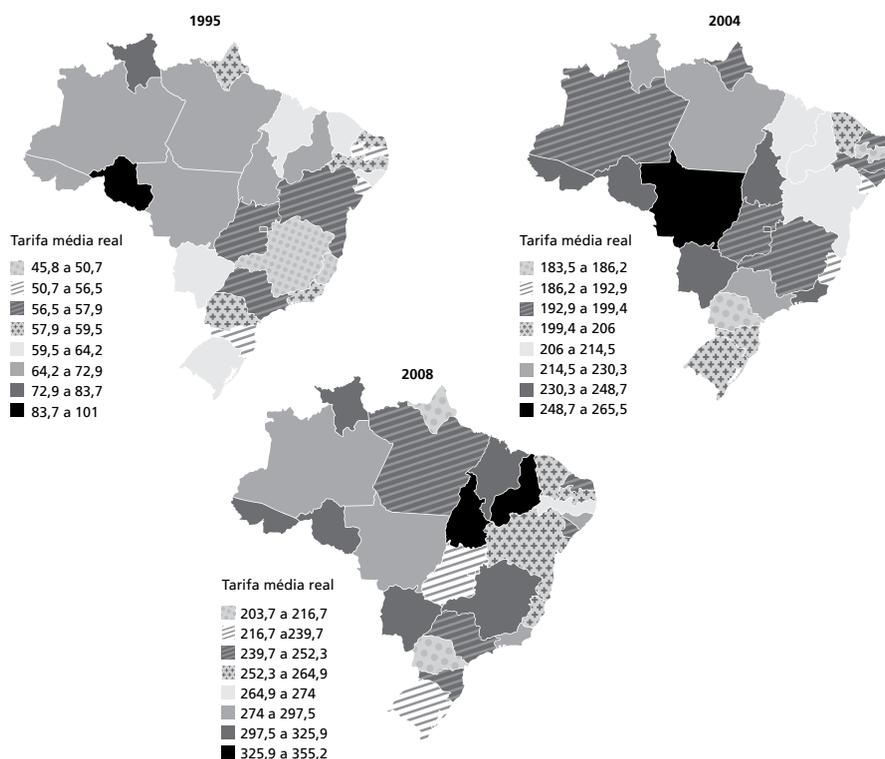
**Figura 2** Evolução da tarifa média nacional real de energia elétrica no Brasil, 1995-2008



Fonte: Aneel (2009).

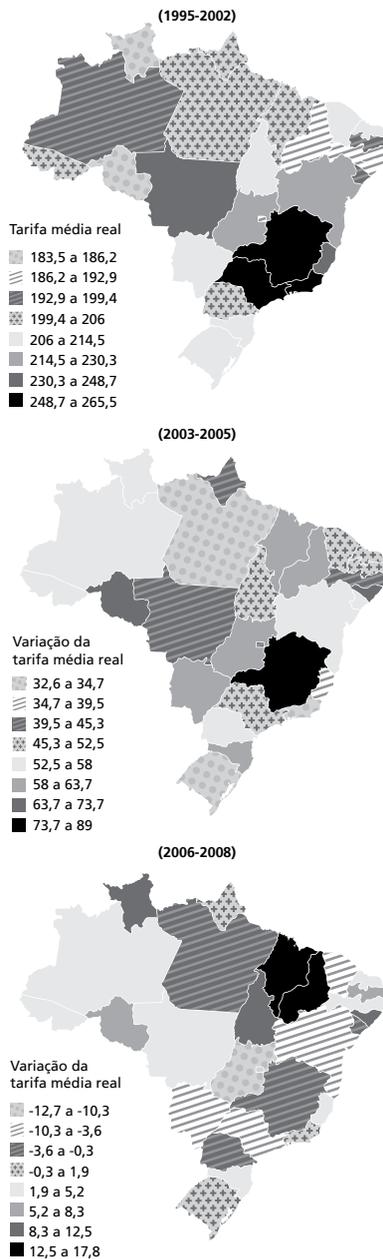
A Figura 3 exibe as tarifas médias por unidade da federação para os anos de 1995, 2004 e 2008. É possível observar que, em 1995, quando se iniciaram o processo de privatização e a reforma do setor elétrico, as tarifas dos estados do Norte e Nordeste eram mais elevadas. Em 2004, depois do primeiro ciclo de revisão tarifária, não se verificou um padrão bem definido de concentração das maiores e menores tarifas, o que indica uma aproximação entre as tarifas naquele ano. Já em 2008, após início do segundo ciclo de revisão tarifária, embora o padrão tarifário também não seja bem definido, verifica-se que os estados do Sul, com o estado de São Paulo, formam uma concentração com as menores tarifas.

**Figura 3 Tarifa média por unidade da federação no Brasil, 1995, 2004 e 2008**



Fonte: Aneel (2009).

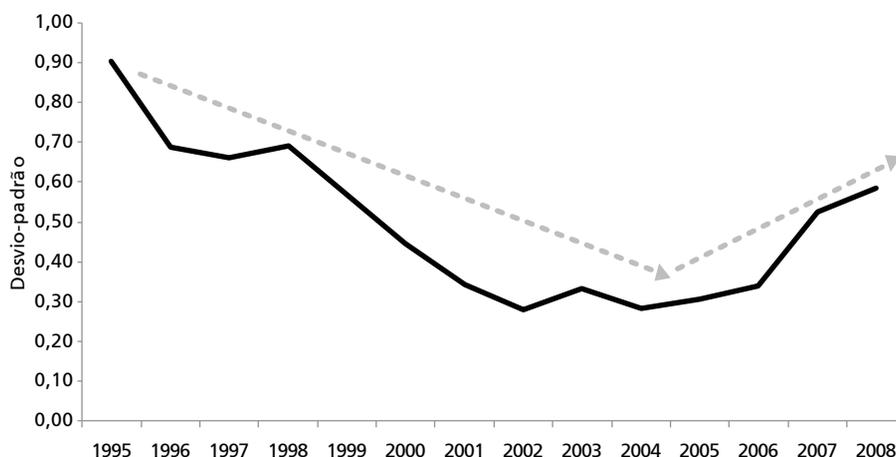
**Figura 4 Aumento da tarifa média por unidade da federação no Brasil, 1995-2008 (em %)**



Fonte: Aneel (2009).

Nos três períodos analisados na Figura 4, as tarifas sofreram a ação dos três elementos descritos anteriormente: o realinhamento tarifário, o fim dos contratos especiais e o novo regime de tarifação. Em resumo, a Figura 5 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.

**Figura 5 Desvio-padrão da relação entre as tarifas médias por unidade da federação e a tarifa média nacional no Brasil, 1995-2008**



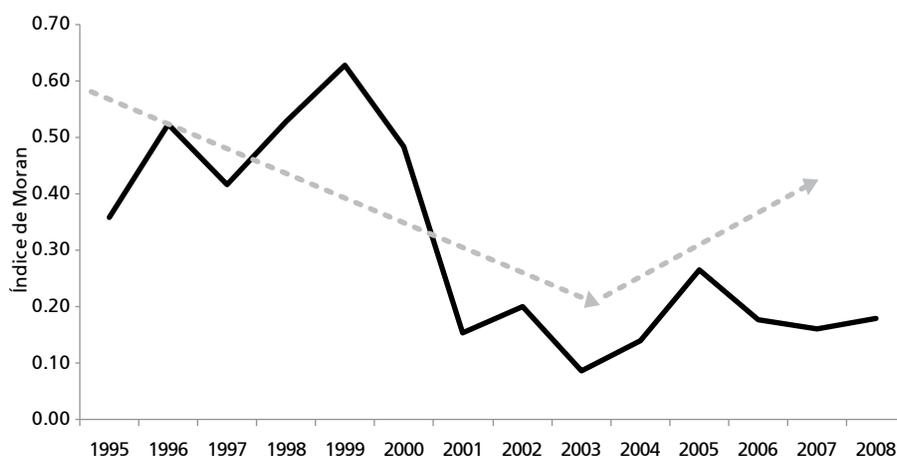
Fonte: Aneel (2009).

A Figura 5 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 teve 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.

Para detectar a presença de algum padrão espacial na dispersão das tarifas de energia elétrica, foi utilizado o cálculo do coeficiente de autocorrelação

espacial, calculado com base no Índice de Moran.<sup>17</sup> A evolução desse coeficiente, exibida na Figura 6, sugere que, estatisticamente, existe um padrão espacial de distribuição das tarifas de energia elétrica, com estados com tarifas baixas vizinhos de outros estados também com tarifas baixas. Por outro lado, os estados com tarifas mais elevadas também fazem vizinhança entre si. Entretanto, esse padrão é decrescente até o ano de 2003, quando é retomada uma trajetória de crescimento novamente. Mais uma vez, os dados apontam para a existência de um padrão espacial de distribuição das tarifas de energia elétrica, antes e depois do início do primeiro ciclo de revisão tarifária, com tarifas mais elevadas no Norte e no Nordeste e mais baixas nas demais regiões do país.

**Figura 6 Autocorrelação espacial entre as tarifas médias por unidade da federação no Brasil, 1995-2008**



Fonte: Elaboração própria.

Essa retomada da dispersão espacial das tarifas pode estar ocorrendo em função da metodologia aplicada pela Aneel nos ciclos de revisão tarifária. No

<sup>17</sup> 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)].

primeiro ciclo, no cálculo do fator X, as tarifas foram reposicionadas de maneira a elevar a remuneração das áreas menos desenvolvidas ou com menor densidade de carga para o mesmo nível das distribuidoras que atendem as áreas de maior desenvolvimento. Por outro lado, no segundo ciclo, as tarifas das distribuidoras que atendem as áreas mais desenvolvidas foram reduzidas com base no repasse dos ganhos de produtividade das distribuidoras para os consumidores finais, o que intensificou a dispersão tarifária. A crítica a esse processo refere-se ao fato de que as tarifas que garantiriam o equilíbrio econômico-financeiro e que são fixadas nos contratos de concessão não estariam sendo preservadas. Logo, os riscos assumidos pelas distribuidoras estariam sendo transferidos para os consumidores nas regiões menos desenvolvidas do Brasil [Sales (2009)].

A análise exposta no parágrafo anterior fornece evidências sobre a tendência do padrão de dispersão espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil. Até 2003, houve uma redução da autocorrelação espacial com uma possível convergência espacial das tarifas. Após 2003, um leve aumento da autocorrelação espacial também seguido de maior dispersão espacial das tarifas. Embora a análise considere o mercado para consumidores cativos e a convergência e dispersão tarifária possam diferir entre as classes de consumo, é possível concluir que existe uma relação entre a distribuição espacial das tarifas e o padrão de concentração espacial da atividade econômica no Brasil. Apesar de os estados mais pobres poderem se beneficiar, no longo prazo, dos investimentos em universalização dos serviços de energia elétrica, a tendência a apresentarem maiores tarifas pode provocar deslocamentos de atividade produtiva que resultem em prejuízos no longo prazo.

Os possíveis desequilíbrios regionais provocados pelos movimentos tarifários descritos anteriormente, dada a inter-relação entre os setores de energia e o resto da economia, serão o principal foco deste trabalho. Segue no próximo capítulo a exposição do referencial teórico-metodológico que norteará a construção do modelo IEGC e a análise dos impactos de choques no setor de energia elétrica.



### **3. Energia, Ciência Regional e modelagem Inter-Regional de Equilíbrio Geral Computável**

O objetivo deste capítulo é expor o referencial teórico-metodológico que dará suporte à análise dos impactos regionais da política tarifária no setor elétrico brasileiro. Além de uma revisão sobre o enfoque dispensado aos problemas energéticos pela Ciência Regional, o capítulo descreve alguns elementos da NGE que auxiliarão no entendimento das relações entre energia e espaço. São expostos também a estrutura teórica dos modelos Inter-Regionais de Equilíbrio Geral Computável (IEGC) e os princípios de modelagem de problemas de energia em uma estrutura de equilíbrio geral.

#### **3.1 Energia e a Ciência Regional**

A relação entre política energética e questões regionais é relativamente conhecida no campo da Ciência Regional. No período durante e após os choques do petróleo, alguns pesquisadores tentaram estabelecer uma agenda de pesquisas, ligando uma nova área de pesquisas denominada Economia da Energia à área já estabelecida da Ciência Regional [Lakshmanan (1981); Nijkamp (1980; 1983); Lakshmanan; 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 dispõem de um apelo de análise no âmbito das inter-relações no espaço, a conexão entre os aspectos técnicos e econômicos dos setores de energia e os 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 discontinuidades 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 ordenamentos de prioridade na oferta para determinados setores, segmentos de demanda final ou regiões.

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, considerando ainda que a distribuição espacial dos recursos energéticos é heterogênea. A disponibilidade de energia pode mudar a percepção e o valor do espaço por meio de alterações no uso da terra ou no padrão de desenvolvimento das regiões [Sternberg (1985)].<sup>18</sup> 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 torna esses setores o principal canal por meio do qual os choques em preços, impostos, subsídios e restrições ambientais relacionados à oferta de energia afetam a atividade econômica. A participação relativa dos insumos de energia combinados 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.

---

<sup>18</sup> Em um contexto de vantagens comparativas na oferta de energia, a especialização de determinadas regiões na produção de produtos intensivos em energia é consistente com o modelo Heckscher-Ohlin-Samuelson [Hillman e Bullard (1978)].

Embora a relação entre localização das firmas e alterações nos preços de energia encontre suporte teórico na Ciência Regional, na prática isso não se verifica facilmente. A produção das indústrias intensivas em energia, em geral, depende mais da localização de recursos naturais como minério de ferro (para as indústrias de ferro, aço ou alumínio), por exemplo, do que da oferta de energia. Por outro lado, as decisões de investimento e localização sempre ocorrem em períodos de estabilidade econômica, tendo a oferta de energia como dada. Outro fator é que, quando os preços de energia são guiados por regras de mercado, os diferenciais de preços entre as regiões diminuem, devido aos efeitos de convergência causados pela redução das distorções [Nijkamp e Parrels (*op. cit.*)]. Por fim, no longo prazo, os efeitos de aumentos nos preços de energia podem ser minimizados por processos de substituição, programas de conservação ou obtenção de contratos mais estáveis com os fornecedores. Esses elementos têm dificultado o aprofundamento dos estudos envolvendo questões energéticas e a localização da atividade econômica.

A distribuição espacial da demanda pode afetar a composição dos insumos utilizados no processo de produção e transformação de energia. Essa hipótese foi investigada por Mountain (1981) e, por meio de estudos econométricos, o autor demonstrou que o uso de insumos utilizados para produzir energia elétrica depende das características técnicas das plantas de geração, do sistema de rede de distribuição e da composição regional da demanda. Logo, o deslocamento do centro gravitacional da demanda pode mudar a composição dos insumos energéticos.

### **3.2 Nova Geografia Econômica e ligações de insumo-produto**

Os elementos já apontados sugerem a necessidade de se aprofundarem os estudos das relações entre energia e localização da atividade econômica. Na busca de fundamentos teóricos de sustentação a esses estudos, cabe ressaltar que a perspectiva de análise da Ciência Regional foi renovada, com base nos avanços

recentes da NGE, que permitem introduzir elementos espaciais no centro da teoria econômica tradicional. Desse modo, levando em conta os modelos de comércio [Krugman (1980)], a NGE formaliza o mecanismo de aglomeração baseado no tamanho endógeno do mercado. Os setores caracterizados por retornos crescentes de escala, competição imperfeita e custos de transporte se localizarão em regiões, entre outras, com boas condições de acesso ao mercado.

A base da NGE é o modelo Centro-Periferia (CP) apresentado por Krugman (1991). O modelo expõe os fundamentos da formação das “economias de aglomeração”. Estas são definidas como a tendência da concentração espacial da atividade econômica de criar as próprias condições econômicas que reforçam a concentração. A intuição do modelo CP é de que três efeitos guiam a formação de economias de aglomerações. O primeiro é o “efeito de acesso ao mercado”, que é a tendência de as firmas monopolísticas localizarem-se próximas dos grandes mercados e exportarem para os pequenos mercados. O segundo é o “efeito custo de vida”, relacionado ao impacto da localização das firmas sobre o custo de vida local. Os bens tendem a ser mais baratos na região com maior aglomeração de firmas industriais, já que os consumidores pagam menores custos de transporte em virtude da menor necessidade de realizar importações. Quanto ao terceiro, refere-se ao “efeito competição”, no qual existe a tendência de as firmas monopolísticas localizarem-se em mercados com relativamente poucos competidores [Krugman (*op. cit.*); Fujita *et al.* (1999); Fujita e Thisse (2002); Baldwin *et al.* (2003)].

A combinação dos efeitos de acesso ao mercado e de custo de vida com migração inter-regional cria o potencial de causalidade circular (ou cumulativa) que funciona como uma força de atração e/ou aglomeração. Por outro lado, o efeito competição funciona como uma força de dispersão. Desse modo, qualquer modelo da NGE envolve uma tensão entre forças de aglomeração que tendem a concentrar consumidores e firmas em uma mesma região e forças de dispersão que inibem esse processo.

A NGE também considera as estruturas de insumo-produto importantes determinantes das aglomerações industriais. As ligações de insumo-produto, na presença de custos de transporte positivos, reforçam a concentração absoluta de produtos da própria indústria utilizados como insumo intermediário para reduzir esses custos. Embora a proximidade possa acirrar a competição e funcionar como uma força de dispersão, a NGE considera que competição imperfeita e retornos crescentes de escala podem modificar ou inverter os efeitos de localização, encorajando a aglomeração na presença de competição. Com base nesses princípios e na estrutura básica do modelo CP, surgiram os modelos de ligações verticais (*vertical linkages*), relevantes para nossa discussão [Baldwin e Venables (1995); Krugman e Venables (1996); Venables (1995)].

O modelo básico de ligações verticais considera uma economia formada por duas regiões, dois setores (agrícola e industrial) e dois fatores primários (capital e trabalho). O setor industrial é caracterizado por retornos crescentes de escala, competição monopolística em variedades diferenciadas e custos de transporte no deslocamento de bens entre os limites regionais. No setor agrícola são assumidos apenas retornos constantes de escala e competição perfeita. São consideradas no modelo mobilidade inter-setorial e imobilidade inter-regional do fator utilizado intensivamente. Por fim, todas as firmas industriais compram produtos umas das outras, como insumos intermediários.

Dois resultados do modelo CP norteiam os resultados do modelo com ligações verticais. O primeiro é o “efeito de acesso ao mercado”, como a tendência de firmas imperfeitamente competitivas concentrarem a produção próxima dos grandes mercados e exportar para pequenos mercados. O segundo é o “efeito de custo de produção”, relacionado ao impacto da localização das firmas sobre os custos de produção. Cada firma industrial produz uma variedade diferenciada e, em razão dos custos de transporte, uma determinada variedade é mais barata em uma região do que na outra.

Consumidores de firmas na região com maior aglomeração importam menos e evitam custos de transporte. Índices de preços relativamente menores e mobilidade intersetorial de trabalho ativam o mecanismo de causalidade cumulativa [Baldwin *et al.* (*op. cit.*); Ottaviano e Robert-Nicoud (2005)].

Uma variante dos modelos de ligações verticais é o modelo de Robert-Nicoud (2004), que combina mobilidade de capital e ligações de insumo-produto para explicar a formação de economias de aglomeração. No equilíbrio de longo prazo, o capital se desloca para regiões que propiciam retornos mais elevados. A primeira força de aglomeração é a ligação para trás (*backward linkage*). Custos de transporte forçam as firmas a aumentar os gastos com produtos intermediários no mercado doméstico. Maior quantidade de capital alocada nesta região leva a um aumento da produção, resultando no deslocamento de gastos e aumento no lucro. A segunda força é a ligação para frente (*forward linkage*). Quanto maior o número de variedades de produtos industriais produzidas, menor será o índice de preço para o consumidor na região doméstica e maior será o custo de produção nas demais. Isso inicia a causalidade circular. A vantagem desse tipo de modelo é que a distribuição espacial dos gastos e a renda dos fatores móveis explicam a formação de aglomerações [Baldwin *et al.* (*op. cit.*); Robert-Nicoud (*op. cit.*)].

Embora os modelos da NGE ainda sejam de difícil tratabilidade empírica, esses têm lançado novos desafios para a Ciência Regional. Por outro lado, os modelos ainda destacam somente o papel dos setores industriais e bens *tradables* na formação de economias de aglomeração. Baldwin *et al.* (*op. cit.*) destacam o modelo Faini (1984) como um importante modelo de determinação da localização industrial baseado em ligações verticais e de crescimento e acumulação de capital. Nesse modelo, a produção de um bem final utiliza capital, trabalho e insumos intermediários *non-tradables*.

Com base na literatura sobre economia urbana, Faini (*op. cit.*) ressalta a importância dos setores *non-tradables* e suas inter-relações com as decisões

de localização e formação de economias de aglomeração. O autor apoia-se em estudos empíricos que mostram que setores capital-intensivos produtores de serviços prontamente disponíveis para propósitos de produção (transporte, comunicações, energia elétrica e outros) tendem a apresentar retornos crescentes de escala. A hipótese básica, fundamentada na literatura, é de que o desempenho econômico de uma região é afetado pelos custos ou disponibilidade de produtores de serviços – um dos fundamentos da formação de economias de aglomeração. A existência de retornos crescentes de escala nos setores de serviços capital-intensivos gera um processo de causalidade cumulativa, no qual determinadas regiões especializam-se em setores verticalmente integrados e relativamente intensivos nesses serviços.

Apesar da dificuldade de modelar os elementos mencionados em uma estrutura de equilíbrio geral, eles podem ajudar a entender tanto o problema quanto os resultados do estudo. O diferencial de tarifas de energia elétrica pode estar ocorrendo em função de um efeito de economias de aglomeração. Regiões mais ricas e industrializadas proporcionam maiores ganhos para consumidores e produtores. Na distribuição de energia elétrica, os maiores ganhos de produtividade devem-se às maiores economias de escala obtidas em regiões com maior densidade de carga. No Brasil, a própria política tarifária faz esses ganhos serem traduzidos em menores preços de energia elétrica pela aplicação do fator X. Por outro lado, na avaliação dos impactos regionais de mudanças nos preços de energia elétrica, a mobilidade de fatores indicada no modelo com ligações verticais deve ser considerada.

### **3.3 Modelagem inter-regional de equilíbrio geral**

Um modelo EGC é obtido por meio da conversão de uma estrutura teórica formalizada de equilíbrio geral walrasiano em um modelo numérico que represente uma economia real. A formalização do modelo básico de equilíbrio geral walrasiano foi desenvolvida por Arrow e Debreu (1954). O modelo

fornece uma estrutura para a avaliação microeconômica de efeitos de política econômica sobre a alocação de recursos. Por outro lado, a representação numérica do modelo, com base em dados empíricos, possibilita que este possa ser utilizado para a avaliação concreta de políticas econômicas.

A estrutura formal do modelo Arrow-Debreu foi elaborada por Arrow e Hahn (1971). O modelo especifica o número de consumidores de uma economia e cada consumidor tem dotações iniciais de  $N$  mercadorias e um conjunto de preferências que resultam em funções de demanda para cada mercadoria. As demandas do mercado, que são a soma das demandas individuais (que dependem dos preços), são contínuas, não negativas, homogêneas de grau zero (não existe ilusão monetária) e satisfazem à Lei de Walras. Na produção, a tecnologia é descrita por funções de produção com retornos constantes ou não crescentes de escala. Os produtores maximizam lucro. A homogeneidade de grau zero das funções de demanda e a homogeneidade linear das funções lucro, em preço, implicam que somente os preços relativos importam no modelo; logo, valores absolutos de preço não causarão impacto sobre o equilíbrio. Desse modo, o equilíbrio é caracterizado por um conjunto de preços e níveis de produção em cada indústria [Shoven e Whalley (1992)].

O ponto de partida para a aplicação computacional dos modelos de equilíbrio geral foram os trabalhos de Johansen (1960) e Scarf (1967a; 1973), que desenvolveram métodos numéricos de solução para um sistema de equilíbrio geral Arrow-Debreu. Com esses trabalhos, 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)]. Após a 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)].

No desenvolvimento da dimensão aplicada dos modelos EGC surgiram duas escolas de modelagem: a norueguesa/australiana e a americana. A escola

norueguesa/australiana caracteriza-se pelo desenvolvimento de modelos EGC com base na abordagem de Johansen (*op. cit.*). Nessa abordagem, 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). Essas características marcaram a escola norueguesa/australiana pelo desenvolvimento de modelos EGC de grande escala para análise de políticas.

A escola americana, por outro lado, procurou desenvolver modelos EGC com base na abordagem de Scarf (1967b; 1973). Nesta abordagem, a estrutura matemática dos modelos é representada geralmente por um sistema de equações não linearizadas. A solução direta desse sistema fornece resultados em nível. Isso faz os custos computacionais aumentarem, o que impõe maiores restrições sobre o tamanho dos modelos e sobre o detalhamento dos bancos de dados. Somada a essas características, a menor possibilidade de restringir o ambiente macroeconômico das simulações permitiu maior disseminação dos modelos desta escola para testar pontos específicos da teoria econômica.

Os modelos IEGC surgiram em decorrência da crítica aos métodos tradicionais de modelagem regional, tais como insumo-produto e modelos de base econômica. Embora a maioria desses métodos tradicionais também utilize pressupostos (implícitos) de equilíbrio geral, outros pressupostos, tais como perfeita elasticidade da oferta e preços fixos, causam impactos sobre as variáveis endógenas proporcionais aos choques exógenos. Os modelos IEGC são fundamentados pela teoria econômica neoclássica e derivados dos modelos de equilíbrio geral walrasiano. O equilíbrio entre a oferta e a demanda é atingido com preços flexíveis, e os impactos de choques exógenos sobre as variáveis endógenas (e/ou economias regionais) dependem de elasticidades de oferta e demanda. Essa flexibilidade metodológica permitiu que esses

modelos se tornassem uma ferramenta de pesquisa e avaliação de políticas muito utilizada na Ciência Regional.

A escassez de dados inter-regionais e os elevados custos computacionais implicaram um relativo atraso nessa agenda de pesquisa. No entanto, os novos avanços em informática que permitem organizar, manipular e processar grandes bases de dados têm facilitado a construção de grandes modelos, representando setores e economias regionais reais. Com isso, as pesquisas com modelos IEGC aumentaram consideravelmente a partir da década de 1990. Partridge e Rickman (1998) realizam uma revisão da literatura com as principais características desses modelos. A fronteira de pesquisas tem se ocupado com a dimensão espacial desses modelos, por meio dos chamados modelos espaciais EGC [Brocker (1998); Almeida (2003); Haddad (2004)].

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 originou a 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 com a 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 (1984a) 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 de políticas originadas no âmbito regional sobre a economia nacional e vice-versa.

### 3.3.1 TEORIA DOS MODELOS IEGC

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

Nessa formalização, considera-se:  $R$  regiões,  $r=1, \dots, R$ , que exaurem o espaço da economia. As interações econômicas ocorrem dentro e fora das regiões por meio 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 firmas  $J, j=1, \dots, J$ , também são distribuídas espacialmente nas  $R$  regiões, de forma que em cada região  $r$  o número de firmas é dado 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 relacionados a suas respectivas localizações específicas acarreta os vetores de produção disponíveis 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  $\sum_i \theta^{ij}=1$ , para todo  $j$ .

Essa especificação define a especificação regional de um modelo IEGC, sugerindo que a fonte de cada mercadoria importa e considerando no modelo a heterogeneidade espacial. As características dos consumidores são especi-

ficadas e a população é distribuída espacialmente entre as regiões, de forma que em cada região exista pelo menos um consumidor. A distribuição espacial das firmas faz a fonte de produção ser diretamente conectada à localização da firma na qual a mercadoria é produzida. Por fim, os consumidores regionais têm diferentes dotações.

Na especificação acima, os efeitos de *feedbacks* são derivados do comportamento otimizador dos agentes. As firmas maximizam lucro geralmente com mercados perfeitamente competitivos para bens e fatores de produção e minimizam custos com a demanda por insumos e fatores de produção respondendo aos respectivos preços. As famílias maximizam a utilidade nas decisões de consumo, também respondendo às diferenças de preços entre diferentes bens e serviços. No equilíbrio de mercado, os preços no mercado de bens e de fatores igualam a oferta à demanda. Com base nessa estrutura teórica geral, são desenvolvidos outros princípios para modelagem do comportamento de agentes e mercados.

A especificação neoclássica da estrutura de produção dos modelos IEGC assume que a demanda por insumos e fatores depende de seus respectivos preços. As funções contínuas Cobb-Douglas e Constant Elasticity of Substitution (CES) são as mais utilizadas para especificar o valor adicionado na produção, assumindo-se retornos constantes ou não crescentes de escala. A função CES permite ainda especificar formas funcionais aninhadas pelas chamadas Nested Constant Elasticity of Substitution (NCES) com diferentes fatores e insumos em cada nível regional e cada um com sua própria elasticidade de substituição.

Na estrutura de substituição inter-regional, bens intermediários podem ser comprados em diferentes regiões utilizando funções NCES e assumindo uma estrutura de substituição imperfeita de Armington [Armington (1969)]. Por outro lado, a utilização de Formas Funcionais Flexíveis (FFF) permite complementaridade entre insumos, retornos crescentes de escala e não homoteticidade [Despotakis e Fisher (1988)]. Essas estruturas permitem que as firmas escolham entre compostos de fatores e bens intermediários, geralmente

assumindo-se coeficientes fixos por meio de uma tecnologia Leontief no topo da estrutura de produção.

As demandas privadas são representadas por famílias regionais que gastam a renda regional em bens produzidos localmente, em outras regiões e no resto do mundo. A correspondência entre as regiões de propriedade e as de uso dos fatores pode ser feita. Se o modelo for estático, poupança e investimento podem ser omitidos, assumindo que os vetores de consumo e investimento são idênticos. Por outro lado, se a poupança for incluída, o investimento pode ser endogenamente determinado pela poupança, ou então a poupança poderá ser direcionada para um *pool* nacional com investimentos determinados exogenamente. As mesmas formas funcionais utilizadas na especificação da produção podem ser utilizadas ou, alternativamente, aplicar funções utilidade Stone-Geary, as quais conduzem a um sistema linear de gastos Linear Expenditure System (LES) que permite a modelagem de não homoteticidades [Partridge e Rickman (*op. cit.*)].

Os modelos podem ser construídos tanto para representar economias fechadas quanto economias abertas. Bens podem ser importados tanto para consumo intermediário quanto para consumo final. Com relação aos bens a serem exportados, geralmente utiliza-se uma função Constant Elasticity of Transformation (CET) para especificar uma transformação do produto antes da entrega.

No caso da demanda do governo, as especificações incluem os gastos exógenos de governos regionais ou federais na demanda final. A fonte de receitas inclui, em geral, os impostos, aluguel de fatores, transferências intergovernamentais e poupanças. Os gastos do governo podem ser conectados à renda regional das famílias ou agrupados com gastos do governo federal. Nesse caso, os gastos do governo refletem os gastos dos consumidores. Em alguns estudos regionais direcionados para política fiscal, os governos regionais poderão ser especificados como um setor que demanda insumos [*ibid.*, p. 213].

Os mercados de fatores são especificados para serem perfeitamente competitivos na maioria dos modelos IEGC. As variações mais frequentes na especifi-

cação desse mercado referem-se ao grau de mobilidade entre os fatores capital e trabalho, entre setores e regiões. As especificações para análise de curto prazo geralmente assumem imobilidade ou mobilidade imperfeita de fatores, com variações nos retornos entre as regiões. Na análise de longo prazo, a perfeita mobilidade de capital permite equalizar os retornos entre os setores e regiões. No entanto, diferenciais de compensação setorial podem ser usados para justificar diferenciais de retorno dos fatores no equilíbrio [*ibid.*, p. 214-215].

Com relação ao mercado de bens, a complexidade dos modelos inter-regionais em geral implica assumir mercados perfeitamente competitivos, em que o custo unitário é igual ao preço independentemente do nível do produto. A condição de lucro zero fornece a ligação entre os custos do produtor e os preços da demanda final, com diferenciais, a depender das margens e impostos. A demanda final por bens pode variar entre regiões de origem e na composição agregada inter-regional desses bens. Para permitir substituição imperfeita desses agregados, utiliza-se o pressuposto de Armington, que conduz a produtos diferenciados variando em preços, mesmo com a condição de lucro zero [*ibid.*, p. 215].<sup>19</sup>

### 3.3.2 IMPLEMENTAÇÃO DE MODELOS IEGC

Após a especificação das equações e com a existência de um banco de dados, a fase crítica para a construção de um modelo IEGC é a implementação computacional. A implementação parte de um processo de calibragem no qual se realiza a parametrização das equações comportamentais do modelo, utilizando uma base de dados consistente para um determinado ano-base. Essa base de dados, representada por um sistema de contas regionais integradas, permite a obtenção de coeficientes estruturais. O modelo deve ser programado computacional-

---

<sup>19</sup> Outra vantagem da utilização da estrutura de Armington é a possibilidade de introduzir competição monopolística ou oligopolística, ver Hertel (1985), Hertel e Mount (1985) e Brocker (1995).

mente, de maneira que os coeficientes estruturais, juntamente com parâmetros comportamentais (elasticidades, por exemplo), permitam ao modelo replicar os dados do ano-base. Desde então, novos equilíbrios contrafactuais podem ser obtidos por meio de choques em uma ou mais variáveis exógenas do modelo.

Uma variedade de métodos de solução e *softwares* que facilitam a implementação de modelos EGC está disponível livremente ou comercialmente. Os métodos de solução utilizados variam entre algoritmos de Ponto Fixo a algoritmos de base newtoniana [Manne (1985); Harrigan (1993)]. Vários *softwares* contendo rotinas de otimização podem ser utilizados para solucionar modelos EGC. Entre os mais utilizados está o General Algebraic Modeling System (GAMS) [Brooke *et al.* (1996)], que tem, como uma de suas vantagens para o processo de implementação, a possibilidade de utilizar o subsistema Mathematical Programming System for General Equilibrium Analysis (MPSGE) para facilitar a implementação das equações ao permitir a especificação direta de funções NCES [Rutherford (1999)].

Outro software recomendado é o General Equilibrium Modeling Package (GEMPACK). Este se constitui em um ambiente de modelagem econômica de propósito geral para modelos de equilíbrio geral e parcial. É composto por subsistemas independentes que facilitam a manipulação de base de dados, códigos, soluções e simulações. O método de solução do GEMPACK é baseado na solução de sistemas de equações que formam matrizes esparsas, o que reduz consideravelmente os custos computacionais dos modelos [Pearson (1988); Codsí e Person (1988); Codsí *et al.* (1992); Harrison e Pearson (1996); Harrison *et al.* (1996)].

### **3.4 A abordagem de Johansen e a “tradição australiana” de modelagem EGC**

A abordagem de Johansen considera uma classe de modelos de equilíbrio geral em que equilíbrio é fornecido por um vetor  $Z$ , de extensão  $n$ , e satisfazendo um sistema de equações  $F(Z)=0$ . Se o sistema de equações for de grande

dimensão, com as equações sendo representadas por uma ampla variedade de formas funcionais não lineares, os custos computacionais podem inviabilizar a construção de um modelo EGC. Essa limitação não ocorre no caso da abordagem de Johansen, pois é aplicado um procedimento específico para a solução desse sistema de equações.

Em uma abordagem pioneira desenvolvida por Johansen (*op. cit.*), é possível derivar um sistema de equações lineares de  $F(Z)=0$  no qual as variáveis são mudanças percentuais ou mudanças em logaritmo dos componentes de  $Z$  [Dixon *et al.* (1992)]. Do ponto de vista computacional, o processo de linearização faz um sistema não linear quase intratável ser convertido em um sistema tratável. Isso porque a solução computacional é convertida na solução matemática de um sistema de equações lineares, de maneira que o tamanho dos modelos passa a depender da eficiência computacional dos métodos utilizados para inverter grandes matrizes.

Na escola norueguesa/australiana de modelagem EGC, duas derivações de modelos do tipo Johansen são encontradas na literatura. A primeira origina-se nos modelos multissetoriais de crescimento conhecidos como modelos Multi-Sectoral Growth (MSG). Esses modelos derivam originalmente do modelo de Johansen (*op. cit.*) e têm sido utilizados para políticas de planejamento na economia norueguesa [Holmoy (1992)]. A segunda derivação dos modelos do tipo Johansen iniciou-se com o modelo ORANI [Dixon *et al.* (1977; 1982)]. ORANI é um modelo estático representando a economia australiana. As revisões e aplicações do modelo podem ser encontradas em Parmenter e Meagher (1985) e Powel e Lawson (1989). Além das aplicações para a economia australiana, o modelo ORANI tem sido um ponto de partida para a construção de modelos em vários países [Dixon e Rimmer (2002)]. A influência desse modelo e seus sucessores originou na literatura a chamada “tradição australiana” de modelagem EGC.

Com base em modelos como o ORANI, surgiram modelos inter-regionais (ou *bottom-up*) e dinâmicos do tipo Johansen. Liew (1984b) forneceu uma

estrutura teórica para construção dos modelos inter-regionais. Desse modo, surgiu a versão inter-regional do ORANI para a economia australiana: o modelo Monash Multiregional (MONASH-MR) [Naqvi e Peter (1996)]. A inclusão de dinâmica de acumulação intertemporal em variáveis como estoque de capital e dívida externa originou uma versão dinâmica do ORANI denominada MONASH [Dixon e Rimmer (1998)]. A inclusão desses elementos de dinâmica ao modelo MONASH-MR deu origem ao Monash Multiregional Forecast (MONASH-MRF) [Peter *et al.* (1996)]. Nesse modelo, o comportamento dos agentes pode ser especificado no nível regional e os resultados nacionais na agregação de resultados das economias regionais interdependentes, conectados por fluxos de comércio, movimentos populacionais e políticas econômicas.

Em paralelo ao desenvolvimento do modelo ORANI, foram obtidos avanços na modelagem de problemas relacionados aos setores de energia, especificamente derivados de combustíveis fósseis e energia elétrica. Truong (1985; 1986) incorporou processos de substituição entre vários tipos de energia (*inter-fuel*) e entre fatores de produção (*inter-factor*), originando o modelo ORANI-FUEL. No desenvolvimento seguinte, McDougall (1993a; 1993b) e Naqvi (1997) especificaram detalhes tecnológicos da oferta de energia no modelo ORANI-E, utilizado para análise de política energética e abatimento de emissões. Com esses avanços, Hinchy e Hasnlow (1996) desenvolveram o avanço mais recente para a implementação de modelagem dos sistemas de oferta de energia para modelos do tipo Johansen, conhecido como abordagem de Vetor Tecnológico (Technology Bundle).<sup>20</sup>

Todos os avanços baseados no modelo ORANI foram incorporados ao modelo Monash Multiregional Forecast Green (MONASH-MRF-GREEN). Trata-se de um modelo dinâmico, inter-regional, multissetorial e fiscal da economia australiana. Além da possibilidade de simulação de políticas nos

---

<sup>20</sup> Detalhes no Capítulo 4.

níveis setorial e regional com as indústrias ofertando múltiplos produtos, esse modelo tem ampla capacidade para a análise de política tributária, energética, ambiental e de transporte [Adams *et al.* (2003)].

Além dos modelos já citados, também derivou da abordagem de EGC tipo Johansen o modelo GTAP [Hertel (1997)]. É um modelo multirregional representando as economias de 113 países e 57 setores. O modelo é utilizado principalmente para análise de políticas comerciais. Na evolução do modelo, Burniaux e Truong (2002) implementaram processos de substituição energética e de emissões de carbono, provenientes de combustíveis fósseis, ao modelo GTAP. Isso originou o modelo GTAP-E, que permite a análise do comércio internacional de emissões.

### **3.5 Experiência brasileira de modelagem IEGC**

A literatura sobre modelos EGC aplicados à economia brasileira aborda modelos provenientes de diferentes tradições de modelagem, porém com predominância dos modelos do tipo Johansen. A revisão desses modelos pode ser encontrada em Guilhoto (1995) e Domingues (2002). Quanto aos modelos IEGC para a economia brasileira, a Figura 7 resume a experiência do país em sua construção e utilização.

Haddad (1999) apresentou o modelo Brazilian Multisectoral and Regional/Inter-regional Analysis Model (B-MARIA), primeiro modelo IEGC para a economia brasileira. O B-MARIA incorpora todos os avanços do modelo MONASH-MRF e identifica três regiões do Brasil (Centro-Sul, Nordeste e resto do Brasil). Foi utilizado para a análise de desigualdades regionais e mudanças estruturais na economia brasileira. Com base nesse modelo, Domingues e Haddad (2003) desenvolveram o modelo B-MARIA-SP para avaliar os impactos de mudanças no regime tributário brasileiro sobre o estado de São Paulo.



das Américas (Alca), desagregando a especificação do setor externo do modelo B-MARIA. Perobelli (2004) utilizou uma versão do modelo B-MARIA-27, o B-MARIA-27-IT, para realizar uma análise espacial das interações econômicas na economia brasileira, incorporando maior detalhamento da especificação do setor externo. Porsse (2005) utilizou o modelo B-MARIA-RS identificando duas regiões (Rio Grande do Sul e resto do Brasil) para avaliar competição tributária, externalidades e federalismo na economia brasileira. Neste caso, houve um tratamento adicional do módulo fiscal.

Na “família” B-MARIA de modelos IEGC, há ainda outros desdobramentos relevantes. Haddad *et al.* (2008a) desenvolveram o modelo B-MARIA-MG, que é integrado a uma rede real de transportes e reconhece sete regiões para fins de análise de política de transporte. Haddad *et al.* (2007) também apresentaram o modelo B-MARIA-PORT, que incorpora *links* de transporte para análise de eficiência portuária no Brasil. Mais recentemente, Haddad *et al.* (2008b) construíram o modelo B-MARIA-27-COM, que reconhece diferentes produtos por setor de atividade econômica no Brasil e está sendo utilizado, entre outros usos, para análise de impactos de mudança climática na economia brasileira.

Além desses, outros modelos para análise regional foram desenvolvidos. Domingues *et al.* (2009) desenvolveram o IMAGEM-B, que reconhece as economias das 27 unidades da federação brasileiras e é utilizado para análise de investimentos públicos. O modelo deriva do modelo TERM para a economia australiana [Horridge *et al.* (2003)]. Ferreira Filho e Horridge (2004) desenvolveram o MOSAICO, um modelo EGC multirregional (*top-down*) derivado do GTAP, para analisar os efeitos do processo de mudança tecnológica na agricultura brasileira. Na agenda de pesquisas em modelagem IEGC, merece destaque que Almeida (2003) desenvolveu o MINAS-SPACE, primeiro modelo espacial de equilíbrio geral computável para a economia brasileira, derivado de um modelo-protótipo exposto em Brocker (1998), para a análise de políticas de transporte.

Além dos modelos EGC até aqui mencionados, também está presente na literatura brasileira uma “família” de modelos nacionais utilizados para projeção macroeconômica, setorial e regional e para análise de políticas econômicas. Haddad e Domingues (2001) construíram o modelo EFES, um modelo EGC especificado com componentes de dinâmica e capaz de gerar projeções anuais para 42 setores e 80 produtos consistentes com cenários macroeconômicos preestabelecidos para a economia brasileira. Haddad *et al.* (2002a) também desenvolveram EFES-REG, uma extensão que permite gerar resultados desagregados para os estados brasileiros com base nas projeções nacionais obtidas com o modelo EFES. Por fim, Haddad *et al.* (2002b) desenvolveram o EFES-IT, uma outra extensão do EFES, com a desagregação do setor externo em diferentes blocos de comércio.

Cabe destacar a preocupação em incorporar aos modelos IEGC os recentes desenvolvimentos teóricos da NGE. A adoção de regimes de competição imperfeita, a incorporação de retornos crescentes de escala às funções de produção regionais e o tratamento de custos de transporte têm sido utilizados pela NGE para introduzir outros elementos como heterogeneidade espacial aos modelos teóricos. Tais avanços permitem a compreensão de fenômenos econômicos relacionados às economias da aglomeração e à política comercial. Apesar desses avanços, os testes empíricos ainda se constituem em um grande desafio.

Haddad (2004) incorporou os principais mecanismos de funcionamento de uma economia espacial, em um modelo de equilíbrio geral computável aplicado a uma economia real. Com base nos dois principais elementos da NGE, retornos crescentes de escala e custos de transporte, o autor integra um modelo IEGC com retornos crescentes nas funções de produção a um modelo de transporte georreferenciado. O procedimento constitui-se em um avanço metodológico considerável, em virtude da possibilidade de melhor compreensão dos fenômenos espaciais em uma economia.

A revisão da literatura sobre a experiência brasileira mostra que existe no Brasil experiência acumulada na construção e aplicação de modelos EGC. A

possibilidade de especificar funções de produção e demanda que consideram as inter-relações espaciais entre os agentes, ou a integração destes com modelos de transporte, transformaram os modelos IEGC em um instrumento importante para a análise de impactos regionais de políticas econômicas. No Brasil, desde Haddad (1999), a utilização desses modelos vem contribuindo para o entendimento de problemas econômicos em que o espaço é um elemento relevante. Considerando então que o espaço pode ser um elemento importante para a análise de política energética, um dos objetivos do presente trabalho é se apoiar na experiência brasileira na construção e aplicação de modelos IEGC para introduzir elementos espaciais na análise de política energética brasileira.

### **3.6 Modelos EGC para a análise de problemas energéticos**

A utilização de modelos de Equilíbrio Geral Computável de Energia (EGCE) para avaliar os impactos de choques de oferta e demanda de energia iniciou-se 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 resto 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 (1996) e Naqvi (1997).

Em Devarajan (*op. cit.*) são revisadas as aplicações de modelos EGC especificados para modelar esgotamento de recursos naturais e taxaço em países em desenvolvimento. O autor mostra três categorias de modelos: modelos de gerenciamento de oferta de energia; modelos para avaliação de *Dutch-disease*; e modelos de depleção ótima. Nos modelos de gerenciamento de oferta, destaca o papel dos recursos naturais no processo de produção

de energia [Blitzer (1986); De Lucia e Jacoby (1982); Hughes (1986)]. Para os modelos para avaliação de *Dutch-disease* que capturam os efeitos irreversíveis da elevação na taxa de câmbio em razão da elevação nos preços do petróleo, ver Corden e Neary (1982) e Benjamin *et al.* (1989). Quanto aos modelos de depleção ótima, nos quais se consideram a exaustão dos recursos energéticos e a conexão entre extração ótima e decisões de investimento, ver Martin e Wijnbergen (1986).

Bergman (*op. cit.*) identificou três categorias de modelos numéricos desenvolvidos para analisar problemas de política energética: (i) modelos de otimização utilizados nas decisões de investimento e planejamento de operações; (ii) modelos de equilíbrio parcial que tratam os setores de energia de forma integrada [Nordhaus (1974)]; e (iii) modelos EGC de economia-energia especificados para avaliar os impactos de mudanças nas condições de oferta e demanda de energia sobre o nível de bem-estar [Hudson e Jorgenson (1975); Manne (1977); Longva *et al.* (1985); Lundgren (1985)].

Uma das características dos modelos EGCE é a modelagem da substituição entre fontes de energia e outros insumos ou fatores de produção. Para conferir realismo ao processo de modelagem, é comum a utilização de formas funcionais flexíveis em estruturas de produção e substituição. De acordo com Longva e Olsen (1983), pressupostos de separabilidade podem ser utilizados para que as elasticidades de substituição entre os insumos pertencentes a um determinado subconjunto e a variável arbitrária fora desse subconjunto sejam idênticas. Por outro lado, é comum modelar a substituição energética de maneira que as fontes de energia formem um agregado que compete contra os outros insumos. Por outro lado, embora ainda seja um tema controverso na literatura, também pode ser modelada a competição entre um composto de energia e outro de fatores de produção.

A mesma categorização utilizada para definir a modelagem inter-regional, *top-down* e *bottom-up*, descrita na Seção 3.3, também é utilizada na literatura

de Economia da Energia para definir os modelos numéricos orientados para análise de política energética. No entanto, essa categorização está relacionada aos processos de produção e substituição energética presentes nos modelos. Nesse sentido, a literatura converge para dois tipos de modelagem: modelos *top-down*, baseados em formas funcionais regulares, e modelos *bottom-up*, baseados em formas funcionais flexíveis com detalhamento dos sistemas produção e substituição energética [Bohringer (1998)].<sup>21</sup> Embora existam diferentes discussões metodológicas em torno dessa categorização [Grubb *et al.* (1993); Weyant (1985); Mathiesen (1985)], trata-se de dois tipos de modelagem que diferem somente na ênfase dada aos detalhes técnicos dos sistemas de energia [Bohringer e Rutherford (2008)].

Os modelos de energia *top-down* são modelos de equilíbrio geral especificados para representar um amplo sistema econômico em geral. Nesses modelos, a busca pela maior endogeneidade das respostas dos choques de política limita os detalhes tecnológicos ou mesmo a representação dos sistemas de energia. A falta de detalhes sobre as opções tecnológicas dificulta a avaliação precisa das opções de política energética, uma vez que se torna mais difícil incluir as restrições físicas dos sistemas de energia [Bohringer e Rutherford (*op. cit.*, p. 575)].

Quanto aos modelos *bottom-up*, trata-se, em geral, de modelos de equilíbrio parcial especificados para representar detalhes das tecnologias de oferta de energia, com base em um conjunto de tecnologias discretas. Essas tecnologias captam processos de substituição entre fontes de energia. As combinações de menor custo de energia satisfazem uma determinada demanda sujeita a restrições técnicas dos sistemas de energia e de política energética, como instrumentos de regulação. A crítica a esse tipo de modelagem é o fato de o esforço de detalhamento do sistema de oferta de energia, em uma estrutura de

---

<sup>21</sup> Jacobsen (1998) também usou a mesma categorização (*top-down* e *bottom-up*) para descrever metodologias de integração de diferentes modelos economia-energia.

equilíbrio parcial, ocorrer em detrimento da interação dos sistemas de energia com o restante da economia.

A representação de tecnologias de oferta de energia em um modelo de energia *bottom-up* envolve, geralmente, um conjunto de tecnologias discretas do tipo Leontief ( $t=1, \dots, s$ ) pertencentes a um respectivo conjunto de setores de energia  $j$ . Cada tecnologia *bottom-up*  $t$  é representada por um vetor líquido de unidades de proporções fixas  $a_{ij}$ . O  $i$ -ésimo elemento do vetor  $a_{ij}$  representa o insumo da mercadoria  $i$  por unidade de operação da tecnologia  $t$  no setor  $j$ . Com essa especificação, uma curva de oferta emerge de um fator  $Q_{jt}$ , que impõe um limite superior para a produção de cada tecnologia  $t$  [Bohringer (1998)].

A pesquisa recente sobre modelos EGCE busca, por meio de uma modelagem híbrida que combina especificidades dos modelos *top-down* e *bottom-up*, especificar mais detalhes dos sistemas de oferta de energia em um amplo sistema econômico. Esse tipo de modelagem cresceu na literatura de economia da energia e vem sendo motivado principalmente pela utilização de modelos EGCE para avaliar impactos de políticas de mitigação de emissões de gases causadoras do efeito estufa (ou mudança climática).

A literatura sobre modelagem híbrida aponta para três tipos de abordagem para o tratamento de problemas de energia. Na primeira, modelos independentes (insumo-produto, programação linear e econométricos, por exemplo) são integrados com base em supostos comportamentais. Essa abordagem surgiu na década de 1970 e é a mais criticada em virtude da fragilidade dos supostos utilizados. Na segunda, a modelagem é centralizada sobre um tipo de modelo, *top-down* ou *bottom-up*, e na representação da forma reduzida do outro. A estrutura de integração mais comum é a integração entre um sistema de energia *bottom-up* altamente desagregado e um modelo macroeconômico. Para alguns exemplos, ver Manne (1977), Bahl *et al.* (1999), Messer e Schrattenholzer (2000), Bosetti *et al.* (2006) e Manne *et al.* (2006). A terceira abordagem surgiu na década de 1990 e resulta em modelos completamente integrados, desde

os supostos comportamentais baseados na teoria neoclássica até a derivação das equações do modelo. Esses modelos estão baseados no desenvolvimento de algoritmos de solução para problemas de complementaridade mista [Dirkse e Ferris (1995); Rutherford (1995); Bohringer e Rutherford (*op. cit.*)].

Na tradição de modelagem EGC do tipo Johansen, Hinchy e Hanslow (*op. cit.*) desenvolvem uma metodologia de modelagem híbrida para modelos EGC de grande escala. Desse modo, é possível especificar modelos EGCE de grande escala com a representação de tecnologias de oferta de energia. Essa metodologia será exposta no próximo capítulo e utilizada neste trabalho.

Pode-se concluir, ao fim deste capítulo, que o estudo de problemas energéticos no âmbito da Ciência Regional pode ser amparado tanto pelo referencial teórico, quanto pelo ferramental quantitativo específico, no caso, os modelos IEGC. Por outro lado, a experiência brasileira mostra que existe conhecimento acumulado suficiente no Brasil para dar suporte à construção de modelos IEGC para análise de política energética. No próximo capítulo será especificado um modelo IEGC para análise de política energética na economia brasileira. Este abrange tanto os detalhes da modelagem IEGC, quanto dos modelos EGCE.

## 4. Estrutura do modelo ENERGY-BR

Este capítulo tem por objetivo descrever estrutura teórica do modelo ENERGY-BR. Os fundamentos teóricos desse modelo derivam da tradição australiana de modelagem EGC do tipo Johansen (1960). O ENERGY-BR é um modelo IEGC para análise de política energética, derivado do modelo B-MARIA-27 [Haddad (2004)]. 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 no modelo MMRF-GREEN [Adams *et al.* (2003)].

### 4.1 Características do modelo ENERGY-BR

O modelo ENERGY-BR reconhece 30 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). A descrição dessa base de dados (matriz inter-regional de insumo-produto e os parâmetros-chave) será feita na Seção 4.7 deste capítulo. No âmbito setorial, buscou-se priorizar os setores intensivos em energia apresentados no BEN.

A Tabela 2 mostra a desagregação setorial do modelo, estabelecida com base no problema de pesquisa apontado neste trabalho. Logo, foram priorizadas as desagregações da indústria de energia elétrica. O setor Agropecuário foi mantido agregado. Na Indústria Extrativa, por causa da relevância do setor

Petróleo e gás para a geração de energia elétrica, este foi mantido separado dos demais setores de mineração. Com exceção do setor 8, os setores de 1 a 13 buscam refletir a desagregação da indústria intensiva em energia apontada pelo BEN, e o setor 7 também é um setor produtor de energia secundária (combustíveis). O setor 14 agrega indústrias de média intensidade energética e o setor 15 as indústrias não intensivas em energia (ou intensivas em trabalho). Do setor 16 ao setor 23 é representada a indústria de energia elétrica. Os setores 24 e 25 foram mantidos desagregados em razão da importância que o gás natural vem assumindo na matriz energética brasileira. Os demais setores seguem o padrão do sistema de Contas Nacionais do Brasil. A Tabela 3 exibe os agrupamentos setoriais relevantes para a demanda de energia elétrica que podem ser refletidos na Tabela 2.

**Tabela 2 Setores do modelo ENERGY-BR**

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>
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 – hidrelétrica
17	Energia elétrica – óleo combustível

Continua

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>
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.*

**Tabela 3 Agrupamentos setoriais**

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>
<b>Rural</b>	Agropecuário
<b>Mineração</b>	Mineração de petróleo e gás; mineração de minério de ferro, carvão e outros
<b>Setor energético</b>	Refino de petróleo; álcool; produção de energia elétrica (hidrelétrica, óleo combustível, carvão, óleo diesel, gás natural, biomassa da cana-de-açúcar, outras fontes)
<b>Alta intensidade energética</b>	Produtos têxteis; papel e celulose; química, borracha e plástico; cimento; cerâmica e vidro; siderurgia; metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre); transporte (não intensivo em energia elétrica)
<b>Média intensidade energética</b>	Alimentos e bebidas; produtos de metal
<b>Baixa intensidade energética</b>	Outras indústrias
<b>Serviços públicos</b>	Distribuição de energia elétrica; fornecimento de gás encanado; fornecimento de água e esgoto
<b>Construção</b>	Construção
<b>Comercial e serviços</b>	Comércio; serviços
<b>Público</b>	Administração pública

Fonte: *Elaboração própria.*

## 4.2 Estrutura teórica do modelo ENERGY-BR

A estrutura teórica do modelo ENERGY-BR segue uma estrutura-padrão de equilíbrio geral Arrow-Debreu, conforme descrito no Capítulo 3. A especificação do modelo deriva da especificação do modelo B-MARIA-27 e é abordada no Apêndice 1.

O sistema de equações  $F$  é distribuído em cinco módulos (blocos) de equações integradas, seguindo a notação iniciada na Seção 3.4: núcleo (*core*) EGC; acumulação de capital e investimento; finanças públicas; acumulação de dívida externa; e mercado de trabalho e migração regional. Os processos de substituição energética ocorrem no núcleo EGC e serão detalhados na Seção 4.2.1.1. Os blocos de equações determinam o comportamento de seis conjuntos de agentes: 30 produtores e 30 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 EGC é formado por equações de oferta, demanda e *market clearing*. Essas equações determinam a oferta e demanda regional, com base em pressupostos de comportamento otimizador dos agentes em mercados competitivos, no nível microeconômico. A oferta de trabalho nacional é determinada por fatores demográficos, enquanto a oferta de capital responde a uma taxa de retorno. Existe mobilidade de fatores, de maneira que tanto o capital quanto o trabalho podem se mover para fora dos limites regionais. Em decorrência disso, as dotações regionais de fatores refletem as oportunidades de emprego regional e as taxas de retorno relativas.

Nos mercados regionais perfeitamente competitivos, o preço do produtor é igual ao custo marginal em cada setor regional, considerando a existência de lucro zero. A demanda é igual à oferta em todos os mercados, exceto no mercado de trabalho, no qual os excessos de oferta podem ser especificados. A intervenção no mercado pode ser feita pelo governo (impostos/subsídios sobre as vendas, por exemplo), estabelecendo um diferencial entre o preço de compra e o preço de venda. Dois produtos são reconhecidos como produtos-

-margem: comércio e transporte. O pressuposto utilizado em relação à existência de produtos-margem é que os custos de deslocamento referentes ao uso destes dois produtos, para mover outros produtos do produtor para o consumidor, precisam ser inclusos nos preços do comprador.

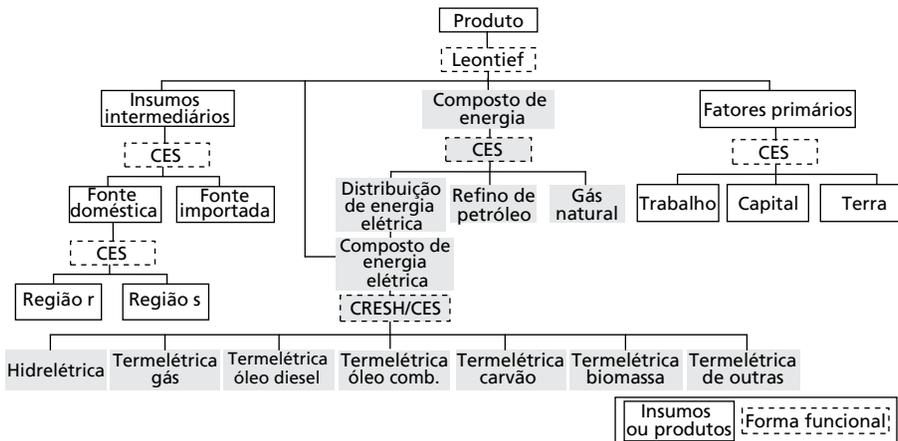
#### 4.2.1 O NÚCLEO EGC

O núcleo do modelo é composto por cinco blocos de equações, descritos a seguir.

##### 4.2.1.1 Produção: demanda por insumos no processo produtivo

O modelo reconhece três 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 dada 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.

Figura 8 Estrutura aninhada da tecnologia de produção regional



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 8 mostra a tecnologia de produção-padrão 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 meio 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, a substituição entre trabalho, terra e capital também ocorre por meio de uma tecnologia CES.

Para os insumos energéticos, no primeiro nível, cada firma demanda, em proporções fixas por unidade de produto, empregando uma tecnologia Leontief, um composto de energia e um composto de energia elétrica. O composto de energia é uma combinação de produtos de refino de petróleo, energia elétrica e gás natural. Embora não indicado na Figura 8, para cada um desses insumos energéticos ocorre ainda a substituição entre insumos domésticos e importados e também entre as regiões domésticas, fundamentada 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, utilizando uma tecnologia CES ou uma tecnologia CRESH.<sup>22</sup> O composto é demandado pelo setor 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

---

<sup>22</sup> Do inglês Constant Ratio of Elasticities of Substitution, Homothetic, ver Hanoch (1971) e Dixon *et al.* (1982; 1992).

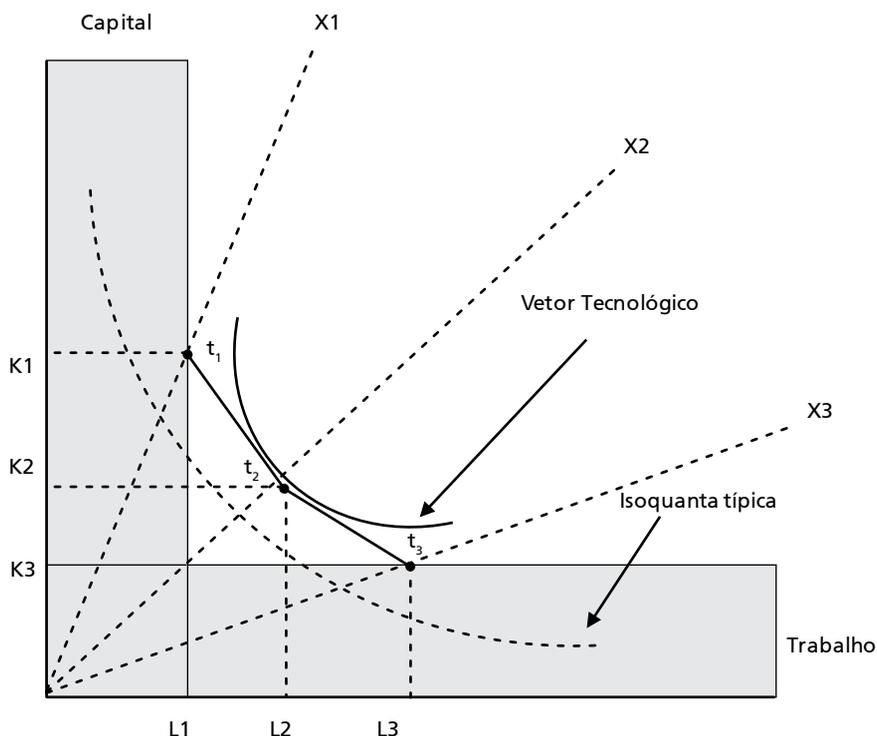
outro lado, a substituição entre a energia elétrica demandada pelos grandes consumidores diretamente dos setores de geração e o composto de energia também não é modelada. Isso ocorre porque não seria plausível supor que os grandes consumidores decidem pela compra direta ou pela autoprodução de energia elétrica antes de esgotar as possibilidades de substituição entre os insumos do composto de energia.

A modelagem da demanda de energia elétrica por meio da tecnologia de produção CRESH considera a abordagem *bottom-up*, conhecida como “Vetor Tecnológico” (Technology Bundle) [McDougall (1993a; 1993b); Hinchy e Hanslow (1996); Adams *et al.* (2003); Li *et al.* (2000)]. A derivação da função de demanda com base na tecnologia de produção CRESH é mostrada no Apêndice 2.

Nesse sentido, a oferta de energia elétrica é uma função do produto proveniente de uma combinação da média ponderada de diferentes tecnologias de geração  $t=1, \dots, n$ . Cada tecnologia  $t$  utiliza insumos como proporção fixa do produto, agrupados em uma função de produção Leontief. O produto das  $n$  tecnologias é combinado por meio de uma função de produção CRESH em que diferentes tecnologias podem ser substituídas. A abordagem não implica a necessidade de alterações nos custos relativos do uso de tecnologias alternativas antes do processo de substituição entre elas. Isso permite que o padrão de uso dos insumos seja consistente com tecnologias conhecidas.

A Figura 9 mostra um vetor composto por três técnicas hipotéticas ( $X_1$ ,  $X_2$ ,  $X_3$ ) de geração de energia elétrica e seus respectivos requisitos de capital e trabalho por unidade gerada. A combinação de insumos sobre os segmentos da isoquanta da tecnologia mais capital-intensiva é indicada por  $t_1$ , trabalho-intensivo em  $t_3$  e combinação intermediária em  $t_2$ . Os pontos  $t_1$  e  $t_3$  são as duas regiões críticas, exibidas como áreas sombreadas no diagrama. As áreas à esquerda de  $t_1$  e à direita de  $t_3$  determinam combinações de insumos inconsistentes com tecnologias conhecidas. Essa inconsistência ocorre porque o produto só pode ser gerado com mais de 100% de uso da tecnologia.

Figura 9 Isoquanta do Vetor Tecnológico



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 9 são traçadas duas isoquantas. A isoquanta típica assume substituição contínua entre os insumos, é assintótica a ambos os eixos e cruza dentro de regiões de combinações de insumos tecnologicamente não factíveis. A outra isoquanta é traçada no segmento de linha  $t_1$ ,  $t_2$  e  $t_3$  e corresponde a um montante de energia elétrica gerada. Neste caso, existem dois segmentos tangentes à isoquanta do vetor tecnológico com a própria taxa de substituição entre capital e trabalho. Esses dois segmentos fornecem uma aproximação da isoquanta do vetor tecnológico. Quanto maior a quantidade de tecnologias presentes no modelo, mais próximas da origem e menos custosas serão as isoquantas, o que as aproxima de uma forma-padrão de isoquanta contínua.

Com relação à substituição entre tecnologias, cada um dos dois segmentos do vetor tecnológico representa a isoquanta que seria derivada se tecnologias alternativas fossem substitutos perfeitos. Substituição imperfeita implicaria vetores tecnológicos convexos com relação à origem e situados acima da isoquanta com substituição perfeita. Desse modo, é assumido que tecnologias alternativas são substitutos imperfeitos. A justificativa para esse suposto é análoga à justificativa para o uso do suposto de Armington. Considera-se que diferentes tecnologias utilizadas para produzir o mesmo produto resultem em produtos com diferentes características. No caso de energia elétrica, a disponibilidade de água nos reservatórios, a localização e o tamanho das reservas de recursos energéticos e os impactos ambientais de tecnologias alternativas impõem restrições sobre as opções de substituição.

O suposto de substituição imperfeita é imperativo se mudanças plausíveis no padrão de uso de tecnologias alternativas puderem ser obtidas. Não são permitidas trocas de 100% da produção de uma tecnologia por outra. Embora a substituição perfeita resulte no uso mais eficiente dos insumos, a substituição imperfeita é mais próxima da realidade. Exceto em casos especiais, 100% da produção proveniente da tecnologia pode ser aproximada, mas nunca atingida.

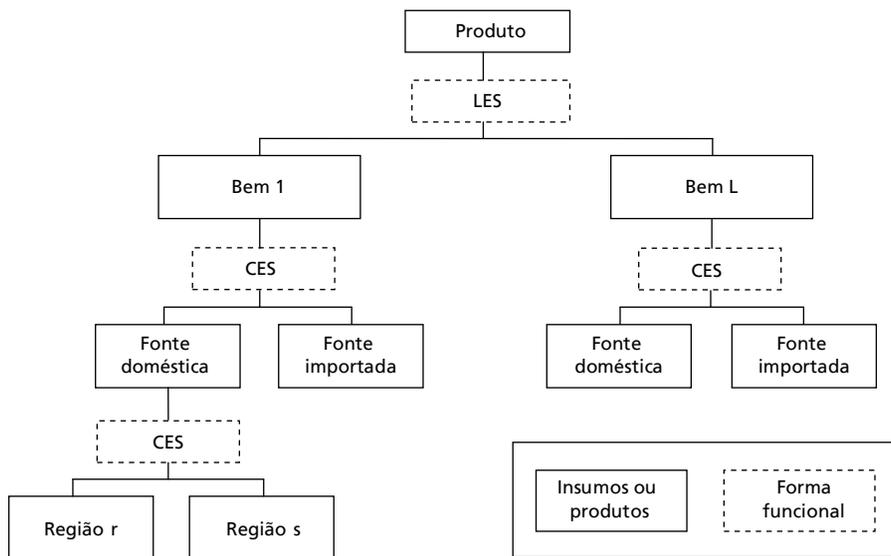
#### **4.2.1.2 Estrutura de demanda das famílias**

Em cada região, uma função consumo keynesiana determina o gasto como uma função da renda disponível. As famílias determinam a composição do consumo, escolhendo vetores de produtos para maximizar uma função utilidade Stone-Geary, sujeita à renda disponível. A estrutura de demanda segue um padrão aninhado com diferentes elasticidades-substituição (Figura 10).

No primeiro nível, a demanda das famílias é determinada por uma função de utilidade Stone-Geary, que conduz a um sistema LES. No segundo nível, por meio de uma CES, ocorre a substituição entre bens domésticos e importados, com diferentes elasticidades-substituição. No terceiro nível, novamente

a substituição ocorre entre diferentes fontes regionais domésticas. A utilidade derivada do consumo de bens domésticos é maximizada antes da substituição entre bens domésticos e importados.

**Figura 10** Estrutura aninhada de demanda regional das famílias



Fonte: Elaboração própria.

A substituição energética não foi modelada no caso da demanda das famílias. Alguns fatores condicionaram essa decisão. Os processos de formação de um composto de energia pelas famílias são menos factíveis, comparados às firmas. O setor de refino de petróleo agrega todo um conjunto de produtos derivados de petróleo utilizados pelas famílias, tais como querosene, gasolina, óleo diesel e outros. Desse modo, torna-se difícil formular suposições sobre a presença desses produtos no composto de energia das famílias. Além disso, as possibilidades reais de substituição entre energia elétrica e gás natural ainda são muito restritas no Brasil. Logo, a realização de suposições sobre o processo de substituição energética das famílias requer alguns esforços de pesquisa adicionais para viabilizar sua modelagem.



Em estática comparativa, no curto prazo, em que o ano de interesse é o primeiro ou o segundo ano posterior ao choque exógeno na economia, o investimento nacional agregado é exogenamente determinado e distribuído entre as 30 indústrias regionais com base na taxa de retorno de cada indústria. No longo prazo, em que o ano de interesse está além de cinco ou mais anos depois do choque exógeno, o investimento agregado é determinado pela soma entre as indústrias e regiões. O estoque de capital se ajusta para preservar uma taxa de retorno global da economia, determinada exogenamente. Por outro lado, as alocações de capital entre as indústrias regionais se ajustam para satisfazer uma relação entre a taxa de retorno relativa e o crescimento relativo do capital. As demandas das indústrias por bens de investimento são determinadas por uma razão investimento/capital especificada exogenamente.

#### **4.2.1.4 Demanda do governo para consumo corrente**

Em cada região existem dois tipos de gastos do governo: os dos governos regionais e os do governo federal. Como não existe uma teoria específica para determinar os gastos de consumo do governo, a literatura sobre modelos EGC aponta três formas alternativas de especificação: gastos endógenos, movendo-se de acordo com o consumo das famílias ou absorção doméstica; endogenamente, como um instrumento que varia para acomodar uma meta de política, por exemplo, um nível de déficit do governo; e gastos determinados exogenamente (no fechamento do modelo). No modelo ENERGY-BR é utilizada a primeira especificação. Os gastos dos governos regionais seguem o consumo regional real das famílias e os gastos do governo federal seguem o consumo nacional real agregado das famílias.

#### **4.2.1.5 Demanda externa**

Na especificação da demanda externa por produtos nacionais, as mercadorias são divididas em dois grupos: exportações tradicionais e não tradicionais. Desse

modo, cada setor orientado para exportação, em cada região, depara-se com sua própria curva de demanda negativamente inclinada nos próprios preços do mercado internacional. Se um choque melhorar a competitividade dos preços de um setor exportador, o resultado será um aumento no volume de exportações a um preço relativo internacional mais baixo. Um vetor de elasticidades define a resposta da demanda externa a alterações no preço FOB das exportações regionais e, por hipótese, essas elasticidades são idênticas por região e podem ser diferenciadas por bem.

Os cinco blocos de equações já apontados neste trabalho definem o núcleo EGC do modelo ENERGY-BR. Outros quatro blocos adicionais permitem maior flexibilidade e a inserção de dinâmica no modelo.

#### **4.2.2 FINANÇAS PÚBLICAS**

O modelo inclui um sistema de equações que determina as fontes de receita e os gastos para cada um dos 27 governos regionais e para o governo federal. No lado da receita, as fontes de renda do governo são impostos diretos, impostos sobre a renda, outros impostos diretos, impostos indiretos, outros impostos indiretos, receita de tarifas, recebimento de transferências federais para as regiões e recebimentos de juros. No lado dos gastos, são contabilizados gastos públicos com bens e serviços, gastos com investimentos, pagamentos de benefícios pessoais às famílias, transferências para as regiões, pagamentos de juros e outros gastos.

A especificação desse módulo permite analisar os efeitos de mudanças em políticas fiscais dos governos regionais e federal, além de impactos de um amplo espectro de choques exógenos sobre a situação orçamentária do governo. Para mais detalhes, ver Porsse (2005).

#### **4.2.3 MERCADO DE TRABALHO REGIONAL**

Este bloco de equações permite aumentar a flexibilidade da modelagem do mercado de trabalho regional, ao relacionar a população regional e a popula-

ção economicamente ativa à oferta de trabalho regional. As equações também definem a taxa de desemprego regional em função da oferta e demanda por trabalho. Existem três tratamentos possíveis do mercado de trabalho: (i) oferta de trabalho regional e taxas de desemprego exógenas e diferenciais de salário regional endógenos; (ii) diferenciais de salário regional e taxas de desemprego exógenas e oferta de trabalho regional endógena; e (iii) oferta de trabalho regional e diferenciais de salário exógeno e taxas de desemprego endógenas.

#### 4.2.4 ACUMULAÇÃO DE DÍVIDA EXTERNA

A acumulação de dívida segue uma relação linear com os saldos comerciais externos. Desse modo, os déficits comerciais são financiados pela acumulação de dívida externa.

#### 4.2.5 ACUMULAÇÃO DE CAPITAL E INVESTIMENTO

Embora o modelo não seja utilizado para fins de previsão neste trabalho, foi mantida a estrutura dinâmica proveniente do modelo B-MARIA-27. Um bloco de equações com mecanismos dinâmicos visa facilitar a realização de projeções de médio e longo prazo e a análise dinâmica de política. Existem vários métodos para inserir dinâmica em um modelo EGC do tipo Johansen [Dixon e Parmenter (1996); Dixon e Rimmer (2002)]. Dois métodos são incorporados ao modelo: ligações intertemporais para acumulação de capital físico e processos de ajustamento defasado. No método de acumulação de capital físico é assumido que o investimento realizado no período  $t$  torna-se operacional no início do período  $t+1$ . A acumulação de capital na indústria  $j$  na região  $q$  é dada por:

$$K_{j,q}(t+1) = (1 - dep_{j,q}) \times K_{j,q}(t) + Y_{j,q}(t) \quad (4.1)$$

Na equação (4.1),  $K_{j,q}(t)$  é o estoque de capital disponível na indústria  $j$ , na região  $q$ , no início do período  $t$ ;  $Y_{j,q}(t)$  é a quantidade de capital novo gerado para a indústria  $j$ , na região  $q$ , durante o período  $t$ ; e o termo  $dep_{j,q}$  é a taxa de depreciação na indústria  $j$ , tratada como um parâmetro exógeno.

Dado o valor do estoque de capital no ponto de partida  $t=0$  e com um mecanismo para explicar o investimento no tempo, a equação (4.1) pode ser usada para determinar o caminho temporal do estoque de capital da indústria. O investimento na indústria  $j$  na região  $s$  no ano  $t$  é determinado por:

$$K_{j,q}(t+1)/K_{j,q}(t)-1=F_{j,q}^t[ERROR_{j,q}(t)] \quad (4.2)$$

O termo  $ERROR_{j,q}$  é a taxa esperada de retorno sobre o investimento na indústria  $j$  na região  $q$  no ano  $t$ , e  $F_{j,q}^t$  é uma função crescente da taxa esperada de retorno com inclinação finita.

Com base na especificação do modelo MONASH, duas possibilidades são permitidas para formulação da taxa esperada de retorno sobre o investimento: expectativas estáticas e expectativas racionais (*forward-looking*). Sob expectativas estáticas é assumido que os investidores consideram apenas a renda corrente e os preços dos ativos quando formam as expectativas correntes sobre taxas de retorno. Sob expectativas racionais, a taxa esperada de retorno é especificada para que seja igual ao valor presente, no ano  $t$ , do investimento de uma unidade monetária na indústria  $j$  na região  $r$ , considerando a remuneração dos ativos e o valor depreciado dos ativos desse investimento no período  $t+1$ .

### 4.3 Método de solução

A principal característica dos modelos EGC do tipo Johansen está no método de solução do sistema de equações do modelo. Dixon *et al.* (1982; 1992) expõem os fundamentos computacionais do método de Johansen.

Neste método, é assumido que um modelo de equilíbrio geral no qual o equilíbrio é dado por um vetor  $Z$ , de extensão  $n$  representando o número de variáveis, satisfazendo um sistema de  $m$  equações, pode ser descrito como:

$$F(Z)=0 \quad (4.3)$$

Em (4.3), 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; equações que representam *market clearing* nos mercados de fatores de produção e produtos finais; entre outras.

No sistema (4.3),  $F$  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 no Apêndice 3 deste trabalho.

#### 4.4 Fechamentos e teste do 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 feito 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.

A identificação do fechamento do modelo é um elemento central para o processo de solução, já que equivale à determinação do ambiente econômico da simulação. O procedimento exige cautela pois, além de a determinação das variáveis exógenas não garantir a existência ou a unicidade da solução, as regras de fechamento, neoclássico ou keynesiano, por exemplo, podem alterar os resultados das simulações [Rattso (1982); Dewatripont e Michel (1987); Harrigan e McGregor (1989)].

Nos modelos do tipo Johansen existe grande flexibilidade para escolha do fechamento, o que permite estender as aplicações do modelo. Nas aplicações de modelos derivados do modelo MONASH é possível aplicar quatro classes de fechamento: histórico, decomposição, previsão e política [Dixon e Rimmer (*op. cit.*)]. Dois fechamentos-padrão podem ser feitos para simulações em estática comparativa: o de curto e o de longo prazo. O que distingue ambos é a abordagem microeconômica do ajustamento do estoque de capital. No de curto prazo, os estoques de capital são mantidos fixos, enquanto, no de longo prazo, os choques de política podem afetar os estoques de capital nas regiões. A fim de avaliar impactos da política tarifária no setor elétrico brasileiro, será utilizado o fechamento de longo prazo para realizar simulações em estática comparativa.

Visto que o modelo trabalha com preços relativos, é preciso determinar alguma variável como numerário. Essa escolha geralmente recai sobre o índice de preços ao consumidor, ou sobre a taxa de câmbio. No fechamento do modelo ENERGY-BR foi mantido o fechamento do modelo B-MARIA-27, mantendo a taxa de câmbio como numerário, exógena e com choque nulo. Esse procedimento anula a política cambial, de modo que esta não pode ser definida exogenamente ou determinada endogenamente para atingir alguma meta de superávit ou inflação. A seguir serão definidos os fechamentos de curto e longo prazo fundamentados em Haddad (2004).

#### 4.4.1 FECHAMENTO DE CURTO PRAZO

No fechamento de curto prazo, considera-se um “período” entre um e dois anos. O principal elemento desse fechamento é a imobilidade intersetorial e inter-regional do estoque de capital. Além disso, a população regional e a oferta de trabalho são mantidas fixas, os diferenciais regionais de salário são constantes e o salário real nacional fixo. O emprego regional deriva dos supostos sobre taxa de salário, que determinam indiretamente as taxas de desemprego regionais. De acordo com Haddad (*op. cit.*), essas hipóteses captam, de maneira mais próxima, a realidade do mercado de trabalho brasileiro, já que variações na demanda por trabalho são atendidas por variações na taxa de desemprego, em vez de afetar o salário real, tendo em vista o elevado nível de desemprego disfarçado na maior parte do país. Por outro lado, a imobilidade inter-regional do trabalho, no curto prazo, sugere que migração seja uma decisão de longo prazo. Quanto aos diferenciais nominais de salário, estes são persistentes e refletem a segmentação geográfica da força de trabalho no Brasil.

Com relação à demanda final, os gastos de investimento são exógenos, de maneira que, no curto prazo, as firmas não reavaliam decisões de investimento. O consumo das famílias segue a renda disponível. O consumo dos gover-

nos regionais e do governo federal é fixo. Alterações nos gastos do governo podem ser feitas por meio da especificação exógena do déficit do governo. Os choques tecnológicos são mantidos exógenos, já que o modelo não incorpora nenhuma teoria do crescimento endógeno.

#### 4.4.2 FECHAMENTO DE LONGO PRAZO

No fechamento de longo prazo, considera-se um “período” superior a cinco anos. Este representa um equilíbrio de *steady-state*, no qual capital e trabalho podem se deslocar intersetorialmente e inter-regionalmente. No mercado de trabalho, o emprego agregado é determinado pelo crescimento da população, taxas de participação da força de trabalho e taxa natural de desemprego. A força de trabalho é distribuída espacialmente e setorialmente de forma endógena, de maneira que o trabalho é atraído para setores mais competitivos nas áreas geográficas relativamente mais favorecidas.

O estoque de capital se desloca para setores mais competitivos, permitindo que as taxas de retorno sejam mantidas em seus níveis iniciais.

### 4.5 Teste de homogeneidade

Uma vez implementado e calibrado, o modelo foi solucionado utilizando o fechamento de curto prazo. Um teste de homogeneidade-padrão foi efetuado para checar possíveis erros computacionais e o balanceamento do banco de dados. O modelo deve ser homogêneo de grau zero, de forma que um choque de 1% no numerário provoca aumento de 1% em todas as variáveis nominais, e todas as variáveis reais (quantidades) permanecem inalteradas. Desse modo, foi aplicado um choque de 1% na taxa de câmbio. O resultado esperado foi atingido. Portanto, o modelo ENERGY-BR mostrou-se homogêneo. Essa simulação-teste está contida no CD que acompanha a tese.

## 4.6 Análise de sensibilidade dos resultados

A estrutura dos modelos EGC pode ser classificada, de acordo com a tipologia proposta por McKittrick (1998) e utilizada por Domingues (2002), em analítica, funcional ou numérica. A estrutura analítica refere-se aos fundamentos teóricos que determinam as relações causais do modelo. No caso dos modelos inter-regionais, essas relações são estabelecidas pelo paradigma walrasiano. A estrutura funcional refere-se às equações algébricas, que formam a representação matemática da estrutura analítica, com base na escolha das formas funcionais. A estrutura numérica é representada por coeficientes estruturais e parâmetros comportamentais utilizados para calibrar o modelo, ou seja, para parametrizar sua estrutura funcional.

A literatura sobre EGC chama a atenção para a robustez dos resultados diante dos parâmetros utilizados no processo de calibragem [Liu (2001); Domingues (*op. cit.*); Haddad (*op. cit.*)]. A velocidade dos avanços na construção de modelos EGC não é acompanhada pela estimação de parâmetros. Em muitos casos, o pesquisador precisa recorrer a parâmetros da literatura ou implementar valores *ad hoc*. Nesses casos, é imprescindível a realização de uma “análise de sensibilidade sistemática” dos resultados, já que existe margem de incerteza sobre os resultados. Por outro lado, mesmo que o pesquisador estime os parâmetros, a análise de sensibilidade também é necessária, dadas as restrições impostas ao modelo pelas formas funcionais utilizadas.<sup>23</sup>

No caso do modelo ENERGY-BR, a falta de estimativas para os parâmetros de substituição entre fontes de energia elétrica no Brasil torna necessário gerar informações sobre média e desvio-padrão para possibilitar uma análise

---

<sup>23</sup> Haddad *et al.* (2002c) expõem a possibilidade de realizar uma “análise de sensibilidade qualitativa, ou estrutural” para testar a incerteza subjacente às informações do modelo. O procedimento consiste em rodar diferentes simulações com diferentes conjuntos dos principais parâmetros comportamentais e coeficientes estruturais do modelo. Mediante o juízo do pesquisador, combinações alternativas, refletindo hipóteses estruturais para as economias regionais, poderiam ser adotadas para se alcançar um conjunto de resultados para uma dada simulação. Isso proporcionaria um “intervalo de confiança” por meio da utilização de cenários estruturais alternativos.

de sensibilidade que permita gerar uma distribuição dos resultados de uma simulação específica em relação à distribuição proposta do conjunto de parâmetros. A “análise de sensibilidade sistemática” realizada neste trabalho segue metodologia de quadratura gaussiana proposta por DeVuyst e Preckel (1997). Nessa metodologia, o modelo EGC é tratado como um problema de integração numérica. Simultaneamente à solução do modelo (resultado das variáveis endógenas), são obtidos os dois primeiros momentos (média e variância) dessa solução, feita uma distribuição das variáveis exógenas (parâmetros ou choques). Um conjunto de dados qualitativos formado pelas estimativas de média, desvio-padrão e intervalos de confiança para os resultados do modelo também pode ser obtido. Com esse conjunto de informações é possível avaliar a sensibilidade dos resultados do modelo a parâmetros específicos. A aplicação da metodologia pode ser encontrada em Arndt (1996), Arndt e Hertel (1997), Domingues (*op. cit.*) e Haddad (*op. cit.*).

#### **4.7 Base de dados e parâmetros-chave**

A matriz inter-regional de insumo-produto, representando os fluxos intersetoriais e inter-regionais entre os 30 setores e 27 estados brasileiros, foi obtida com a 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 produz um único produto. A agregação do sistema inter-regional com 132 setores e 27 regiões para um sistema com 30 setores e 27 regiões foi realizada utilizando o aplicativo PyIO. Trata-se de módulo para análise de insumo-produto em linguagem Python, desenvolvido pelo Regional Economics Applications Laboratory (REAL). No processo de agregação foi priorizada a abertura dos setores de produção de energia elétrica e setores industriais intensivos em energia (ver Tabela 2).

Antes da obtenção da matriz inter-regional de insumo-produto original, foi necessário realizar o tratamento dos setores de energia inclusos no setor Serviços Industriais de Utilidade Pública (SIUP) do Sistema de Contas Nacionais. Esse setor foi desagregado em todas as unidades da federação para formar os setores Geração de energia elétrica, Transmissão e distribuição de energia elétrica, Fornecimento de gás encanado e Fornecimento de água e esgoto. Os dados necessários foram obtidos do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). A desagregação dos sete setores de geração de energia elétrica foi realizada por meio de informações do BEN (ano-base 2004) e da base de dados do Ministério de Minas e Energia (MME). A geração de energia elétrica das centrais elétricas autoprodutoras foi desagregada da geração das centrais elétricas de serviço público. Dos 387,4 GWh de energia elétrica gerados no Brasil em 2004, 9,8% foram produzidos por autoprodutores. Embora parte da autoprodução seja encaminhada ao setor Transmissão e distribuição, considerou-se que toda autoprodução foi consumida diretamente pelos respectivos autoprodutores. Esse conjunto de informações foi utilizado para gerar a matriz inter-regional de insumo-produto.

O detalhamento no setor de geração de energia elétrica minimizou o problema da presença de alguns consumidores livres, que em 2004 já demandavam aproximadamente 5% do total da energia elétrica gerada no país. Esse tipo de consumo vem crescendo no Brasil, nos últimos anos, de maneira que deve ser considerado nas simulações de longo prazo. Como as informações sobre consumo e tarifa de energia elétrica dos consumidores livres são sigilosas no Brasil e não puderam ser obtidas, optou-se por utilizar as informações sobre autoprodução de cada setor, por unidade da federação, e direcionar esse fluxo de geração diretamente para os respectivos setores autoprodutores. Essas informações foram obtidas diretamente do MME. Quanto aos 90,2% de energia elétrica produzida pelas centrais elétricas de serviços públicos, o fluxo é todo direcionado aos setores Transmissão e distribuição.

Ainda na indústria de energia elétrica, a escassez de informações para desagregar os segmentos de transmissão e distribuição manteve estes agregados. Os encargos de transmissão representam apenas 8% dos custos totais de energia elétrica para os consumidores finais no Brasil. Como esses encargos são repassados a eles pelas distribuidoras proporcionalmente à energia elétrica distribuída, a manutenção dos dois segmentos agregados não vai gerar problemas para a implementação dos choques de preço em energia elétrica.

No processo de calibragem do modelo, além das informações provenientes do sistema inter-regional de insumo-produto, também foi necessário obter alguns conjuntos de parâmetros comportamentais. As elasticidades (de Armington) referentes à substituição entre insumos regionais formam um desses conjuntos. Estas foram obtidas com base nas elasticidades estimadas para calibrar o modelo B-MARIA-27-COM,<sup>24</sup> e ponderadas para a agregação de 30 setores do modelo ENERGY-BR com base na Matriz de Produção do ano de 2004. Esse mesmo conjunto de parâmetros foi utilizado para representar as elasticidades (de Armington) referentes à substituição entre insumos domésticos e importados. Por esse motivo, uma análise de sensibilidade deverá ser feita sobre esses parâmetros. A Tabela 4 exibe os valores das elasticidades de Armington para os 30 setores do modelo ENERGY-BR.

**Tabela 4 Parâmetros referentes às elasticidades de Armington do ENERGY-BR**

Ordem	Setores	Parâmetro
1	Agropecuário	2,403
2	Mineração – petróleo e gás	2,925
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	1,796
4	Alimentos e bebidas	2,464
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	3,561
6	Papel e celulose	2,052

Continua

<sup>24</sup> Calibrado recentemente, para a análise de impactos de mudanças climáticas.

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>	<b>Parâmetro</b>
7	Refino de petróleo	1,163
8	Produção de álcool	3,530
9	Química, borracha e plástico	2,802
10	Cimento	3,171
11	Cerâmica e vidro	3,099
12	Siderurgia	2,907
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	2,900
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	2,183
15	Outras indústrias	2,321
16	Energia elétrica – hidrelétrica	0,010
17	Energia elétrica – óleo combustível	0,010
18	Energia elétrica – carvão	0,010
19	Energia elétrica – óleo diesel	0,010
20	Energia elétrica – gás natural	0,010
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	0,010
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	0,010
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	0,010
24	Fornecimento de gás encanado	0,010
25	Fornecimento de água e esgoto	0,001
26	Construção	0,002
27	Comércio	0,690
28	Transporte	1,400
29	Serviços	0,150
30	Administração pública	0,070

Fonte: *Elaboração própria, com base nas estimações econométricas do modelo B-MARIA-27-COM.*

Além da tradicional dificuldade de se obterem estimativas de parâmetros para calibragem de modelos IEGC, no caso do modelo ENERGY-BR esta dificuldade aumentou, em virtude da indisponibilidade de estimações de elasticidades referentes aos fluxos inter-regionais de energia elétrica, principalmente pelo fato de a literatura não registrar a construção de nenhum modelo EGC para análise de política energética no Brasil. No entanto, cabe ressaltar que as

distribuidoras têm poucos graus de liberdade para deslocar suas demandas intersetoriais de energia elétrica. Atualmente, as distribuidoras enviam à Aneel as demandas de energia equivalente a quatro anos de consumo futuro. Posteriormente, a Aneel coordena um leilão no qual blocos de energia, gerados em localização não definida, são ofertados. Desse modo, para as elasticidades de Armington dos setores de geração de energia elétrica, optou-se por um valor próximo de zero (0,01).

Por outro lado, na implementação da substituição entre as fontes de energia elétrica também não foram encontrados parâmetros. Além da possibilidade de estimação econométrica, essas elasticidades também podem ser derivadas com utilização de resultados de modelos *bottom-up* específicos de energia. Uma alternativa seria a estimação utilizando os dados de preços dos leilões de energia realizados pela Aneel. No entanto, os leilões de energia elétrica são realizados em função da disponibilidade de energia elétrica independentemente da fonte de geração, de forma que uma fonte não compete com a outra no leilão. Desse modo, optou-se pela estrutura de substituição por meio da tecnologia CES, que requer menos parâmetros, e a estes parâmetros foram atribuídos valores *ad hoc*, condicionados à necessidade de realizar testes de sensibilidade. Para a substituição dos setores de alta intensidade energética (ver Tabela 3) e para o setor de distribuição, o valor do parâmetro foi de 0,15. Para setores de baixa intensidade ou não intensivos, o valor foi de 0,1. Para os setores Geração de energia elétrica, Distribuição de gás, Distribuição de água, Construção civil e Setor público, o valor foi zero. Os valores foram os mesmos para todas as unidades da federação, visto que a energia elétrica pode ser recebida por meio do SIN. Apesar de uma análise de sensibilidade poder ser feita sobre esses valores, o aprofundamento das aplicações do modelo ENERGY-BR dependerá de um esforço de pesquisa para a obtenção desses parâmetros.

Quanto às elasticidades de substituição para formar o composto de energia (Energia Elétrica, Refino de Petróleo e Gás Natural), embora existam estima-

ções na literatura, optou-se por uma estratégia conservadora. Como a oferta do gás natural é muito heterogênea no território nacional, foi criado um diferencial em relação a essa característica de oferta. Para todos os setores foi estipulado um valor de 0,2 para as unidades da federação integradas ao gasoduto Brasil-Bolívia (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro e Minas Gerais) e de 0,1 para os demais estados.

O modelo foi implementado computacionalmente utilizando o *software* GEMPACK, versão 10.0 [Harrison e Pearson (1996)].

No próximo capítulo, serão analisadas as interações espaciais entre os setores intensivos em energia, energia elétrica e as economias regionais brasileiras, com base nos dados da matriz inter-regional de insumo-produto utilizada para calibrar o modelo ENERGY-BR e em dados sobre consumo setorial de energia elétrica em unidades físicas. Esta análise, além de permitir um conhecimento prévio sobre os coeficientes estruturais do modelo, fornecerá informações úteis para análise dos resultados das simulações do modelo de equilíbrio geral.

## **5. Interações espaciais entre energia elétrica e setores intensivos em energia na economia brasileira**

Com base na hipótese de que os principais canais de transmissão de choques nos setores de energia são os setores intensivos em energia, uma análise mais detalhada do papel desses setores na economia brasileira se torna necessária. Nesse sentido, o objetivo deste capítulo é avaliar as interações espaciais entre os setores intensivos em energia, o consumo de energia elétrica e as economias regionais brasileiras. Os setores intensivos em energia desempenham um papel importante na economia em virtude das fortes ligações de insumo-produto, para frente e para trás. Apoiando-se na metodologia de campo de influência, coeficientes de intensidade de energia elétrica e uma matriz inter-regional de insumo-produto serão utilizados para extrair as ligações setoriais e espaciais de energia relevantes na economia brasileira. Como resultado, espera-se obter quais setores e regiões formam os principais canais de transmissão de choques no setor elétrico brasileiro.

### **5.1 Energia elétrica e concentração espacial na economia brasileira**

Assim como o setor de energia elétrica, os demais setores de energia vêm passando por um conjunto de reformas iniciadas na década de 1990. Essas reformas causaram impactos sobre as estruturas de mercado e aumentos nos níveis de preço acima da inflação. Considerando que a política energética brasileira vem estimulando a diversificação das fontes de energia para aumentar os processos de substituição energética, essas reformas podem ter alterado o padrão de consumo regional de energia do país, gerando regiões mais ou menos intensivas em energia ou preferência por um tipo específico de energia. Antes de iniciar essa análise, é preciso considerar, sobretudo, as características espaciais da economia brasileira.

A economia brasileira é consideravelmente heterogênea e marcada por um alto grau de concentração espacial [Azzoni (1997; 2001); Haddad (1999; 2004)]. Depois de várias décadas de políticas governamentais destinadas a reverter essa concentração, os resultados ainda se mostram modestos. A Tabela 5 mostra que o Sudeste concentrava, em 2004, 55,4% do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro, enquanto o Norte, apenas 5%. A mesma tabela evidencia que as regiões mais pobres, Norte e Nordeste, apresentam os mais elevados coeficientes de intensidade de energia elétrica em relação às demais regiões. O fato de essas regiões encontrarem-se ou não mais expostas aos choques nos preços ou a quaisquer outros distúrbios na oferta de energia elétrica vai depender das inter-relações setoriais entre as regiões.

**Tabela 5 Concentração econômica e intensidade de energia elétrica no Brasil, 2004\***

Regiões	PIB (%)	Consumo de energia elétrica (%)	Intensidade de energia elétrica (GWh/PIB**)
Norte	5,0	6,6	0,168
Nordeste	12,9	16,9	0,165
Centro-Oeste	9,1	5,4	0,075
Sudeste	55,4	53,5	0,122
Sul	17,6	17,6	0,127
<b>Brasil</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>0,126</b>

Fontes: Banco de dados do modelo ENERGY-BR e Aneel (2008).

\* Ano-base dos dados utilizados para calibragem do modelo empregado nas simulações do próximo capítulo.

\*\* Cálculos realizados com PIB em R\$ milhões.

Como os principais canais de transmissão de choques nos setores de energia são os intensivos em energia, uma análise mais detalhada do papel desses setores na economia brasileira é necessária. Tanto esses quanto os setores produtores de energia fizeram parte do núcleo das políticas de desenvolvimento do país. Como consequência, o desenvolvimento desses dois grupos de setores ocorreu concomitantemente ao fortalecimento do histórico das ligações setoriais e espaciais na economia brasileira. A próxima seção aborda sucintamente as políticas de fortalecimento desses setores na economia brasileira e a evolução do padrão de consumo de energia no país.

## 5.2 Políticas de desenvolvimento e a evolução do consumo de energia no Brasil

Os setores intensivos em energia têm desempenhado um papel importante na economia brasileira. Na década de 1970, depois do primeiro choque do petróleo, a estratégia do governo para fortalecer a indústria nacional inseriu os setores de bens intermediários, energia e transporte no núcleo do processo de desenvolvimento.<sup>25</sup> A meta do governo era transformar recursos naturais em divisas, substituir produtos importados por domésticos e minimizar efeitos do primeiro choque do petróleo.

Para implementar essa estratégia, os investimentos privados e governamentais foram canalizados para os setores prioritários de: (i) energia (petróleo, energia elétrica; carvão e gás); (ii) bens intermediários como metalurgia (ferro, aço, alumínio e outros), petroquímicos, produtos minerais não metálicos, papel e celulose; (iii) bens de capital (equipamentos de transporte, material mecânico, elétrico e outros); (iv) serviços de transporte (rodovias, ferrovias, portos, aeroportos e outros); e (v) comunicações [Batista (1987)]. Além de mudar a estrutura de oferta de energia, essa estratégia também fortaleceu as inter-relações entre setores e regiões no Brasil.

**Tabela 6 Participação % dos setores industriais na produção industrial no Brasil, 1970-1980**

Setores	1970	1980	Varição
Indústria extrativa	1,6	1,4	-
Alimentos, bebidas e fumo	22,7	15,4	-
Produtos minerais não metálicos	4,1	4,2	+
Metalurgia (ferro, aço, alumínio e cobre)	12,3	13,7	+
Mecânica	5,6	7,6	+
Equipamentos elétricos e comunicações	4,6	5,2	+

Continua

<sup>25</sup> A estratégia foi institucionalmente introduzida dentro do Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND), em vigor no período 1975-1989. Este plano sucedia o Primeiro Plano Nacional de Desenvolvimento (I PND) em vigor no período 1972-1974.

Continuação

Setores	1970	1980	Varição
Equipamentos de transporte	8,1	7,8	-
Papel e celulose	2,4	2,7	+
Química	10,7	19,2	+
Têxtil, vestuário e calçados	12,5	10,3	-
Outros	15,5	12,5	-
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	

Fonte: IBGE (1990).

Apesar da persistência da concentração industrial no Centro-Sul do Brasil, a estratégia de desenvolvimento na década de 1970 influenciou o processo de industrialização nacional. A Tabela 6 mostra a evolução estrutural da economia brasileira no período entre 1970 e 1980. Pode-se observar que os setores intensivos em energia (minerais não metálicos, metalurgia, papel e celulose e química) e de bens de capital (mecânica, equipamentos elétricos e comunicações) aumentaram suas respectivas participações na produção industrial brasileira.

Dados os estímulos do processo de substituição de importações combinados com o fortalecimento das relações intersetoriais na economia, tal mudança estrutural na economia levou a um considerável aumento no consumo industrial de energia. De 1970 a 1980, a participação do consumo final de energia (de todas as fontes) do setor industrial aumentou de 27,7% para 35,9% do total do consumo nacional de energia. Essa participação manteve-se em torno de 35% entre 1980 e 1990, período de estagnação econômica. Depois desse período, retomou sua trajetória de crescimento e, em 2008, alcançou 38%.

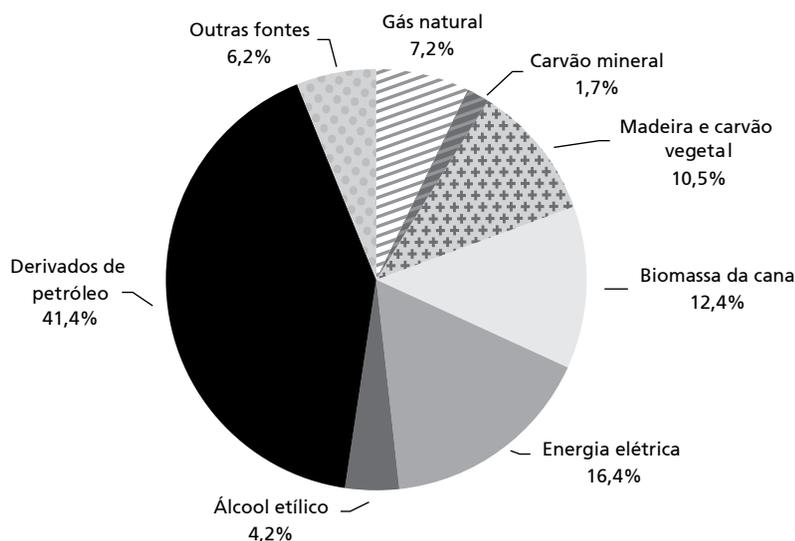
A década de 1970 também foi marcada por um aumento da eficiência energética. O coeficiente de intensidade total de energia (TEP/106 US\$ PIB)<sup>26</sup> no país diminuiu de 202,8 para 148 no período entre 1970 e 1980. Depois desse período, tal coeficiente voltou a aumentar, mas se manteve em um nível mais

<sup>26</sup> TEP significa Toneladas Equivalentes de Petróleo, e o PIB está em US\$ de 2007.

baixo e, em 2007, era de 164,1. O ajustamento no coeficiente de intensidade de energia nos anos 1970 foi consequência direta da elevação dos preços de energia e da política nacional de substituição de combustíveis fósseis por fontes de energia renováveis, em especial a hidreletricidade e o etanol (da cana-de-açúcar). Em razão disso, a participação dos recursos renováveis na matriz energética foi de 80% em 1980. Esse percentual, que diminuiu nos últimos anos, foi de 50% em 2007, valor ainda considerado alto, se comparado à maioria dos países.

Os investimentos em grandes usinas de geração hidrelétrica, como Itaipu, na Região Sul, e Tucuruí, na Região Norte, aumentaram a importância da energia elétrica no total de sua oferta no Brasil. De 1970 a 1980, o consumo final de energia elétrica aumentou 116%. Como consequência, a participação da energia elétrica na oferta total de energia aumentou de 5,5% para 10,1% durante o mesmo período. A continuidade dos investimentos nessa fonte de energia permitiu que essa participação aumentasse para 16,4% em 2007 (Figura 12).

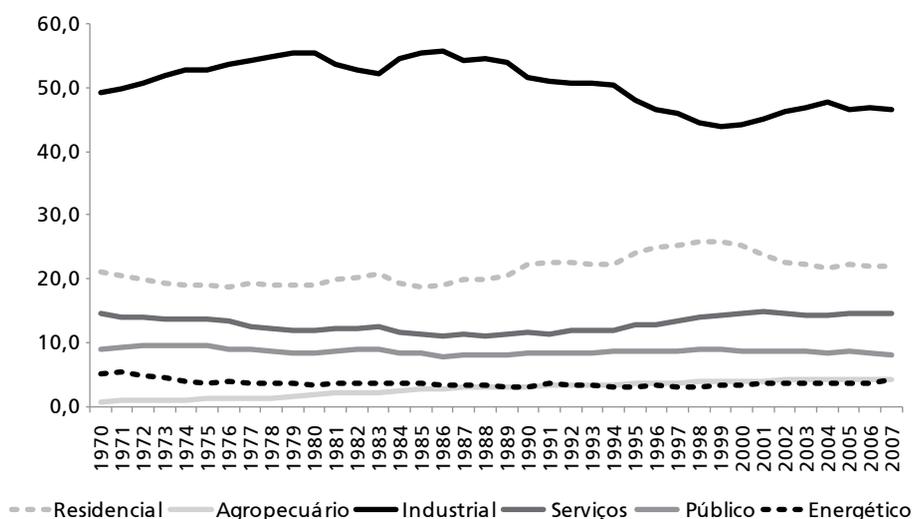
**Figura 12 Estrutura do consumo de energia no Brasil, 2007**



Fonte: Brasil (2008a).

Os setores industriais são os principais consumidores de energia elétrica no Brasil. Do total de 412,1 mil GWh de energia elétrica consumidos em 2007, o consumo industrial representou 46,7%. Conforme a Figura 13, essa participação sempre se manteve superior a 50% entre 1970 e 1994. No entanto, depois desse período começou a decrescer. Quanto aos demais segmentos, com exceção do agropecuário, todos mantiveram a participação no período 1970-2007.

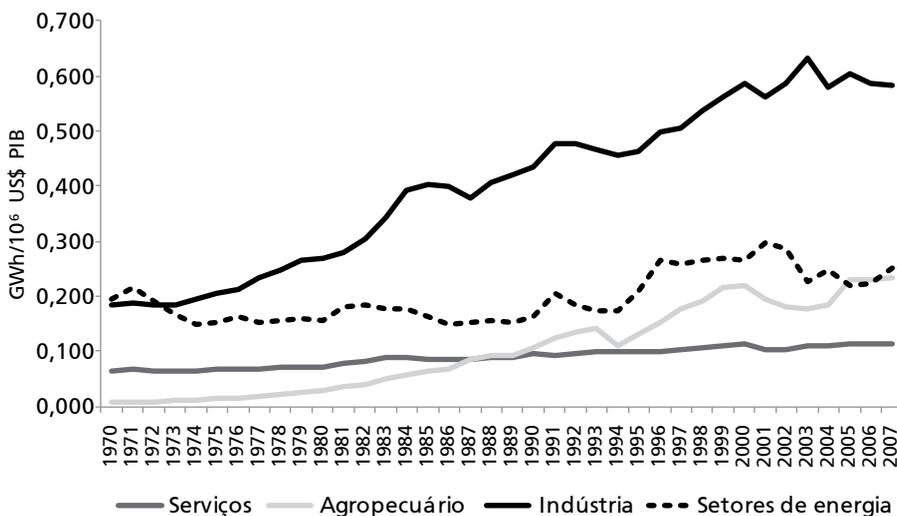
**Figura 13 Participação % das classes de consumo no consumo de energia elétrica no Brasil, 1970-2007**



Fonte: Brasil (2008a).

A redução na participação do consumo industrial de energia elétrica nos últimos anos ocorreu em virtude de alguns fatores, como a resposta ao fraco crescimento econômico, entre 1995 e 2002, e a substituição de energia elétrica por outras fontes, como gás natural, por exemplo. Como consequência, o coeficiente de intensidade de energia elétrica do setor industrial, com tendência crescente entre 1970 e 2002, começou a diminuir em 2003 (Figura 14).

Figura 14 Intensidade de energia elétrica no Brasil, 1970-2007



Fonte: Brasil (2008a).

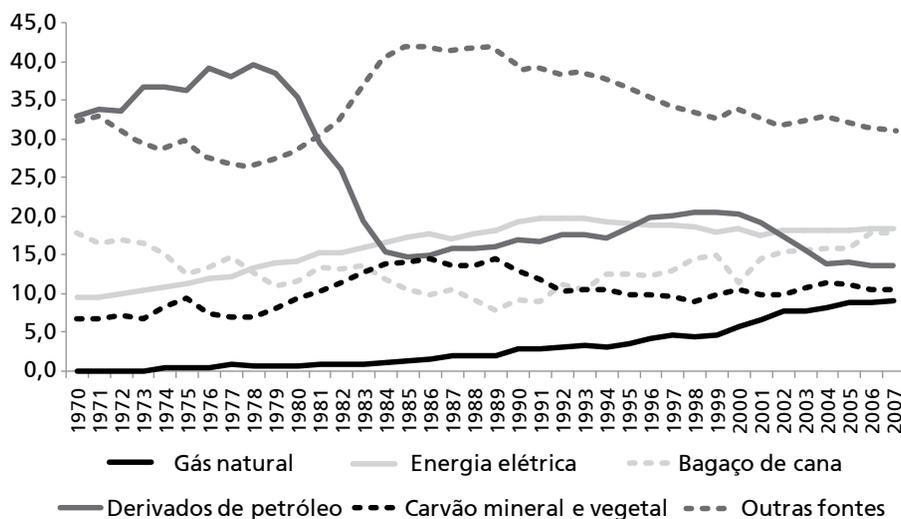
Os aumentos dos preços da energia elétrica, conforme exposto no Capítulo 2 deste trabalho, podem ter desencadeado uma série de fatores que motivaram a recente redução no coeficiente de intensidade de energia elétrica do setor industrial. Além da substituição por fontes alternativas, como o gás natural, uso mais eficiente de energia elétrica ou deslocamento na cadeia produtiva para produtos mais elaborados nos mesmos setores (diversificação e/ou diferenciação) para aumentar o valor adicionado são as medidas geralmente adotadas pelas indústrias intensivas em energia.<sup>27</sup>

A política energética brasileira é caracterizada pelo estímulo à diversificação das fontes de energia. Nessa política, a substituição de energia elétrica por gás natural tem aumentado nos últimos anos. Além do aumento da produção nacional, em 1999 o Brasil começou a importar gás natural da Bolívia. A lo-

<sup>27</sup> Além desses fatores, o ano de 2002 foi marcado por incertezas na oferta de energia elétrica devido à necessidade de racionamento, o que ampliou a necessidade de aumentar a eficiência energética e a substituição de energia elétrica por outras fontes.

calização dos gasodutos que transportam o gás da Bolívia para o Brasil cobre algumas porções estratégicas do espaço econômico brasileiro. Eles cruzam os estados do Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Além disso, permitem a integração de mais dois estados à oferta de gás, Rio de Janeiro e Minas Gerais. A região formada por esses estados é responsável por 76% do PIB industrial e 71,8% do PIB total produzido no país. Como resultado, depois de 1999, o consumo de gás natural pelos setores industriais aumentou consideravelmente no Brasil.

**Figura 15 Participação % das fontes de energia no consumo industrial de energia no Brasil, 1970-2007**



Fonte: Brasil (2008a).

A Figura 15 mostra o consumo de diferentes fontes de energia pelos setores industriais no Brasil. A participação do gás natural, que não era consumido em 1970, já representava 9% em 2007. A da energia elétrica, que aumentou de 9,8% em 1970 para 19,8% em 1993, começou a diminuir e, em 2007, representava 18%.

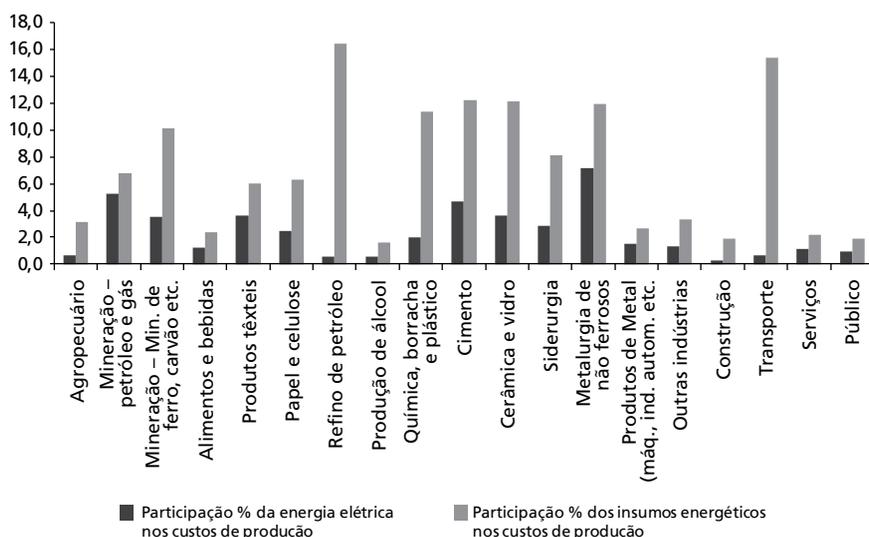
Nesse contexto de mudança no padrão de consumo industrial de energia elétrica, cabe ressaltar que o espaço econômico brasileiro é caracterizado pela heterogeneidade espacial e alto grau de concentração no Centro-Sul. Por outro lado, diferentemente da energia elétrica, cuja oferta é otimizada em quase todo o território nacional por meio do SIN, as fontes de energia que competem com energia elétrica, tais como a biomassa da cana-de-açúcar ou o gás natural, também são distribuídas heterogeneamente no Brasil. Isso pode levar a um diferencial de intensidade de energia elétrica considerável entre as unidades da federação. Desse modo, a heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica deve ser considerada na avaliação dos impactos regionais de políticas energéticas no Brasil.

### **5.3 Heterogeneidade espacial dos setores intensivos em energia e da intensidade de energia elétrica**

Esta seção tem por objetivo expor quais são estes setores no Brasil, bem como analisar a espacialização do consumo de energia elétrica deles, considerando a hipótese de que os setores intensivos em energia são os principais transmissores de choques nos setores de energia elétrica. Pelo fato de não haver uma sistematização sobre os setores intensivos em energia na literatura, serão considerados pertencentes a esse grupo os setores em que os insumos de energia representam mais de 5% dos custos totais de produção.

A Figura 15 mostra as participações percentuais dos custos com energia elétrica e custos com insumos energéticos totais (incluindo a energia elétrica) no Brasil, em 2004. A desagregação setorial segue a mesma da Tabela 2, porém com algumas adaptações. Os setores de energia elétrica, nos quais os custos com energia representam 32%, não são abordados. Por outro lado, o setor Serviços representa a agregação dos setores de Fornecimento de gás, Fornecimento de água, Comércio e Serviços, incluídos na Tabela 2.

**Figura 16 Participação % de energia elétrica e insumos energéticos totais nos custos de produção setorial no Brasil, 2004**



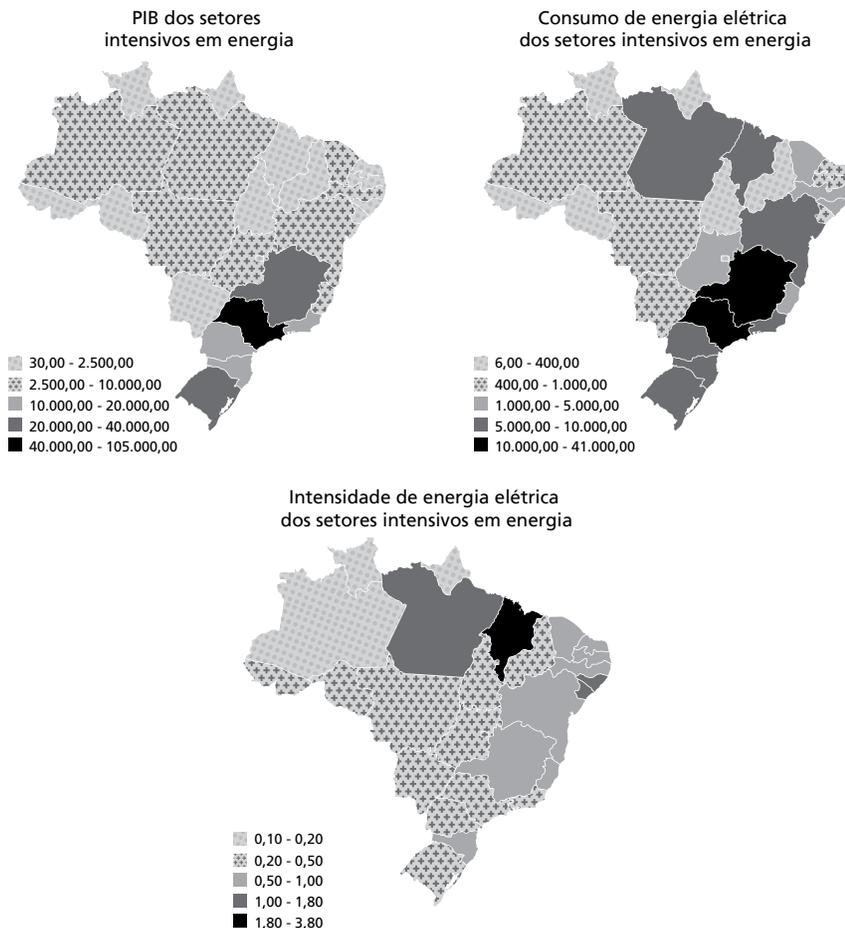
Fonte: Banco de dados do modelo ENERGY-BR.

As informações da Figura 15 permitem considerar setores intensivos em energia dois setores: Mineração, Produtos têxteis, Papel e celulose, Refino de petróleo, Química, borracha e plástico; e Cimento, Cerâmica e vidro, Siderurgia e Metalurgia de não ferrosos e Transporte. Por outro lado, também indicam que, com exceção dos setores Refino de petróleo e Transporte, os demais setores intensivos em energia têm custos com energia elétrica superiores a 2% dos custos de produção.

A concentração espacial dos setores intensivos em energia segue um padrão semelhante ao da concentração espacial da economia brasileira. Em 2004, 81,7% do valor adicionado dos setores intensivos em energia estavam concentrados na Região Centro-Sul (Sudeste e Sul) do Brasil. No entanto, o consumo físico de energia elétrica desses setores representou 67,1% do montante consumido de energia elétrica na mesma região. Essa diferença de 14,6 pontos percentuais pode ser atribuída a um conjunto de fatores, tais

como: diversificação energética, diferenciação de produto capaz de aumentar o valor adicionado, economias de escala e uso mais eficiente de energia elétrica no Centro-Sul.

**Figura 17 PIB, consumo de energia elétrica e intensidade de energia elétrica dos setores intensivos em energia no Brasil, 2004**



Fontes: Banco de dados do modelo ENERGY-BR e Aneel (2008).

A Figura 17 mostra a distribuição espacial do PIB agregado, do consumo de energia elétrica e da intensidade de energia elétrica dos setores intensivos em energia definidos. O PIB desses setores é altamente concentrado no Centro-Sul, ao

contrário do consumo de energia elétrica para essa região. Como resultado, os maiores coeficientes de intensidade de energia elétrica dos setores intensivos em energia estão localizados nas regiões Norte e Nordeste do Brasil.

A distribuição espacial heterogênea da intensidade de energia elétrica dos setores intensivos em energia, levando em conta a importância desses setores na economia brasileira, constitui um elemento a ser considerado. Desse modo, na próxima seção será descrito um método capaz de utilizar esse conjunto de informações para obter as ligações setoriais e espaciais de energia elétrica analiticamente relevantes na economia brasileira.

#### **5.4 Campo de influência de energia**

A estrutura para a análise das ligações de energia elétrica analiticamente relevantes na economia brasileira parte do modelo básico de insumo-produto [Leontief (1941)]. De acordo com Miller e Blair (1985), a análise de insumo-produto fornece uma estrutura capaz de ordenar os fluxos de energia e outras variáveis relacionadas às atividades econômicas. A análise de energia-insumo-produto geralmente determina a quantidade total de energia requerida para que um setor envie a produção para a demanda final, ou seja, a energia consumida no processo de produção mais a energia incorporada nos insumos utilizados nesse processo. A estrutura-padrão de análise parte da construção de uma tabela em “unidades híbridas”, na qual os fluxos de energia são mantidos em unidades físicas, e os fluxos não energia, em unidades monetárias. Na metodologia utilizada neste trabalho, a análise será baseada em um vetor de consumo setorial de energia elétrica incorporado à abordagem de campo de influência [Sonis e Hewings (1992)].

Além de Miller e Blair (*op. cit.*), existe uma considerável literatura sobre análise de insumo-produto voltada ao estudo de questões energéticas. Os primeiros estudos foram realizados por Cumberland (1969), Lakshmanan (1981), Lakshmanan e Bolton (1986), Casler e Wilbur (1984) e compuseram um guia

para análise energia-insumo-produto, detalhando as vantagens e desvantagens da abordagem. Com relação à literatura brasileira, destacam-se os trabalhos de Guilhoto e Hilgemberg (2006), Vieira Filho *et al.* (2006) e Mattos (2008). No entanto, o uso da abordagem de campo de influência para avaliar questões energéticas ainda não é encontrado na literatura especializada.

O método de campo de influência pertence à classe de métodos baseados no desequilíbrio. Esses métodos partem de um distúrbio em um sistema existente para gerar um novo equilíbrio comparável ao equilíbrio original. Sob a abordagem de campo de influência, o pesquisador pode ter dois objetivos. No primeiro, podem-se considerar pequenas mudanças nos coeficientes para avaliar quão influente um coeficiente ou um conjunto de coeficientes é para um sistema. No segundo, para mudanças estruturais conhecidas, pode-se estar interessado na avaliação dos impactos induzidos por mudanças funcionais. É importante notar que os métodos baseados em desequilíbrio são fundamentados nos baseados no equilíbrio, estando enraizados em comparações de vários sistemas equilibrados [Haddad e Hewings (2007)].

O conceito de campo de influência [Sonis e Hewings (1989; 1992)] ocupa-se de problemas de mudanças nos coeficientes de insumo-produto, especificamente a influência de uma mudança em um ou mais coeficientes sobre a matriz inversa de Leontief. Desde que, em qualquer sistema econômico, alguns coeficientes sejam mais “influentes” do que outros, os setores responsáveis pelas maiores mudanças na economia podem ser determinados. No caso mais simples, ou seja, no caso em que um pequeno distúrbio  $\varepsilon$  ocorre em somente um parâmetro  $a_{ij}$ , a solução básica do problema de mudança no coeficiente pode ser mostrada como segue. Define-se que:

$A = \|\| a_{ij} \|\|$  é a matriz de coeficientes diretos de insumos;

$E = \|\| \mathcal{E}_{ij} \|\|$  é a matriz de distúrbios;

$B=(I-A)^{-1}=\|b_{ij}\|$  é a matriz inversa de Leontief antes dos efeitos dos distúrbios; e

$B(\mathcal{E})=(I-A-E)^{-1}=\|b_{ij}(\mathcal{E})\|$  é a matriz inversa de Leontief depois dos efeitos dos distúrbios.

Utilizando a noção de “coeficientes de insumos importantes da inversa”, que é baseada no conceito de campos de influência associado com a mudança em somente um coeficiente de insumo, assume-se que essa mudança ocorre na localização  $(i_p, j_l)$  da matriz, ou seja:

$$\mathcal{E}_{ij} = \begin{cases} \mathcal{E}i=i_p, j=j_l \\ 0i \neq i_p, j \neq j_l \end{cases} \quad (5.1)$$

O campo de influência pode ser derivado da seguinte relação aproximada:

$$F(\mathcal{E}_{ij}) \cong \frac{[B(\mathcal{E}_{ij})-B]}{\mathcal{E}_{ij}} \quad (5.2)$$

Nesta relação,  $F(\mathcal{E}_{ij})$  é a matriz de campo de influência da mudança no coeficiente de insumo  $a_{ij}$ . Para todo coeficiente  $a_{ij}$ , haverá uma matriz de campo de influência. Para determinar qual coeficiente tem o maior campo de influência, recorre-se ao ordenamento dos elementos,  $S_{ij}$ , referente ao tamanho do rank da matriz de campo de influência, do maior para o menor. Portanto, para toda matriz  $F(\mathcal{E}_{ij})$ , haverá um valor associado:

$$S_{ij} = \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n [f_{kl}(\mathcal{E}_{ij})] \quad (5.3)$$

Desse modo, do valor  $S_{ij}$ , uma hierarquia pode ser desenvolvida dos coeficientes diretos baseados nos respectivos campos de influência, ou seja, ordenando relações setoriais em relação a suas sensibilidades às mudanças, em que elas serão responsáveis pelos impactos mais significantes sobre a economia.

O método de campo de influência tem sido utilizado para diferentes propósitos na ciência regional [Sonis e Hewings (*op. cit.*); Guilhoto *et al.* (1999); Okuyama *et al.* (2002)]. Há uma aplicação inovadora em Haddad e Hewings (*op. cit.*), na qual os autores utilizaram o método para extrair ligações de transporte analiticamente importantes na economia brasileira. Eles concluíram que é possível usar o método para identificar ligações de transporte em um contexto de sistema inter-regional. Com inspiração na aplicação de Haddad e Hewings (*op. cit.*), este trabalho buscará extrair ligações de energia setoriais e espaciais estratégicas na economia brasileira.<sup>28</sup>

Baseado no consumo de energia e no valor da produção de cada setor, é possível encontrar um vetor  $g_j$  de intensidade de energia. Tomando uma matriz diagonal  $\hat{g}$ , é possível obter:

$$G = \hat{g} * (I-A)^{-1} = \|g_{ij}\| \quad (5.4)$$

$G$  é uma matriz de energia  $n \times n$ , na qual a matriz  $\|g_{ij}\|$  representa os requerimentos diretos e indiretos de energia incorporada em cada transação econômica de  $i$  para  $j$ .

Com base no conceito de campo de influência e em pequenas mudanças  $\varepsilon$  nos coeficientes, uma nova matriz pode ser extraída:

$$G(\varepsilon) = \hat{g} * (I-A-E)^{-1} = \|g_{ij}(\varepsilon)\| \quad (5.5)$$

A matriz  $G(\varepsilon)$  é a matriz de energia depois das mudanças.

Seguindo o mesmo procedimento adotado anteriormente, o campo de influência de energia pode ser finalmente derivado da relação aproximada:

<sup>28</sup> Haddad e Hewings (*op. cit.*) adaptaram a metodologia de campo de influência para modelos EGC. Na que se segue, o foco será, contudo, somente em uma aplicação com dados do modelo de insumo-produto.

$$H(\mathcal{E}_{ij}) \cong \frac{[G(\mathcal{E}_{ij}) - G]}{\mathcal{E}_{ij}} \quad (5.6)$$

A matriz  $H(\mathcal{E}_{ij})$  é a matriz de campo de influência de energia associada com a mudança no coeficiente de insumo,  $a_{ij}$ , de forma que, para todo coeficiente  $a_{ij}$ , haverá uma matriz de campo de influência associada. Esse método permite a determinação de quais coeficientes têm o maior campo de influência de energia utilizando o mesmo tipo de ordenamento dos elementos,  $J_{ij}$ , referente ao tamanho do *rank* da matriz de campo de influência de energia, do maior para o menor, em que:

$$J_{ij} = \sum_{k=1}^n \sum_{l=1}^n [h_{kl}(\mathcal{E}_{ij})] \quad (5.7)$$

Como resultado, o método facilitará a identificação das ligações de energia analiticamente mais importantes na economia, na dimensão setorial ou espacial. Essa dimensão dependerá do modelo de insumo-produto utilizado. Se for um modelo de uma única região (ou nacional), identificam-se as ligações setoriais, mas, se este for inter-regional, identificam-se as ligações setoriais e espaciais. Isso facilitará a identificação dos impactos regionais de choques nos setores de energia, em particular, neste trabalho, no de energia elétrica.

## 5.5 Base de dados

A mesma tabela inter-regional de insumo-produto representando os fluxos econômicos entre os 30 setores e as 27 unidades da federação utilizada para calibrar o modelo ENERGY-BR foi utilizada para obter a matriz de coeficientes técnicos  $A$ . Além desses dados, o consumo de energia elétrica em unidades físicas (GWh) foi obtido da Aneel (2008), para cada um dos 30 setores em cada unidade da federação.

**Tabela 7 Intensidade de energia elétrica no Brasil (setores do modelo ENERGY-BR)**

Ordem	Setores	Intensidade de energia elétrica (GWh/10 <sup>6</sup> R\$ VBP) média nacional
S1	Agropecuário	0,072
S2	Mineração – petróleo e gás	0,021
S3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	0,249
S4	Alimentos e bebidas	0,064
S5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	0,213
S6	Papel e celulose	0,192
S7	Refino de petróleo	0,013
S8	Produção de álcool	0,018
S9	Química, borracha e plástico	0,122
S10	Cimento	0,329
S11	Cerâmica e vidro	0,275
S12	Siderurgia	0,339
S13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	0,958
S14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	0,054
S15	Outras indústrias	0,061
S16	Energia elétrica – hidrelétrica	0,020
S17	Energia elétrica – óleo combustível	0,020
S18	Energia elétrica – carvão	0,020
S19	Energia elétrica – óleo diesel	0,020
S20	Energia elétrica – gás natural	0,020
S21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	0,020
S22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	0,020
S23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	0,040
S24	Fornecimento de gás encanado	0,040
S25	Fornecimento de água e esgoto	0,040
S26	Construção	0,006
S27	Comércio	0,045
S28	Transporte	0,006
S29	Serviços	0,043
S30	Administração pública	0,082

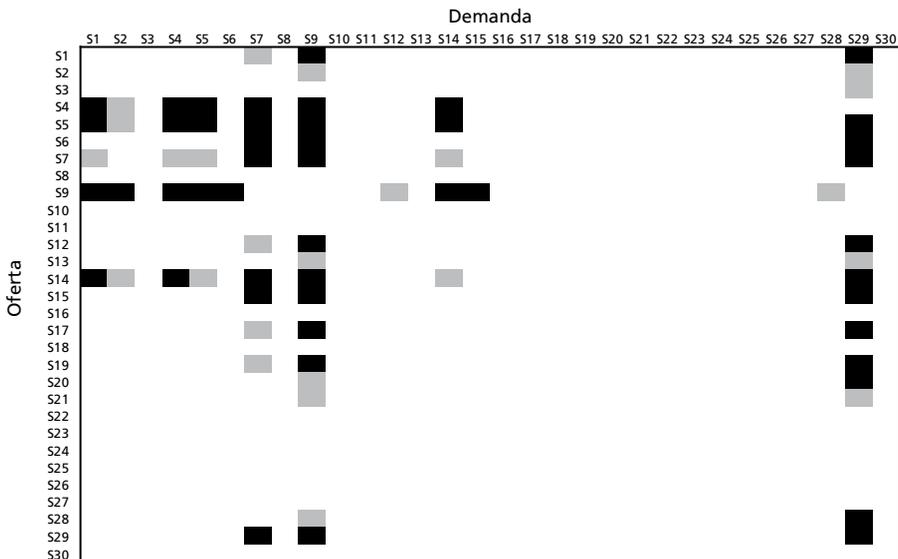
Fonte: Elaboração própria, com base no banco de dados do modelo ENERGY-BR e em dados de consumo setorial de energia elétrica fornecidos pela Aneel (2008).

Com base no Valor Bruto da Produção (VBP) setorial do banco de dados do modelo ENERGY-BR, foi calculado um vetor  $\hat{g} = \frac{GWh}{VBP}$ , representando a intensidade de energia elétrica para cada setor e em cada região e para cada setor nacional. A Tabela 7 exibe os setores da matriz e os respectivos coeficientes nacionais de intensidade de energia elétrica. Os coeficientes regionais são mostrados no Apêndice 4.

## 5.6 Resultados

Antes de calcular os resultados espaciais e de energia, a matriz de coeficientes técnicos nacionais foi utilizada para calcular o campo de influência setorial, considerando a mesma desagregação setorial indicada na Tabela 7.<sup>29</sup> A Figura 18 mostra este resultado calculado em sua forma tradicional, ou seja, sem a introdução do vetor de intensidade de energia elétrica. Pode-se observar que, do lado da oferta, os setores cujos campos de influência (ou ligações) são mais importantes – em preto – são os setores Alimentos e bebidas (S4), Produtos têxteis (S5), Química, borracha e plástico (S9) e Produtos de metal (S4). Do lado da demanda, os setores com campo de influência mais importante são os setores Refino de petróleo (S7), Química, borracha e plástico (S9) e Serviços (S29).

Figura 18 Campo de influência setorial

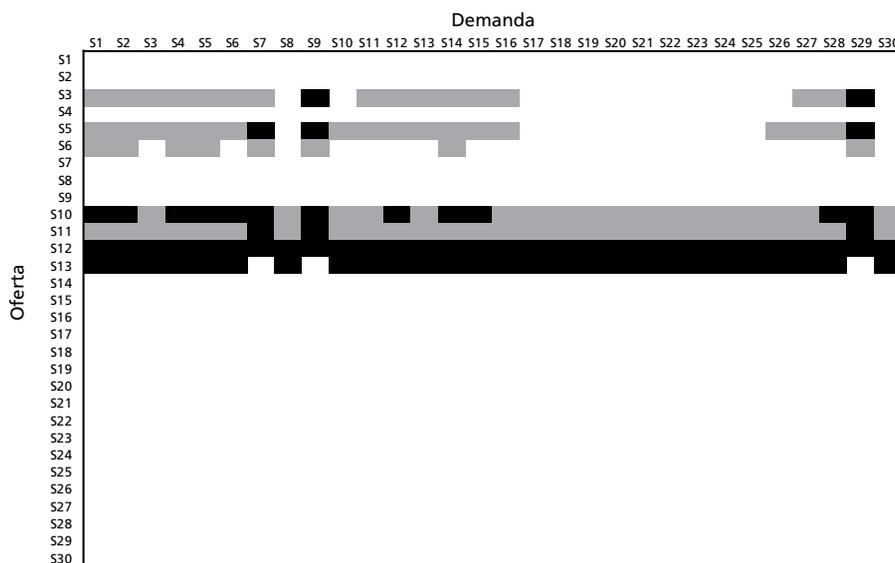


Fonte: Elaboração própria.

<sup>29</sup> Para processar os resultados, foi utilizado o *software* Matlab, versão 9.0.

A Figura 19 exibe o campo de influência setorial de energia, obtido por meio da matriz de coeficientes técnicos nacional e do vetor de intensidade de energia elétrica nacional mostrado na Tabela 7.

**Figura 19 Campo de influência setorial de energia**

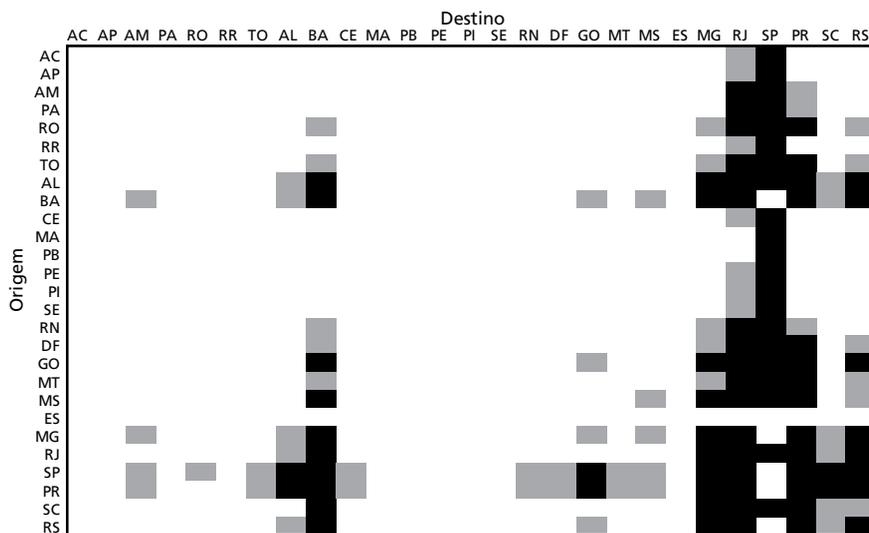


Fonte: Elaboração própria.

Pode-se observar que os setores intensivos em energia, Cimento (S10), Siderurgia (S12) e Metalurgia de não ferrosos (S13), formam as ligações setoriais de energia mais importantes na economia brasileira. Por outro lado, os setores Mineração (S3), Produtos têxteis (S5), Papel e celulose (S6) e Cerâmica e vidro (S11) também têm ligações setoriais de energia relevantes (em cinza), porém menos importantes. As principais ligações são estabelecidas do lado da oferta, o que ressalta a importância dos setores intensivos em energia para o fornecimento de matérias-primas.

Por meio da matriz inter-regional de coeficientes técnicos, foi calculado o campo de influência espacial sem a introdução do vetor de intensidade de energia elétrica. A Figura 20 aponta os resultados obtidos.

**Figura 20 Campos de influência espacial**

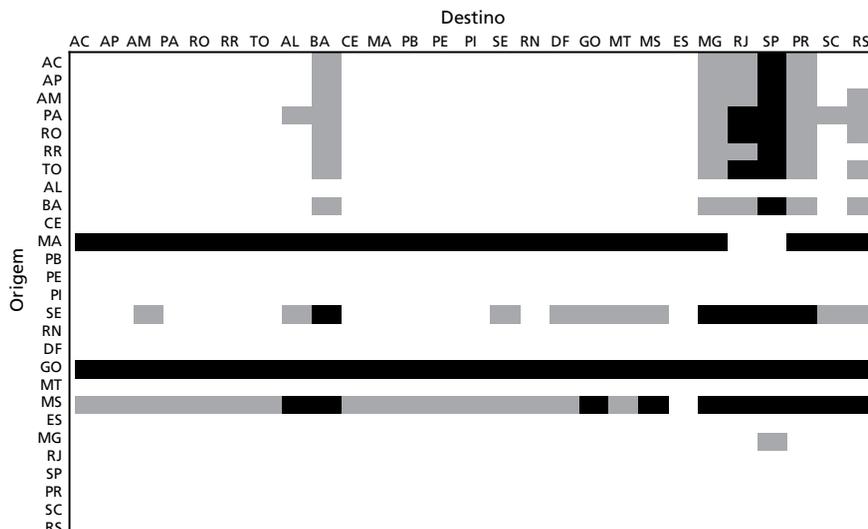


Fonte: *Elaboração própria.*

Os resultados mostram que a Região Centro-Sul tem os campos de influência mais importantes, em especial São Paulo (SP), Rio de Janeiro (RJ), Minas Gerais (MG), Paraná (PR) e Rio Grande do Sul (RS). Em um segundo grupo, destacam-se os campos de influência formados por alguns estados do Nordeste, como destinos da produção, em especial a Bahia (BA).

A Figura 21 mostra o campo de influência espacial de energia, ou seja, calculado pela matriz inter-regional de coeficientes técnicos e pelo vetor de intensidade de energia elétrica setorial de cada estado. Pode-se observar que os estados com as ligações espaciais de energia elétrica mais importantes, como origem da produção, são o Maranhão (MA), Goiás (GO) e Mato Grosso do Sul (MS). Por outro lado, os estados do Centro-Sul têm as ligações espaciais de energia elétrica mais importantes como destino da produção, com destaque para São Paulo (SP) e Rio de Janeiro (RJ). No Nordeste, a Bahia (BA) também forma ligações espaciais de energia importantes como destino da produção.

**Figura 21 Campos de influência espacial de energia**



Fonte: *Elaboração própria.*

Destaca-se que nem todos os estados com ligações mais fortes pelo lado da origem da produção são grandes fornecedores de intensivos em energia elétrica. Uma análise mais detalhada mostra ainda alguns resultados aparentemente anômalos. Primeiro, as ligações formadas pelos estados do Maranhão, Goiás e Mato Grosso do Sul devem ser interpretadas com cautela, já que estes não são os maiores fornecedores de produtos intensivos em energia elétrica. No entanto, apresentam os maiores coeficientes de intensidade de energia elétrica na produção dos setores Siderurgia e Metalurgia de não ferrosos. Por outro lado, embora os estados do Centro-Sul do Brasil (São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul) sejam o maiores fornecedores de produtos intensivos em energia, suas ligações espaciais de energia são importantes do lado do destino da produção.

Os resultados indicam, então, que a menor intensidade de energia elétrica na geração de produtos intensivos em energia elétrica no Centro-Sul pode estar reduzindo consideravelmente as ligações espaciais de energia

elétrica, mesmo considerando a importância da região para o resto da economia brasileira. No entanto, também indicam que os resultados referentes às ligações mais fortes para os estados citados anteriormente podem ser uma consequência direta da magnitude dos coeficientes de intensidade de energia elétrica. Essa hipótese deriva do fato de que, embora os estados do Centro-Sul sejam responsáveis pelos menores coeficientes de intensidade de energia elétrica, suas ligações econômicas com o restante do Brasil são relevantes. Por esse motivo, eles poderiam também ter as ligações espaciais de energia elétrica mais importantes.

Se essa hipótese estiver correta, os setores e estados com os maiores coeficientes de intensidade de energia elétrica sempre seriam responsáveis pelas ligações de energia elétrica mais importantes. Embora o uso de diferentes coeficientes para o mesmo setor seja a maneira correta de proceder, a sensibilidade dos resultados aos coeficientes de intensidade de energia elétrica pode estar minimizando o valor da produção de estados importantes. Por isso, uma análise de sensibilidade qualitativa será conduzida para refinar um pouco mais os resultados.

### 5.6.1 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE SISTEMÁTICA

Na análise de sensibilidade qualitativa, os coeficientes nacionais de intensidade de energia elétrica setorial (ver Tabela 7) foram utilizados para todos os estados brasileiros e o campo de influência espacial de energia foi calculado novamente. A Figura 22 mostra que os resultados são consideravelmente próximos aos indicados na Figura 21 com relação às ligações formadas do lado do destino da produção. São Paulo e Rio de Janeiro foram responsáveis pelas ligações mais importantes. Outras ligações importantes foram apresentadas por Minas Gerais, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, no Centro-Sul, e Bahia, na Região Nordeste. Pelo lado da oferta, destacaram-se as ligações formadas por São Paulo e Minas Gerais.



heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica, não é possível afirmar que as regiões que concentram a maior parcela da produção intensiva em energia elétrica sejam as maiores transmissoras dos choques no setor de energia elétrica. Logo, a análise dos possíveis ajustamentos em função de alterações nos preços relativos e efeitos de substituição energética, não inclusos no modelo de insumo-produto, pode ajudar a solucionar o problema aqui apontado. Nesse sentido, talvez a importância da heterogeneidade espacial da intensidade de energia elétrica possa ser mais bem avaliada por intermédio de simulações como um modelo EGC, já que esta está inclusa implicitamente nos custos de produção setorial.

## 6. Impactos regionais da política tarifária do setor de energia elétrica

Neste capítulo, serão abordados 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 mostradas no Capítulo 2. Para essas simulações, foi utilizado o fechamento de longo prazo em estática comparativa, conforme descrito na Seção 4.4.2, no qual a principal característica é a mobilidade de fatores entre as regiões.

### 6.1 Definição dos choques exógenos

Os choques foram introduzidos nos preços básicos de energia elétrica, ou seja, nos preços recebidos pelos “produtores” de “distribuição de energia elétrica”. A equação (6.1) exibe de forma simplificada o sistema de preços básicos no modelo ENERGY-BR.

$$P_{jr}^0 = \gamma_{jr} + IC_{jr} \quad (6.1)$$

Os preços básicos ( $P_{jr}^0$ ) do produto  $j$  na região  $r$  são formados por meio dos blocos de equações de preços do modelo. Esses preços são iguais a um Índice de Custo Unitário ( $IC_{jr}$ ). Para simular impactos de choques exógenos nesses preços foi adicionado um termo exógeno ( $\gamma_{jr}$ ) 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 junto aos 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.

## **6.2 Relações causais referentes ao mecanismo de funcionamento do modelo**

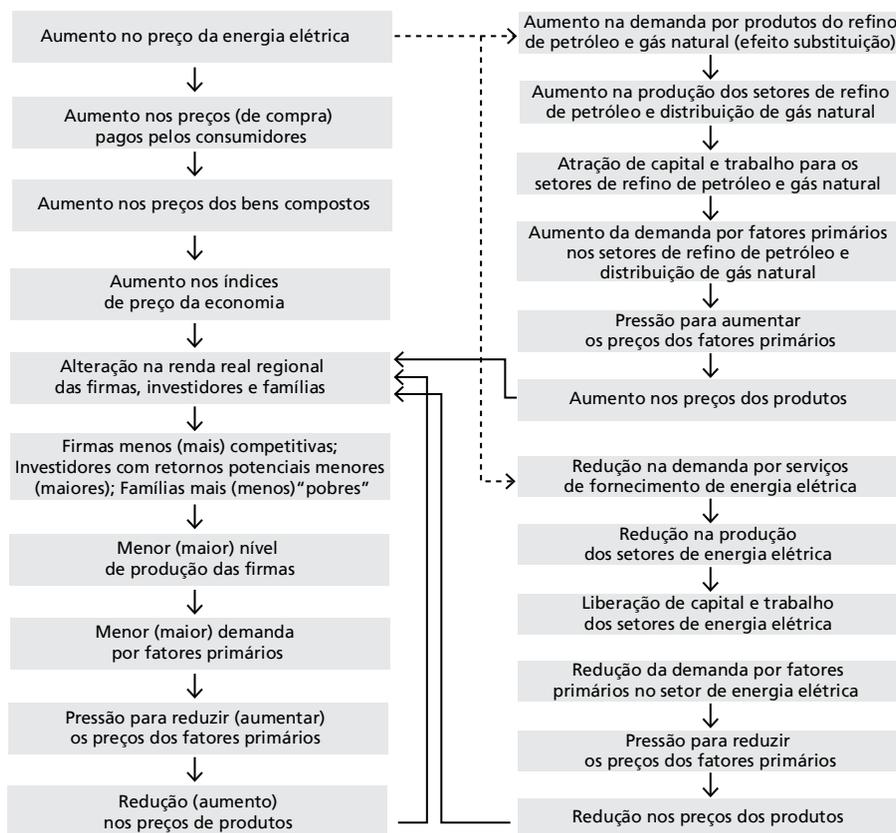
Os experimentos básicos referem-se aos choques exógenos que serão inseridos nos preços relativos de energia elétrica, entre as unidades da federação. A Figura 23 expõe as principais relações causais subjacentes às simulações e determinadas pelos blocos de equações do modelo.

Do lado da demanda, os blocos de equações de preços permitem que um aumento no preço básico da energia elétrica seja transferido para os preços (de compra) pagos pelos consumidores finais e, conseqüentemente, para os preços dos bens compostos e índices de preços. Isso gera implicações diretas nos custos de produção e gastos finais. Haverá uma redução na renda real regional das firmas, investidores e famílias. Como resultado, surge um conjunto de impactos negativos nas economias regionais derivados do comportamento otimizador dos agentes econômicos: as firmas precisarão produzir com custos mais elevados, tornando-se menos competitivas; a previsão de retornos potenciais dos investidores será menor, pois o aumento nos índices de preços terá implicações negativas sobre os investimentos e custo de capital; e as famílias reduzirão a renda real prevendo uma potencial redução no consumo. A renda real menor provoca desaquecimento da demanda interna, e a redução na competitividade também desaquece a demanda externa por produtos nacionais. Assim, há uma redução no nível de atividade produtiva que diminui a demanda por fatores primários. Isso pode levar a uma pressão pela redução dos preços desses fatores e à conseqüente expectativa de redução nos preços dos bens domésticos.

Um aumento no preço básico da energia elétrica provoca uma redução na demanda por serviços de fornecimento de energia elétrica. Isso faz a produção desses serviços ser reduzida, levando em conta a possibilidade de uma menor demanda

a ser atendida. Em virtude da redução na atividade setorial, capital e trabalho são liberados nesses setores, formando um excedente no mercado de fatores primários que pressiona pela redução nos respectivos preços. Tendo em vista a possibilidade de substituição energética, o efeito contrário ocorrerá com os setores que concorrem com energia elétrica, ou seja, derivados de petróleo e gás natural. Finalmente, o efeito líquido dependerá da intensidade relativa dos aumentos e reduções nos preços dos produtos, tanto do lado da oferta, quanto do lado da demanda. Cabe ressaltar ainda que as mudanças relativas nos custos dos fatores gerarão efeitos de segunda ordem sobre os preços básicos da economia, até mesmo energia elétrica.

**Figura 23 Principais relações causais subjacentes aos resultados da simulação básica**



Fonte: Elaboração própria.

Uma das principais vantagens da utilização de um modelo IEGC é a possibilidade de captar efeitos espaciais diferenciados. No longo prazo, o mecanismo de ajustamento relevante é o efeito “relocalização” [Haddad (2004)]. O fechamento de longo prazo considera que capital e trabalho são móveis entre setores e regiões. Desse modo, podem ocorrer novas decisões de investimento capazes de definir a relocalização marginal das atividades, ou seja, alteração na distribuição espacial do estoque de capital total da economia e da dinâmica populacional. O principal mecanismo para que ocorra o ajuste é a alteração nas taxas de retorno regionais, dada uma taxa de retorno nacional fixa.

Nesse sentido, o aumento no índice de preços de investimento provoca um aumento nos preços básicos para a criação de capital, que leva a uma redução relativa nas taxas de retorno do capital interestaduais. No longo prazo, ocorrerá migração intersetorial e inter-regional de fatores na busca por maiores taxas relativas de retorno. Uma hipótese subjacente à análise é que poderá ocorrer migração de capital para setores e regiões em que a energia elétrica representa menor participação nos custos de produção e investimento, ou seja, para setores e regiões menos intensivas em energia.

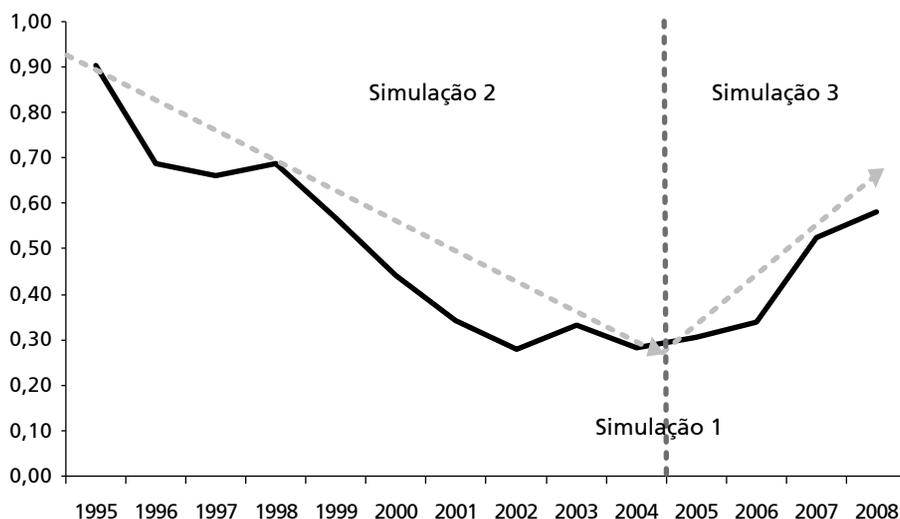
### **6.3 Estratégia de simulação**

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. A Figura 24 mostra os três ambientes de evolução tarifária a serem simulados.<sup>30</sup> Logo, 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.

---

<sup>30</sup> Ver Capítulo 3.

**Figura 24** Representação esquemática das simulações considerando a evolução espacial das tarifas de energia elétrica no Brasil, 1995-2008



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 8, por sua vez, exhibe 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 relativos nos preços de energia elétrica entre as unidades da federação.

**Tabela 8** Choques % no preço de energia elétrica

Unidade da federação	Simulação 1	Simulação 2		Simulação 3	
	Choque uniforme de 1%	Período (1995-2004)	Choque normalizado	Período (2004-2008)	Choque normalizado
Acre	1	229,34	0,84	26,96	1,16
Amapá	1	234,14	0,85	2,51	0,11
Amazonas	1	186,57	0,68	48,96	2,11

Continua

Continuação

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

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

A primeira simulação é 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. Além dos resultados macroeconômicos e setoriais, poderá ser analisado o padrão de dispersão dos impactos no espaço econômico brasileiro. 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 aproxi-

mação relativa das tarifas entre as unidades da federação, conforme mostrado no Capítulo 3, o que implica um ambiente tarifário próximo do “ideal”.

Cabe ressaltar ainda que um choque uniforme de 1% nos preços de energia elétrica permite que a variação no preço não esteja endogeneizando alterações relativas nas tarifas em função do tamanho do mercado e outros fatores como transferência de ganhos de produtividade aos consumidores finais. Nesse caso, o tamanho do mercado será captado pelos fluxos intersetoriais e inter-regionais do modelo. Dessa forma, a simulação fornecerá impactos de longo prazo, considerando o efeito do tamanho do mercado e dos custos relativos de energia elétrica na composição dos custos setoriais e regionais de produção.

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 1995-2004. Neste período, a política tarifária resultou na convergência regional das tarifas. De acordo com a Tabela 8, os maiores aumentos tarifários foram verificados no Sudeste e no Centro-Oeste. Mais uma vez, os efeitos do tamanho do mercado não são endogeneizados nos choques, pois se trata de um período de reorganização industrial do setor elétrico. Em muitos casos, os aumentos nas tarifas seguiam uma tendência de recuperação da taxa de retorno setorial. Por outro lado, a transferência de ganhos de produtividade aos consumidores finais não se verificou na prática nesse período, mesmo considerando o primeiro processo de revisão tarifária.

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. Logo, os choques da Simulação 3 já endogenizam a transferência de ganhos de produtividade aos con-

sumidores e, conseqüentemente, o efeito da densidade do mercado sobre os ganhos de produtividade para alguns estados, como São Paulo, Paraná e Rio Grande do Sul.

## **6.4 Resultados das simulações**

A seguir, serão discutidos os resultados macroeconômicos, setoriais e regionais das simulações.

### **6.4.1 RESULTADOS MACROECONÔMICOS**

A Tabela 9 indica os impactos macroeconômicos dos três choques no preço básico da energia elétrica. Os resultados da Simulação 1 mostram que, considerando as relações de causalidades expostas na Figura 23, em razão de um aumento de 1% nos preços da energia elétrica, uniforme para todas as unidades da federação, todos os índices de preços referentes aos agregados macroeconômicos aumentam. Isso leva a uma redução na renda real e expectativas de retorno na economia e, como consequência, a uma diminuição generalizada na demanda agregada e ao declínio na atividade econômica. Por causa disso, a renda dos fatores primários sofre uma redução em razão da menor demanda por esses fatores. Pode-se observar que a elevação nos preços da energia elétrica também minimiza a competitividade das exportações, provocando redução nestas, mesmo considerando a diminuição 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, cuja intensidade de energia elétrica é baixa e no qual a variação foi positiva nas taxas de retorno (ver Apêndice 5).

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 renda e nível de bem-estar.

**Tabela 9 Resultados agregados de longo prazo da variação nos preços de energia elétrica (variação %)**

<b>Variáveis</b>	<b>Simulação 1 (1% uniforme)</b>	<b>Simulação 2 (1995-2004)</b>	<b>Simulação 3 (2004-2008)</b>
<b>Preços</b>			
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 governos regionais	0,0392	0,0352	0,0836
Índice de preços da demanda do governo 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
<b>Fatores primários</b>			
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)
<b>Demanda agregada</b>			
Consumo real agregado das famílias	(0,0089)	(0,0018)	(0,0178)
Investimento real agregado	(0,0265)	(0,0186)	(0,0350)
Demanda real agregada dos governos regionais	(0,0392)	(0,0352)	(0,0835)
Demanda real agregada do governo federal	(0,0089)	(0,0018)	(0,0178)
Volume de exportações	(0,0016)	0,0035	(0,0046)
<b>Outros indicadores agregados</b>			
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 mostram 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 virtude 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 tiveram ajustamento negativo, levando a uma redução no nível de atividade e à consequente redução na demanda e na remuneração dos fatores capital e trabalho.

O resultado 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 do Norte e do Nordeste estabeleceram maiores aumentos tarifários em relação à média nacional. É possível observar na Tabela 9 que os índices de preços de investimento, exportações e importações apontaram 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. Assim, 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 mostram 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.

#### 6.4.2 RESULTADOS SETORIAIS

Os resultados das três simulações sobre o nível de atividade setorial são expostos na Tabela 10 e na Figura 24. Na Figura 24, para facilitar as comparações, os resultados são indicados utilizando a mesma escala (no eixo vertical). Os impactos da elevação no preço da energia elétrica sobre a atividade setorial seguiram 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 setor Agropecuário (S1) teve aumento no nível de atividade em todas as simulações. A menor participação da energia elétrica nos custos de produção provoca maior taxa de retorno nesse setor em relação aos demais (Apêndice 5). O mesmo ocorre com o setor Alimentos e bebidas (S4), que só não teve aumento na Simulação 3.

Dados os pressupostos de substituição energética do modelo apontados no Capítulo 4, as equações do modelo 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

provocou elevação no nível de atividade em todas as simulações no setor Forne- cimento de gás natural (S24). Da mesma forma, o setor Refino de petróleo (S7), que também compete com energia elétrica, apontou variação próxima de zero na Simulação 1, positiva na Simulação 2 e negativa na Simulação 3 quando os aumentos nos preços de energia elétrica foram menores nas regiões com maiores possibilidades de substituição energética.

Quanto aos setores intensivos em energia, os resultados foram os esperados. O setor Cimento (S10) foi responsável pela maior redução no nível de atividade nas três simulações, seguido pelos setores Cerâmica e vidro (11) e Metalurgia (12). O setor de Metalurgia de não ferrosos (S13), com intensa participação da produção de alumínio, não indicou 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% dos custos com energia elétrica desse setor 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 do setor Construção civil (S26), resultante do impacto direto no preço de energia elétrica e indireto na redução dos investimentos e elevação dos custos dos setores Cimento e Cerâmica e vidro.

**Tabela 10 Resultados setoriais de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, nível de atividade (variação %)**

Ordem	Setores	Simulação 1 (1% uniforme)	Simulação 2 (1995-2004)	Simulação 3 (2004-2008)
S1	Agropecuário	0,0282	0,0207	0,0833
S2	Mineração – petróleo e gás	(0,0286)	(0,0310)	(0,0698)
S3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0050)	(0,0120)	(0,0067)
S4	Alimentos e bebidas	0,0005	0,0035	(0,0007)

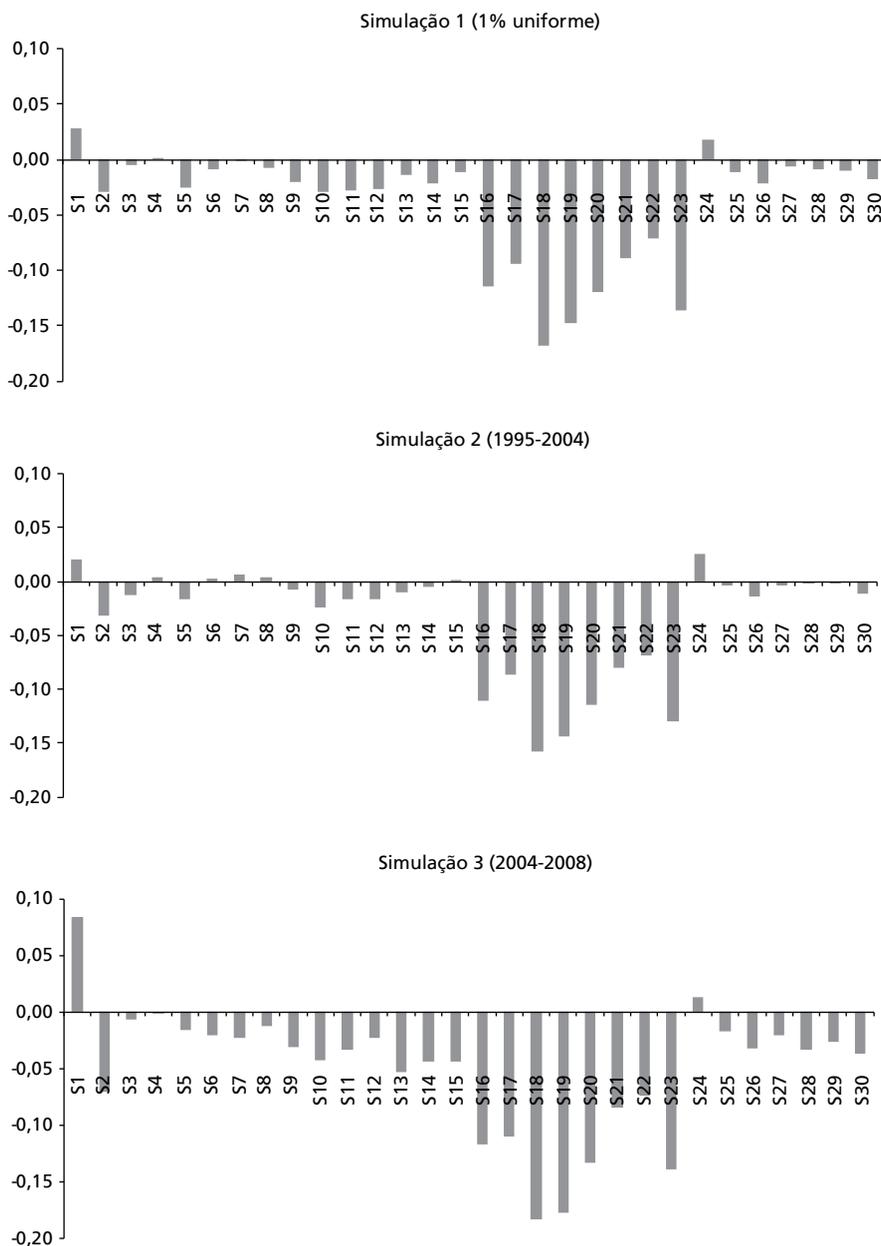
Continua

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>	<b>Simulação 1 (1% uniforme)</b>	<b>Simulação 2 (1995(2004))</b>	<b>Simulação 3 (2004(2008))</b>
<b>S5</b>	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0253)	(0,0160)	(0,0161)
<b>S6</b>	Papel e celulose	(0,0088)	0,0028	(0,0210)
<b>S7</b>	Refino de petróleo	(0,0002)	0,0060	(0,0233)
<b>S8</b>	Produção de álcool	(0,0070)	0,0038	(0,0120)
<b>S9</b>	Química, borracha e plástico	(0,0208)	(0,0077)	(0,0309)
<b>S10</b>	Cimento	(0,0293)	(0,0239)	(0,0422)
<b>S11</b>	Cerâmica e vidro	(0,0273)	(0,0161)	(0,0335)
<b>S12</b>	Siderurgia	(0,0260)	(0,0168)	(0,0225)
<b>S13</b>	Metalurgia não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0145)	(0,0097)	(0,0534)
<b>S14</b>	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0212)	(0,0046)	(0,0438)
<b>S15</b>	Outras indústrias	(0,0119)	0,0017	(0,0441)
<b>S16</b>	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1151)	(0,1102)	(0,1164)
<b>S17</b>	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0947)	(0,0862)	(0,1095)
<b>S18</b>	Energia elétrica – carvão	(0,1680)	(0,1581)	(0,1832)
<b>S19</b>	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1479)	(0,1438)	(0,1771)
<b>S20</b>	Energia elétrica – gás natural	(0,1198)	(0,1142)	(0,1329)
<b>S21</b>	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0887)	(0,0802)	(0,0840)
<b>S22</b>	Energia elétrica – outras fontes	(0,0713)	(0,0689)	(0,0734)
<b>S23</b>	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1356)	(0,1291)	(0,1390)
<b>S24</b>	Gás encanado	0,0173	0,0259	0,0137
<b>S25</b>	Água e esgoto	(0,0112)	(0,0032)	(0,0174)
<b>S26</b>	Construção	(0,0221)	(0,0137)	(0,0322)
<b>S27</b>	Comércio	(0,0066)	(0,0035)	(0,0208)
<b>S28</b>	Transporte	(0,0091)	(0,0007)	(0,0326)
<b>S29</b>	Serviços	(0,0102)	(0,0004)	(0,0266)
<b>S30</b>	Administração pública	(0,0174)	(0,0113)	(0,0366)
	<b>Total</b>	<b>(0,0132)</b>	<b>0,0062</b>	<b>(0,0243)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Figura 25 Resultados setoriais de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, nível de atividade (em variação %)**



Fonte: Elaboração própria.

Comparando as três simulações, pode-se 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 no setor Fornecimento de gás natural e melhor desempenho do setor Refino de petróleo. Da mesma forma, setores não intensivos em energia, tais como o Agropecuário e Alimentos e bebidas, também foram responsáveis pelo melhor desempenho em todas as simulações.

#### 6.4.3 RESULTADOS REGIONAIS

A Tabela 11 e a Figura 26 mostram os impactos da variação no preço da energia elétrica sobre o PIB real das unidades da federação. Na Figura 26, as cores frias refletem os impactos negativos sobre o PIB. Na Simulação 1, verifica-se que as regiões Nordeste e Centro-Oeste foram as mais afetadas. No entanto, o resultado negativo do Centro-Oeste ficou bastante influenciado pela maior variação negativa do Distrito Federal entre todas as unidades da federação, enquanto no Nordeste somente Sergipe não teve variação negativa. Por outro lado, as regiões Norte e Sul apontaram variação positiva. Embora as regiões Sudeste e Sul (Centro-Sul) concentrem grande parte das atividades intensivas em energia elétrica, estas tiveram bom desempenho. Unidades da federação com intensa atividade agropecuária, como Tocantins, Mato Grosso e Paraná, também foram beneficiadas pelo aumento no preço da energia elétrica. A fraca atividade industrial no Norte pode explicar o fato de esta ter sido beneficiada pelo aumento no preço da energia elétrica.

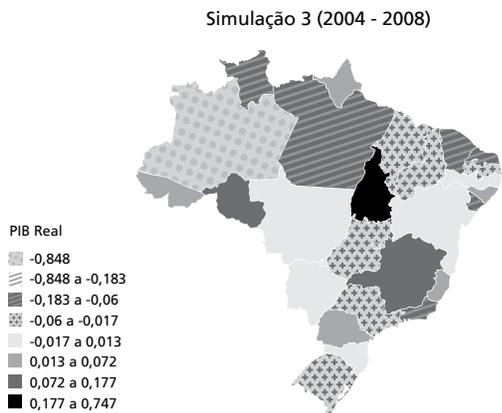
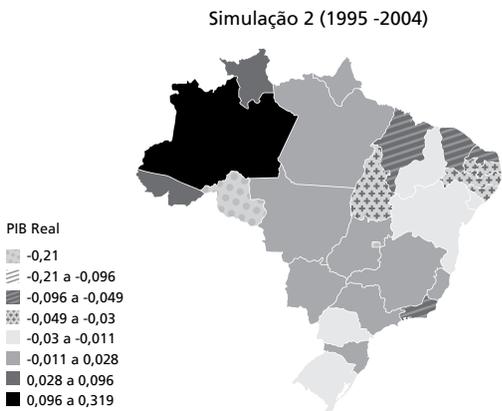
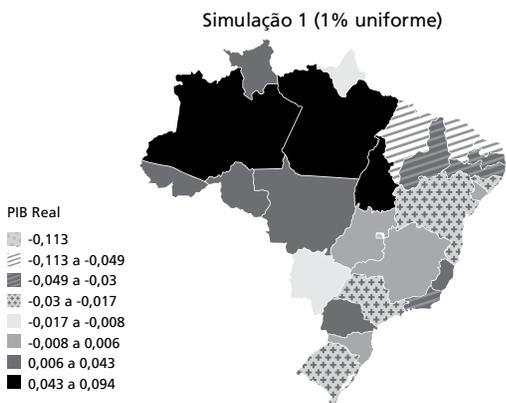
Na Simulação 2, embora os aumentos no preço da energia elétrica tenham sido maiores nos estados das regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul, o Nordeste foi responsável pela maior redução no PIB. A maior intensidade de energia elétrica no Nordeste e a maior possibilidade de substituição energética nas regiões 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 (Tabela 11).

**Tabela 11 Impactos de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, PIB real (variação %)**

Ordem	Estados	Simulação 1 (1,0% uniforme)	Simulação 2 (1995-2004)	Simulação 3 (2004-2008)
1	Acre	0,0431	0,0645	0,0719
2	Amapá	(0,0108)	0,0009	0,0511
3	Amazonas	0,0885	0,3191	(0,8484)
4	Pará	0,0943	0,0175	(0,0922)
5	Rondônia	0,0168	(0,2101)	0,1770
6	Roraima	0,0151	0,0961	(0,0600)
7	Tocantins	0,0833	(0,0300)	0,7467
8	Alagoas	(0,0241)	(0,0330)	0,0454
9	Bahia	(0,0211)	(0,0247)	0,0073
10	Ceará	(0,0494)	(0,0488)	(0,0661)
11	Maranhão	(0,0540)	(0,0495)	(0,0298)
12	Paraíba	(0,0421)	(0,0376)	(0,0460)
13	Pernambuco	(0,0312)	(0,0366)	0,0132
14	Piauí	(0,0295)	(0,0250)	(0,0173)
15	Sergipe	0,0062	(0,0193)	(0,1826)
16	Rio Grande do Norte	(0,0669)	(0,0672)	(0,0970)
17	Distrito Federal	(0,1132)	(0,0959)	(0,2077)
18	Goiás	0,0057	0,0014	(0,0212)
19	Mato Grosso	0,0182	0,0281	0,0041
20	Mato Grosso do Sul	(0,0092)	0,0000	(0,0055)
21	Espírito Santo	(0,0077)	0,0011	0,0566
22	Minas Gerais	0,0008	0,0174	0,1283
23	Rio de Janeiro	(0,0329)	(0,0515)	(0,0730)
24	São Paulo	(0,0187)	0,0100	(0,0379)
25	Paraná	0,0191	(0,0114)	0,0325
26	Santa Catarina	(0,0011)	0,0102	0,0042
27	Rio Grande do Sul	(0,0167)	(0,0165)	(0,0263)
1	Norte	0,0724	0,0721	(0,1978)
2	Nordeste	(0,0333)	(0,0360)	(0,0228)
3	Centro-Oeste	(0,0377)	(0,0290)	(0,0880)
4	Sudeste	(0,0170)	(0,0014)	(0,0108)
5	Sul	0,0011	(0,0082)	0,0034
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0140)</b>	<b>(0,0066)</b>	<b>(0,0257)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Figura 26 Impactos de longo prazo da variação no preço da energia elétrica, PIB real (em variação %)**



Fonte: Elaboração própria.

Quanto à Simulação 3, conforme pode ser observado na Figura 26, os resultados negativos ficaram distribuídos entre todas as regiões, e a magnitude desses impactos negativos foi maior em relação às simulações anteriores. Esta é uma possível consequência do efeito de maiores aumentos tarifários em regiões com maior intensidade de energia elétrica e menores possibilidades de substituição energética. Somente o Sul experimentou variação positiva no PIB. Por outro lado, a maior magnitude dos impactos negativos em vários estados parece gerar rebatimentos negativos sobre a atividade econômica de São Paulo, que experienciou significativa retração no PIB. Desse modo, maiores aumentos tarifários em regiões com fracas possibilidades de substituição energética e maior intensidade de energia elétrica parecem gerar impactos negativos mais intensos na economia, via fluxos de comércio.

## **6.5 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.

Nos testes de sensibilidade, foi estabelecido um intervalo de 20% para os valores dos parâmetros, com distribuição triangular e simétrica nos três níveis de substituição. Os intervalos de confiança reportados foram obtidos com base nos resultados de média e desvio-padrão produzidos na análise de sensibilidade sistemática. Foram construídos intervalos de confiança de 90% utilizando a desigualdade de Chebychev (com limites de 3,16 desvios-padrão com base na média). O objetivo foi avaliar se determinados resultados para as variáveis selecionadas são mais (ou menos) sensíveis aos parâmetros utilizados.

### 6.5.1 ELASTICIDADES DE COMÉRCIO REGIONAL E INTERNACIONAL

As elasticidades de comércio regional e internacional são empregadas para três grupos de usuários (produtores, investidores e famílias), na substituição entre os bens das 27 regiões domésticas. A variação no preço de energia elétrica causa efeitos sobre os preços relativos do comércio regional e internacional. Dessa forma, o grau de substituição empregado no modelo, com base nas elasticidades de Armington, determina, em parte, os impactos regionais de choques nos preços da energia elétrica. As tabelas 12-17 expõem os resultados da análise de sensibilidade para o nível de atividade setorial e PIB real das unidades da federação, referentes às Simulações 1, 2 e 3.

Os resultados setoriais são apontados nas tabelas 12, 13 e 14. Esses resultados foram relativamente robustos em relação aos parâmetros de substituição. Na Simulação 1, ocorreram alterações de sinal na variação do nível de atividade apenas nos setores Mineração e Alimentos e bebidas. Na Simulação 2, as alterações ocorreram nos setores Refino de petróleo, Produtos de metal, Outras indústrias, Transporte e Serviços. Já na Simulação 3, apenas no setor Alimentos e bebidas. Apesar da relativa robustez dos resultados, a análise de sensibilidade sugere a necessidade de revisar as elasticidades a serem utilizadas para os setores citados em estudos futuros.

As tabelas 15, 16 e 17 exibem os resultados regionais. De um modo geral, estes também são relativamente robustos. No entanto, alguns resultados devem ser considerados com cautela. Na Simulação 1, ocorreu a inversão no sinal da variação no PIB real de Tocantins, Sergipe e Espírito Santo. Na Simulação 2, no do Amapá e Pará. Quanto à Simulação 3, apenas no de Mato Grosso do Sul. Nesse sentido, os resultados também sugerem uma revisão das elasticidades, em estudos futuros.

**Tabela 12 Simulação 1: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Agropecuário	0,0256	0,0344
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0508)	(0,0448)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0208)	0,0141
4	Alimentos e bebidas	(0,0002)	0,0034
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0299)	(0,0180)
6	Papel e celulose	(0,0132)	(0,0015)
7	Refino de petróleo	(0,0233)	(0,0148)
8	Produção de álcool	(0,0167)	(0,0013)
9	Química, borracha e plástico	(0,0292)	(0,0123)
10	Cimento	(0,0309)	(0,0283)
11	Cerâmica e vidro	(0,0321)	(0,0210)
12	Siderurgia	(0,0308)	(0,0236)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0239)	(0,0066)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0310)	(0,0127)
15	Outras indústrias	(0,0172)	(0,0043)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,0902)	(0,0860)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0607)	(0,0544)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1029)	(0,0953)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,0865)	(0,0802)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,0781)	(0,0693)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0611)	(0,0498)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0503)	(0,0460)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1062)	(0,0974)
24	Fornecimento de gás encanado	(0,0194)	(0,0121)
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0165)	(0,0061)
26	Construção	(0,0261)	(0,0171)
27	Comércio	(0,0103)	(0,0050)
28	Transporte	(0,0144)	(0,0056)
29	Serviços	(0,0150)	(0,0037)
30	Administração pública	(0,0210)	(0,0131)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0178)</b>	<b>(0,0081)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 13 Simulação 2: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0199	0,0222
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0432)	(0,0315)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0158)	(0,0086)
4	Alimentos e bebidas	0,0029	0,0051
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0159)	(0,0145)
6	Papel e celulose	0,0012	0,0064
7	Refino de petróleo	(0,0048)	0,0028
8	Produção de álcool	0,0014	0,0057
9	Química, borracha e plástico	(0,0105)	(0,0037)
10	Cimento	(0,0264)	(0,0214)
11	Cerâmica e vidro	(0,0181)	(0,0126)
12	Siderurgia	(0,0200)	(0,0142)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0114)	(0,0094)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0088)	0,0003
15	Outras indústrias	(0,0012)	0,0066
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1000)	(0,0966)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0824)	(0,0754)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1462)	(0,1385)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1374)	(0,1263)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1073)	(0,1010)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0725)	(0,0693)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0649)	(0,0611)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1170)	(0,1127)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0168	0,0202
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0045)	(0,0013)
26	Construção	(0,0163)	(0,0101)
27	Comércio	(0,0060)	(0,0020)
28	Transporte	(0,0040)	0,0026
29	Serviços	(0,0020)	0,0024
30	Administração pública	(0,0128)	(0,0091)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0077)</b>	<b>(0,0034)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 14 Simulação 3: análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0805	0,0884
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0855)	(0,0632)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0121)	(0,0017)
4	Alimentos e bebidas	(0,0016)	0,0013
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0176)	(0,0133)
6	Papel e celulose	(0,0236)	(0,0167)
7	Refino de petróleo	(0,0364)	(0,0228)
8	Produção de álcool	(0,0149)	(0,0098)
9	Química, borracha e plástico	(0,0348)	(0,0263)
10	Cimento	(0,0466)	(0,0377)
11	Cerâmica e vidro	(0,0367)	(0,0288)
12	Siderurgia	(0,0277)	(0,0174)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0573)	(0,0512)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0500)	(0,0366)
15	Outras indústrias	(0,0490)	(0,0371)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1087)	(0,1031)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,1095)	(0,0974)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1769)	(0,1634)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1777)	(0,1584)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1292)	(0,1184)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0775)	(0,0749)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0716)	(0,0649)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1303)	(0,1240)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0054	0,0102
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0195)	(0,0152)
26	Construção	(0,0367)	(0,0265)
27	Comércio	(0,0243)	(0,0185)
28	Transporte	(0,0384)	(0,0268)
29	Serviços	(0,0293)	(0,0232)
30	Administração pública	(0,0397)	(0,0339)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0271)</b>	<b>(0,0205)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 15 Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Acre	0,0280	0,0539
2	Amapá	(0,0124)	(0,0071)
3	Amazonas	0,0110	0,0944
4	Pará	0,0589	0,1434
5	Rondônia	0,0034	0,0520
6	Roraima	0,0003	0,0164
7	Tocantins	(0,0159)	0,2454
8	Alagoas	(0,0284)	(0,0215)
9	Bahia	(0,0225)	(0,0189)
10	Ceará	(0,0585)	(0,0450)
11	Maranhão	(0,0588)	(0,0465)
12	Paraíba	(0,0477)	(0,0352)
13	Pernambuco	(0,0342)	(0,0277)
14	Piauí	(0,0312)	(0,0265)
15	Sergipe	(0,0057)	0,0172
16	Rio Grande do Norte	(0,0817)	(0,0591)
17	Distrito Federal	(0,1180)	(0,1045)
18	Goiás	0,0043	0,0071
19	Mato Grosso	0,0212	0,0221
20	Mato Grosso do Sul	(0,0070)	(0,0040)
21	Espírito Santo	(0,0036)	0,0002
22	Minas Gerais	0,0020	0,0033
23	Rio de Janeiro	(0,0504)	(0,0430)
24	São Paulo	(0,0197)	(0,0066)
25	Paraná	0,0199	0,0235
26	Santa Catarina	0,0033	0,0068
27	Rio Grande do Sul	(0,0150)	(0,0117)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0189)</b>	<b>(0,0087)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 16 Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Acre	0,0336	0,0903
2	Amapá	(0,0058)	0,0089
3	Amazonas	0,2148	0,4173
4	Pará	(0,0095)	0,0436
5	Rondônia	(0,2641)	(0,1616)
6	Roraima	0,0567	0,1262
7	Tocantins	(0,0561)	0,0009
8	Alagoas	(0,0349)	(0,0303)
9	Bahia	(0,0271)	(0,0230)
10	Ceará	(0,0496)	(0,0471)
11	Maranhão	(0,0503)	(0,0473)
12	Paraíba	(0,0403)	(0,0331)
13	Pernambuco	(0,0376)	(0,0349)
14	Piauí	(0,0247)	(0,0241)
15	Sergipe	(0,0418)	(0,0011)
16	Rio Grande do Norte	(0,0704)	(0,0640)
17	Distrito Federal	(0,0987)	(0,0902)
18	Goiás	0,0005	0,0031
19	Mato Grosso	0,0294	0,0298
20	Mato Grosso do Sul	0,0000	0,0040
21	Espírito Santo	0,0023	0,0048
22	Minas Gerais	0,0164	0,0195
23	Rio de Janeiro	(0,0649)	(0,0504)
24	São Paulo	0,0101	0,0162
25	Paraná	(0,0129)	(0,0086)
26	Santa Catarina	0,0101	0,0147
27	Rio Grande do Sul	(0,0173)	(0,0135)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0083)</b>	<b>(0,0038)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 17 Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação à elasticidade de substituição regional e internacional, PIB real (em variação %)**

Ordem	Estados	Limite inferior	Limite superior
1	Acre	0,0439	0,0937
2	Amapá	0,0416	0,0637
3	Amazonas	(1,0394)	(0,6363)
4	Pará	(0,1432)	(0,0469)
5	Rondônia	0,1219	0,2377
6	Roraima	(0,1082)	(0,0255)
7	Tocantins	0,5827	0,9294
8	Alagoas	0,0427	0,0499
9	Bahia	0,0049	0,0107
10	Ceará	(0,0699)	(0,0590)
11	Maranhão	(0,0331)	(0,0236)
12	Paraíba	(0,0523)	(0,0356)
13	Pernambuco	0,0117	0,0165
14	Piauí	(0,0168)	(0,0157)
15	Sergipe	(0,2726)	(0,1293)
16	Rio Grande do Norte	(0,1059)	(0,0839)
17	Distrito Federal	(0,2222)	(0,2046)
18	Goiás	(0,0232)	(0,0184)
19	Mato Grosso	0,0041	0,0068
20	Mato Grosso do Sul	(0,0069)	0,0006
21	Espírito Santo	0,0579	0,0625
22	Minas Gerais	0,1273	0,1334
23	Rio de Janeiro	(0,0949)	(0,0633)
24	São Paulo	(0,0384)	(0,0329)
25	Paraná	0,0281	0,0400
26	Santa Catarina	0,0020	0,0115
27	Rio Grande do Sul	(0,0282)	(0,0223)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0288)</b>	<b>(0,0217)</b>

Fonte: Elaboração própria.

## 6.5.2 ELASTICIDADES DE SUBSTITUIÇÃO DO COMPOSTO DE ENERGIA

As tabelas 18-23 expõem os resultados.

**Tabela 18 Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0277	0,0286
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0314)	(0,0264)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0057)	(0,0047)
4	Alimentos e bebidas	0,0001	0,0009
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0263)	(0,0249)
6	Papel e celulose	(0,0099)	(0,0084)
7	Refino de petróleo	(0,0025)	0,0016
8	Produção de álcool	(0,0079)	(0,0066)
9	Química, borracha e plástico	(0,0220)	(0,0205)
10	Cimento	(0,0300)	(0,0295)
11	Cerâmica e vidro	(0,0281)	(0,0271)
12	Siderurgia	(0,0268)	(0,0261)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0158)	(0,0147)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0221)	(0,0206)
15	Outras indústrias	(0,0129)	(0,0115)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1184)	(0,1121)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0970)	(0,0928)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1724)	(0,1641)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1519)	(0,1444)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1227)	(0,1172)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0917)	(0,0857)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0732)	(0,0699)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1397)	(0,1317)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0137	0,0205

Continua

Continuação

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0116)	(0,0110)
26	Construção	(0,0224)	(0,0217)
27	Comércio	(0,0068)	(0,0064)
28	Transporte	(0,0096)	(0,0090)
29	Serviços	(0,0106)	(0,0098)
30	Administração pública	(0,0177)	(0,0173)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0093)</b>	<b>(0,0170)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 19 Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0211	0,0211
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0383)	(0,0380)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0124)	(0,0124)
4	Alimentos e bebidas	0,0041	0,0041
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0148)	(0,0148)
6	Papel e celulose	0,0039	0,0040
7	Refino de petróleo	(0,0014)	(0,0011)
8	Produção de álcool	0,0038	0,0038
9	Química, borracha e plástico	(0,0070)	(0,0070)
10	Cimento	(0,0242)	(0,0242)
11	Cerâmica e vidro	(0,0154)	(0,0154)
12	Siderurgia	(0,0172)	(0,0172)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0105)	(0,0105)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0042)	(0,0042)
15	Outras indústrias	0,0027	0,0027
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,0992)	(0,0988)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0797)	(0,0794)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1435)	(0,1429)

Continua

Continuação

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1331)	(0,1327)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1051)	(0,1047)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0713)	(0,0709)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0636)	(0,0633)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1162)	(0,1156)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0183	0,0189
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0028)	(0,0028)
26	Construção	(0,0133)	(0,0133)
27	Comércio	(0,0040)	(0,0040)
28	Transporte	(0,0008)	(0,0008)
29	Serviços	0,0003	0,0003
30	Administração pública	(0,0109)	(0,0109)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0056)</b>	<b>(0,0055)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 20 Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0842	0,0844
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0751)	(0,0737)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0071)	(0,0069)
4	Alimentos e bebidas	(0,0002)	0,0000
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0157)	(0,0153)
6	Papel e celulose	(0,0203)	(0,0200)
7	Refino de petróleo	(0,0301)	(0,0290)
8	Produção de álcool	(0,0125)	(0,0122)
9	Química, borracha e plástico	(0,0307)	(0,0304)
10	Cimento	(0,0422)	(0,0420)
11	Cerâmica e vidro	(0,0329)	(0,0326)
12	Siderurgia	(0,0226)	(0,0224)

Continua

Continuação

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0543)	(0,0541)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0434)	(0,0431)
15	Outras indústrias	(0,0432)	(0,0429)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1069)	(0,1049)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,1040)	(0,1029)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1713)	(0,1690)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1687)	(0,1673)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1247)	(0,1229)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0769)	(0,0754)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0688)	(0,0677)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1283)	(0,1260)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0063	0,0093
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0174)	(0,0173)
26	Construção	(0,0317)	(0,0315)
27	Comércio	(0,0214)	(0,0214)
28	Transporte	(0,0326)	(0,0326)
29	Serviços	(0,0264)	(0,0262)
30	Administração pública	(0,0369)	(0,0368)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0246)</b>	<b>(0,0230)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 21 Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)**

Ordem	Estados	Limite inferior	Limite superior
1	Acre	0,0394	0,0447
2	Amapá	(0,0124)	(0,0106)
3	Amazonas	0,0799	0,0970
4	Pará	0,0919	0,0977
5	Rondônia	0,0154	0,0232

Continua

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
6	Roraima	0,0099	0,0166
7	Tocantins	0,0785	0,0847
8	Alagoas	(0,0242)	(0,0235)
9	Bahia	(0,0217)	(0,0207)
10	Ceará	(0,0500)	(0,0484)
11	Maranhão	(0,0545)	(0,0536)
12	Paraíba	(0,0426)	(0,0410)
13	Pernambuco	(0,0314)	(0,0307)
14	Piauí	(0,0299)	(0,0293)
15	Sergipe	0,0043	0,0109
16	Rio Grande do Norte	(0,0684)	(0,0652)
17	Distrito Federal	(0,1133)	(0,1115)
18	Goiás	0,0053	0,0059
19	Mato Grosso	0,0170	0,0184
20	Mato Grosso do Sul	(0,0103)	(0,0087)
21	Espírito Santo	(0,0089)	(0,0072)
22	Minas Gerais	(0,0001)	0,0012
23	Rio de Janeiro	(0,0369)	(0,0302)
24	São Paulo	(0,0207)	(0,0164)
25	Paraná	0,0163	0,0197
26	Santa Catarina	(0,0028)	(0,0001)
27	Rio Grande do Sul	(0,0178)	(0,0160)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0099)</b>	<b>(0,0181)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 22 Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Acre	0,0612	0,0612
2	Amapá	0,0015	0,0015
3	Amazonas	0,3065	0,3072
4	Pará	0,0166	0,0167

Continua

Continuação

Ordem	Estados	Limite inferior	Limite superior
5	Rondônia	(0,2085)	(0,2084)
6	Roraima	0,0905	0,0906
7	Tocantins	(0,0289)	(0,0289)
8	Alagoas	(0,0327)	(0,0327)
9	Bahia	(0,0252)	(0,0252)
10	Ceará	(0,0478)	(0,0478)
11	Maranhão	(0,0489)	(0,0489)
12	Paraíba	(0,0364)	(0,0364)
13	Pernambuco	(0,0364)	(0,0364)
14	Piauí	(0,0245)	(0,0245)
15	Sergipe	(0,0228)	(0,0228)
16	Rio Grande do Norte	(0,0651)	(0,0650)
17	Distrito Federal	(0,0929)	(0,0929)
18	Goiás	0,0017	0,0017
19	Mato Grosso	0,0296	0,0297
20	Mato Grosso do Sul	0,0019	0,0020
21	Espírito Santo	0,0034	0,0035
22	Minas Gerais	0,0179	0,0180
23	Rio de Janeiro	(0,0592)	(0,0588)
24	São Paulo	0,0139	0,0140
25	Paraná	(0,0113)	(0,0113)
26	Santa Catarina	0,0123	0,0124
27	Rio Grande do Sul	(0,0155)	(0,0155)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0060)</b>	<b>(0,0060)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 23 Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição do composto de energia, PIB real (em variação %)**

Ordem	Estados	Limite inferior	Limite superior
1	Acre	0,0681	0,0699
2	Amapá	0,0525	0,0529
3	Amazonas	(0,8388)	(0,8372)

Continua

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
4	Pará	(0,0963)	(0,0953)
5	Rondônia	0,1758	0,1771
6	Roraima	(0,0669)	(0,0660)
7	Tocantins	0,7519	0,7523
8	Alagoas	0,0461	0,0462
9	Bahia	0,0076	0,0077
10	Ceará	(0,0647)	(0,0646)
11	Maranhão	(0,0286)	(0,0285)
12	Paraíba	(0,0443)	(0,0441)
13	Pernambuco	0,0139	0,0140
14	Piauí	(0,0163)	(0,0162)
15	Sergipe	(0,2018)	(0,2002)
16	Rio Grande do Norte	(0,0954)	(0,0950)
17	Distrito Federal	(0,2139)	(0,2135)
18	Goiás	(0,0209)	(0,0208)
19	Mato Grosso	0,0053	0,0055
20	Mato Grosso do Sul	(0,0034)	(0,0029)
21	Espírito Santo	0,0599	0,0603
22	Minas Gerais	0,1298	0,1306
23	Rio de Janeiro	(0,0799)	(0,0782)
24	São Paulo	(0,0362)	(0,0351)
25	Paraná	0,0335	0,0343
26	Santa Catarina	0,0063	0,0071
27	Rio Grande do Sul	(0,0255)	(0,0251)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0260)</b>	<b>(0,0244)</b>

Fonte: Elaboração própria.

A estrutura de substituição do composto de energia pode variar entre os estados e entre os setores demandantes de energia, de forma que pode haver diferenciação entre unidades da federação com maiores ou menores possibilidades de substituição energética.

Conforme exposto na Seção 4.7, foram estabelecidos valores conservadores *ad hoc* para os parâmetros de substituição do composto de energia, de forma a possibilitar uma diferenciação para as unidades da federação com maiores possibilidades de substituição. Nesse sentido, os resultados setoriais mostrados nas tabelas 18, 19 e 20 se apresentaram robustos. Apenas o setor Refino de petróleo na Simulação 1 e Alimentos e bebidas na Simulação 3 sofreram alteração no sinal da variação no nível de atividade. O setor Refino de petróleo integra o composto energético. Sua sensibilidade ao valor estipulado para as elasticidades sugere duas recomendações. Os valores estabelecidos para os parâmetros podem ter sido apropriados para esse setor, e, por outro lado, a presença do setor de derivados de petróleo na estrutura de substituição pode ser questionada no caso brasileiro, embora esta seja uma especificação-padrão na literatura. Quanto ao setor de Alimentos e bebidas, por este ser mais distribuído no território nacional, o resultado sugere que a presença de outras fontes de energia utilizadas para aquecimento, tais como lenha ou biomassa, precisa ser considerada em pesquisas futuras.

Os resultados regionais são indicados nas tabelas 21, 22 e 23. Estes também se mostraram robustos. No entanto, também reforçam as recomendações anteriores. Para Minas Gerais, com elevada participação na indústria intensiva em energia, a variação no PIB real é consideravelmente sensível ao valor do parâmetro de substituição do composto de energia.

### 6.5.3 ELASTICIDADES DE SUBSTITUIÇÃO DAS FONTES DE ENERGIA ELÉTRICA

Da mesma forma que as elasticidades de substituição do composto de energia, as elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica podem variar entre setores e regiões. Como na Seção 4.7, foram estabelecidos valores conservadores *ad hoc* para estes parâmetros variando em um intervalo de 0,1 para setores não intensivos em energia elétrica a 0,15 para setores intensivos

em energia e de distribuição de energia elétrica. As tabelas 24, 25 e 26 exibem os resultados setoriais, enquanto as tabelas 27, 28 e 29, os resultados regionais. Tanto os resultados setoriais quanto os regionais se mostraram robustos em relação aos valores dos parâmetros utilizados. Em nenhum setor ou região houve mudança de sinal no intervalo de confiança.

**Tabela 24 Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0281	0,0282
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0296)	(0,0282)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0055)	(0,0048)
4	Alimentos e bebidas	0,0004	0,0006
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0260)	(0,0253)
6	Papel e celulose	(0,0094)	(0,0088)
7	Refino de petróleo	(0,0005)	(0,0004)
8	Produção de álcool	(0,0076)	(0,0069)
9	Química, borracha e plástico	(0,0216)	(0,0209)
10	Cimento	(0,0298)	(0,0296)
11	Cerâmica e vidro	(0,0278)	(0,0274)
12	Siderurgia	(0,0265)	(0,0264)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0153)	(0,0152)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0217)	(0,0211)
15	Outras indústrias	(0,0124)	(0,0119)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1159)	(0,1146)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0990)	(0,0909)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1761)	(0,1603)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1584)	(0,1379)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1255)	(0,1144)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0915)	(0,0859)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0737)	(0,0694)

Continua

Continuação

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1358)	(0,1356)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0169	0,0173
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0115)	(0,0112)
26	Construção	(0,0221)	(0,0220)
27	Comércio	(0,0067)	(0,0066)
28	Transporte	(0,0093)	(0,0093)
29	Serviços	(0,0103)	(0,0101)
30	Administração pública	(0,0176)	(0,0175)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0141)</b>	<b>(0,0122)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 25 Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	0,0211	0,0211
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0385)	(0,0378)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0126)	(0,0122)
4	Alimentos e bebidas	0,0040	0,0042
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0150)	(0,0146)
6	Papel e celulose	0,0037	0,0042
7	Refino de petróleo	(0,0013)	(0,0012)
8	Produção de álcool	0,0035	0,0040
9	Química, borracha e plástico	(0,0072)	(0,0068)
10	Cimento	(0,0242)	(0,0242)
11	Cerâmica e vidro	(0,0155)	(0,0152)
12	Siderurgia	(0,0172)	(0,0171)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,0105)	(0,0105)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,0044)	(0,0039)
15	Outras indústrias	0,0025	0,0029
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,0994)	(0,0986)

Continua

Continuação

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0818)	(0,0772)
18	Energia elétrica – carvão	(0,1463)	(0,1400)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1376)	(0,1282)
20	Energia elétrica – gás natural	(0,1076)	(0,1021)
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0723)	(0,0699)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0647)	(0,0622)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,1159)	(0,1159)
24	Fornecimento de gás encanado	0,0185	0,0187
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0029)	(0,0027)
26	Construção	(0,0134)	(0,0132)
27	Comércio	(0,0041)	(0,0040)
28	Transporte	(0,0009)	(0,0008)
29	Serviços	0,0002	0,0004
30	Administração pública	(0,0109)	(0,0108)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0063)</b>	<b>(0,0061)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 26 Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, nível de atividade (em variação %)**

Ordem	Setores	Limite inferior	Limite superior
1	Agropecuário	(0,0157)	(0,0153)
2	Mineração – petróleo e gás	(0,0202)	(0,0201)
3	Mineração – minério de ferro, carvão e outros	(0,0299)	(0,0292)
4	Alimentos e bebidas	(0,0124)	(0,0123)
5	Produtos têxteis – exclusive vestuário e calçados	(0,0305)	(0,0305)
6	Papel e celulose	(0,0423)	(0,0419)
7	Refino de petróleo	(0,0328)	(0,0327)
8	Produção de álcool	(0,0227)	(0,0223)
9	Química, borracha e plástico	(0,0542)	(0,0541)

Continua

Continuação

<b>Ordem</b>	<b>Setores</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
10	Cimento	(0,0434)	(0,0432)
11	Cerâmica e vidro	(0,0431)	(0,0429)
12	Siderurgia	(0,1062)	(0,1056)
13	Metalurgia de não ferrosos (alumínio e cobre)	(0,1064)	(0,1005)
14	Produtos de metal (máquinas, indústria automobilística e materiais de transporte)	(0,1750)	(0,1653)
15	Outras indústrias	(0,1754)	(0,1606)
16	Energia elétrica – hidrelétrica	(0,1276)	(0,1199)
17	Energia elétrica – óleo combustível	(0,0774)	(0,0749)
18	Energia elétrica – carvão	(0,0696)	(0,0669)
19	Energia elétrica – óleo diesel	(0,1273)	(0,1270)
20	Energia elétrica – gás natural	0,0078	0,0078
21	Energia elétrica – biomassa da cana-de-açúcar	(0,0174)	(0,0173)
22	Energia elétrica – outras fontes (inclusive nuclear)	(0,0317)	(0,0315)
23	Transmissão e distribuição de energia elétrica	(0,0215)	(0,0213)
24	Fornecimento de gás encanado	(0,0328)	(0,0324)
25	Fornecimento de água e esgoto	(0,0263)	(0,0262)
26	Construção	(0,0369)	(0,0367)
27	Comércio	(0,0157)	(0,0153)
28	Transporte	(0,0202)	(0,0201)
29	Serviços	(0,0299)	(0,0292)
30	Administração pública	(0,0124)	(0,0123)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0239)</b>	<b>(0,0237)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 27 Simulação 1: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)**

Ordem	Estados	Limite inferior	Limite superior
1	Acre	0,0417	0,0423
2	Amapá	(0,0119)	(0,0112)
3	Amazonas	0,0874	0,0895
4	Pará	0,0934	0,0963
5	Rondônia	0,0182	0,0205
6	Roraima	0,0127	0,0138
7	Tocantins	0,0796	0,0837
8	Alagoas	(0,0239)	(0,0238)
9	Bahia	(0,0213)	(0,0210)
10	Ceará	(0,0502)	(0,0482)
11	Maranhão	(0,0543)	(0,0539)
12	Paraíba	(0,0422)	(0,0415)
13	Pernambuco	(0,0311)	(0,0309)
14	Piauí	(0,0296)	(0,0296)
15	Sergipe	0,0056	0,0096
16	Rio Grande do Norte	(0,0689)	(0,0647)
17	Distrito Federal	(0,1127)	(0,1122)
18	Goiás	0,0055	0,0056
19	Mato Grosso	0,0176	0,0178
20	Mato Grosso do Sul	(0,0096)	(0,0094)
21	Espírito Santo	(0,0081)	(0,0079)
22	Minas Gerais	0,0004	0,0007
23	Rio de Janeiro	(0,0350)	(0,0321)
24	São Paulo	(0,0195)	(0,0176)
25	Paraná	0,0179	0,0181
26	Santa Catarina	(0,0015)	(0,0013)
27	Rio Grande do Sul	(0,0170)	(0,0168)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0149)</b>	<b>(0,0131)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 28 Simulação 2: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Acre	0,0607	0,0618
2	Amapá	0,0012	0,0018
3	Amazonas	0,3055	0,3082
4	Pará	0,0157	0,0177
5	Rondônia	(0,2095)	(0,2075)
6	Roraima	0,0895	0,0916
7	Tocantins	(0,0292)	(0,0287)
8	Alagoas	(0,0328)	(0,0327)
9	Bahia	(0,0253)	(0,0251)
10	Ceará	(0,0481)	(0,0475)
11	Maranhão	(0,0490)	(0,0488)
12	Paraíba	(0,0364)	(0,0364)
13	Pernambuco	(0,0365)	(0,0364)
14	Piauí	(0,0245)	(0,0245)
15	Sergipe	(0,0242)	(0,0214)
16	Rio Grande do Norte	(0,0657)	(0,0644)
17	Distrito Federal	(0,0929)	(0,0929)
18	Goiás	0,0017	0,0017
19	Mato Grosso	0,0296	0,0298
20	Mato Grosso do Sul	0,0018	0,0020
21	Espírito Santo	0,0034	0,0035
22	Minas Gerais	0,0179	0,0180
23	Rio de Janeiro	(0,0597)	(0,0583)
24	São Paulo	0,0133	0,0146
25	Paraná	(0,0113)	(0,0113)
26	Santa Catarina	0,0122	0,0125
27	Rio Grande do Sul	(0,0156)	(0,0154)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0067)</b>	<b>(0,0065)</b>

Fonte: Elaboração própria.

**Tabela 29 Simulação 3: Análise de sensibilidade em relação às elasticidades de substituição entre as fontes de energia elétrica, PIB real (em variação %)**

<b>Ordem</b>	<b>Estados</b>	<b>Limite inferior</b>	<b>Limite superior</b>
1	Acre	0,0682	0,0700
2	Amapá	0,0525	0,0529
3	Amazonas	(0,8451)	(0,8309)
4	Pará	(0,0965)	(0,0951)
5	Rondônia	0,1752	0,1777
6	Roraima	(0,0691)	(0,0638)
7	Tocantins	0,7494	0,7548
8	Alagoas	0,0460	0,0462
9	Bahia	0,0076	0,0076
10	Ceará	(0,0653)	(0,0639)
11	Maranhão	(0,0285)	(0,0285)
12	Paraíba	(0,0447)	(0,0436)
13	Pernambuco	0,0140	0,0140
14	Piauí	(0,0163)	(0,0163)
15	Sergipe	(0,2013)	(0,2007)
16	Rio Grande do Norte	(0,0967)	(0,0937)
17	Distrito Federal	(0,2140)	(0,2134)
18	Goiás	(0,0209)	(0,0208)
19	Mato Grosso	0,0054	0,0054
20	Mato Grosso do Sul	(0,0032)	(0,0031)
21	Espírito Santo	0,0600	0,0602
22	Minas Gerais	0,1302	0,1303
23	Rio de Janeiro	(0,0805)	(0,0777)
24	São Paulo	(0,0361)	(0,0351)
25	Paraná	0,0337	0,0342
26	Santa Catarina	0,0066	0,0068
27	Rio Grande do Sul	(0,0254)	(0,0252)
	<b>Brasil</b>	<b>(0,0252)</b>	<b>(0,0250)</b>

Fonte: Elaboração própria.

Ao fim da análise de sensibilidade, pode-se concluir que os resultados do modelo são relativamente robustos. Cabe ressaltar que os valores conservadores estabelecidos para os parâmetros de substituição do composto de energia e substituição entre as fontes de energia elétrica podem 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 exibe características muito peculiares a nível internacional. De um modo geral, considerando a limitação de se utilizarem valores conservadores para os parâmetros de substituição do composto de energia e entre as fontes de energia elétrica, os resultados do modelo se mostraram mais sensíveis aos parâmetros de comércio inter-regional e internacional do que em relação aos de substituição energética, o que, em parte, justifica a importância da modelagem IEGC para a análise de política energética.



## 7. Considerações finais

O objetivo desta tese foi avaliar os impactos regionais de longo prazo da política tarifária no setor elétrico brasileiro. Esse setor passou por um conjunto de reformas estruturais que impactaram diretamente a organização industrial do setor e sua estrutura tarifária. 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.

A introdução desses dois elementos na análise deu-se pelo fato de que a trajetória de desenvolvimento econômico brasileiro culminou em um espaço econômico heterogêneo e marcado por uma elevada concentração econômica no Centro-Sul. Essa própria concentração econômica tem gerado desequilíbrios na oferta de energia. Para fontes de energia como o gás natural, por exemplo, somente os grandes mercados fornecem a escala mínima e a garantia de demanda necessária para viabilizar a expansão da oferta. Desse modo, a análise dos impactos regionais de choques no preço da energia elétrica considerou esses elementos, modelando a possibilidade de substituição energética diferenciada por região.

A estruturação do problema de pesquisa baseou-se na análise da política tarifária do setor elétrico no Capítulo 2. Foram identificados alguns elementos centrais nessa política, em paralelo à reestruturação do setor elétrico. Esses elementos foram: a necessidade de recomposição das taxas de retorno do setor; o fim do regime de equalização tarifária e dos contratos especiais de compra de energia elétrica; e a introdução do regime de regulação por incentivos, utilizando o método *price-cap* para efetuar os reajustes e as revisões tarifárias.

A análise das tarifas de energia elétrica entre as unidades da federação mostrou que a política tarifária resultou em duas trajetórias de evolução tarifária no espaço econômico brasileiro entre 1995 e 2008. O primeiro, de conver-

gência tarifária, no qual o diferencial tarifário exibiu trajetória decrescente entre as unidades da federação no período 1995-2004, durante a reestruturação do setor e a eliminação de grande parte das distorções tarifárias. O segundo, de dispersão tarifária, em que o diferencial tarifário mostrou trajetória crescente no período 2004-2008, período em que as tarifas regionais sofreram a influência da distribuição de ganhos de produtividade aos consumidores finais das regiões com grandes mercados de energia elétrica, durante os processos de revisão tarifária. Em relação à análise de impactos regionais, essas duas trajetórias foram consideradas separadamente, já que poderiam impactar de forma distinta os preços relativos e, conseqüentemente, o comércio inter-regional.

Com o objetivo de fundamentar teoricamente e resolver analiticamente o problema de pesquisa no escopo de análise da Ciência Regional, no Capítulo 3 foi elaborada uma revisão teórico-metodológica. A análise dos impactos regionais de choques nos preços de energia elétrica, considerando as relações espaciais entre os agentes, exigiu a revisão da literatura sobre os estudos de energia no campo da Ciência Regional, introdução dos recentes avanços da NGE na perspectiva de análise, levantamento das potencialidades do método de modelagem IEGC e análise das características da modelagem de problemas energéticos utilizando modelos EGC. A análise desses elementos, ante a experiência acumulada de pesquisa com a utilização de modelos IEGC no Brasil, motivou o desafio de construir um modelo IEGC para a análise de políticas energéticas no país, considerando o espaço um elemento relevante. Por outro lado, elementos da NGE ajudaram a explicar, em parte, o recente diferencial de preços de energia elétrica no Brasil e os possíveis rebatimentos desse diferencial, uma vez que regiões com maiores mercados de energia elétrica começam a exibir menores tarifas em função da transferência de ganhos de produtividade aos consumidores finais. Além disso, o modelo de ligações verticais sugeriu a necessidade de considerar a mobilidade de fatores na análise.

A especificação e a construção do modelo IEGC foi realizada no Capítulo 4. A estratégia inicial foi partir da experiência acumulada no Brasil, introduzindo uma inovação incremental em um modelo preexistente e consolidado na literatura. Desse modo, na primeira etapa de modelagem, a estrutura teórica e computacional do modelo B-MARIA-27 foi utilizada para construir e implementar o modelo ENERGY-BR. Em uma segunda etapa, foi introduzida a possibilidade de substituição entre as fontes de energia elétrica para o setor de distribuição e demais consumidores que compram energia elétrica diretamente da geração ou da própria autogeração. Na última etapa, foi introduzida uma estrutura de substituição entre três fontes de energia: derivados de petróleo, energia elétrica e gás natural. Essas características conferiram maior realismo ao modelo para análise de política energética e permitiram introduzir diferenciais de substituição de energia entre as regiões, de forma que a heterogeneidade espacial da oferta de energia já contemplada nas funções de produção setorial pode ser mais bem avaliada com base nos diferenciais de elasticidade de substituição energética entre as unidades da federação.

Para calibrar o modelo, foi construída uma matriz inter-regional de insumo-produto, com desagregação dos setores produtores de energia e setores intensivos em energia de acordo com o BEN. Deve-se ressaltar que, na construção do banco de dados utilizado para desagregar os setores de energia e o Siup, várias fontes de informações primárias foram consultadas, em especial o IBGE, o MME e a Aneel. Nessa etapa, chegou-se à conclusão de que existe um rico banco de dados sobre oferta e demanda de energia no Brasil disponível para pesquisa. No entanto, a liberação de informações sobre o mercado livre de energia elétrica, que ainda é mantido sobre sigilo, precisa ocorrer, já que o consumo livre tem aumentado nos últimos anos e precisa ser considerado nos modelos. No presente estudo, esse problema foi parcialmente contornado com a obtenção de informações sobre autoprodução de energia elétrica por setor de atividade com o MME, de forma que a possibilidade

de os grandes consumidores comprarem energia elétrica diretamente dos setores de geração foi contemplada no modelo. Essa estratégia minimizou o comprometimento dos resultados, já que, em 2004, o mercado livre representava aproximadamente 5% do consumo de energia elétrica. No entanto, para períodos mais recentes, a estratégia adotada pode não se aplicar, tendo em vista o crescimento desse mercado.

Uma análise das interações espaciais entre os setores de energia elétrica, os setores intensivos em energia e as economias regionais foi realizada no Capítulo 5. A análise dos dados sobre consumo de energia permitiu fazer duas considerações importantes: a penetração do gás natural na matriz energética brasileira é um elemento relevante; e existe uma heterogeneidade espacial considerável na intensidade de energia elétrica dos estados brasileiros. Diante dessas informações, o método de campo de influência de energia foi aplicado aos dados de intensidade de energia elétrica e coeficientes técnicos de insumo-produto utilizados para calibrar o modelo ENERGY-BR. Mesmo considerando as limitações do método, foi possível concluir que os setores intensivos em energia são os principais transmissores de choques provenientes do setor de energia elétrica. Por outro lado, os resultados indicam que a menor intensidade de energia elétrica na produção de intensivos neste tipo de energia reduz consideravelmente as ligações espaciais de energia elétrica no Centro-Sul, mesmo estas sendo fortes e considerando a importância da região para o resto da economia brasileira. Desse modo, uma vez considerada a heterogeneidade espacial dos coeficientes de intensidade de energia elétrica, não foi possível concluir que a Região Centro-Sul seja a maior transmissora de choques no setor. Em decorrência disso, foi iniciada a fase de simulação de choques nos preços de energia elétrica utilizando o modelo 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.

Do ponto de vista macroeconômico, sendo a energia elétrica um insumo essencial para a atividade econômica e com demanda inelástica por causa da fraca substitutibilidade por outras fontes de energia, o modelo mostrou que a elevação no preço da energia elétrica produz impactos negativos sobre a renda e o 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 punidos. 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 em seu preço, enquanto as regiões Sudeste e Centro-Sul, menos intensivas, foram as menos afetadas. A fraca atividade industrial na Região Norte permitiu que esta tenha sido a 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 no Capítulo 2.

Os resultados da segunda simulação mostraram 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%. Considerando 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 do Norte e Nordeste, por exemplo, resultaram 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 continuou sendo a mais afetada negativamente. Por outro lado, o aumento no nível de atividade no setor 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%. Por causa dos maiores reajustes tarifários ocorridos no Norte e Nordeste, de forma menos concentrada, estas duas regiões foram as mais afetadas. E, em razão da alta intensidade de energia elétrica nessas regiões associada à fraca possibilidade de substituição, os impactos negativos foram repassados 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 em 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 fortes na economia. De certa forma, isso pode provocar a superação dos impactos negativos em relação aos benefícios gerados pela transferência de ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica aos consumidores finais de alguns estados do Centro-Oeste e Centro-Sul. Assim, 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 verificação da robustez dos resultados por meio da análise de sensibilidade sugeriu algumas considerações importantes. Apesar de as simulações mostra-

ram-se relativamente robustas em relação às elasticidades de comércio regional e internacional, 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 Refino de petróleo e do PIB real de Minas Gerais sugere o questionamento dos valores dos parâmetros e da presença do setor Refino de petróleo na estrutura de substituição. Quanto às fontes de energia elétrica, os resultados mantiveram-se robustos setorial e regionalmente. Cabe ressaltar ainda que 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, justificando, em parte, a importância da modelagem IEGC para a análise de política energética.

Além das considerações sobre os resultados quantitativos e qualitativos expostos, a pesquisa apontou algumas possibilidades de estudos futuros. Recomendam-se avanços para a estimação de parâmetros-chave relacionados à substituição energética. Além da possibilidade de estimação econométrica, estes parâmetros também podem ser obtidos com a utilização de resultados de modelos *bottom-up* específicos de energia. Os avanços podem aumentar a confiabilidade da aplicação de modelos EGC para análise de política energética no Brasil, além de auxiliar outros estudos relacionados ao impacto da redução de emissões ou impactos de mudanças climáticas. Por outro lado, na abordagem de diferenciais regionais de preços de energia elétrica, a avaliação dos impactos do diferencial de impostos sobre energia elétrica também pode ser feita. Esse tema tem sido recorrente no Brasil, tendo em vista as políticas estaduais de elevação de impostos sobre bens com demanda inelástica, como é o caso da energia elétrica.



## 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](http://www.monash.edu.au/policy)>. Acesso em: 20 abr. 2008
- ALMEIDA, E. S. *Um modelo de equilíbrio geral aplicado espacial para planejamento e análise de políticas de transporte*. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tarifas de energia elétrica para os consumidores finais*. Brasília, 2005.
- \_\_\_\_\_. *Consumo setorial de energia elétrica*. Brasília, 2008.
- \_\_\_\_\_. *Tarifas médias de energia elétrica para consumidores finais*. Brasília, 2009.
- ANSELIN, L. *Spatial econometrics: methods and models*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1988.
- ARMINGTON, P. The theory of demand for products distinguished by place of production. *IMF Staff Papers*, EUA, v. 16, p. 159-178, 1969.
- ARNDT, C. An introduction to systematic sensitivity analysis via Gaussian quadrature. *GTAP Technical Paper*. Center for Global Trade Analysis, Purdue University, West Lafayette: Indiana, n. 2, 1996. Disponível em: <<http://www.agecon.purdue.edu/gtap/>>. Acesso em: 15 abr. 2009
- ARNDT, C.; HERTEL, T. Revising “the fallacy of free trade”. *Review of International Economics*, v. 5, n. 2, p. 221-229, 1997.
- ARROW, K.; DEBREU, G. The Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy. *Econometrica*, EUA, v. 22, p. 265-90, 1954.
- ARROW, J. K.; HAHN, F. H. *General competitive analysis*. São Francisco: Holden-Day, 1971.

AZZONI, C. R. Concentração regional e dispersão das rendas per capita estaduais: análise a partir de séries históricas estaduais de PIB, 1939-1995. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v. 27, n. 3, p. 341-393, 1997.

\_\_\_\_\_. Economic growth and regional income inequality in Brazil. *The Annals of Regional Science*, Alemanha, v. 35, n. 1, p. 133-152, 2001.

BAHL, O. *et al.* Modeling an international market of CO<sub>2</sub> emission permits. *International Journal of Global Energy Issues*, EUA, v. 12, p. 283-291, 1999.

BALDWIN, R. *et al.* *Economic geography and public policy*. EUA: Princeton University Press, 2003.

BALDWIN, R.; VENABLES, A. Regional economic integration. In: GROSSMANN, G.; ROGOFF, K. (Orgs.). *Handbook of international economics*. Amsterdã: Elsevier, v. 3, 1995.

BANDARA, J. Computable general equilibrium models for development policy analysis in LDCs. *Journal of Economic Surveys*, Nova Zelândia, v. 5, n. 1, p. 3-69, 1991.

BATISTA, J. C. A estratégia de ajustamento externo do Segundo Plano Nacional de Desenvolvimento. *Revista de Economia Política*, São Paulo, v. 7, n. 2, p. 66-80, 1987.

BENJAMIN, N. *et al.* The Dutch-Disease in a developing country: oil revenues in Cameroon. *Journal of Development Economics*, São Paulo, v. 30, n. 1, p. 91-92, 1989.

BERGMAN, L. Energy Policy Modeling: a survey of general equilibrium approaches. *Journal of Policy Modeling*, EUA, v. 10, n. 3, p. 377-399, 1988.

BHATTACHARYYA, S. Applied general equilibrium models for energy studies: a survey. *Energy Economics*, EUA, v. 18, n. 3, p. 145-164, 1996.

BLITZER, C. Energy-economy interactions in developing countries. *The Energy Journal*, v. 7, n. 1, p. 35-50, 1986.

BOHRINGER, C. The synthesis of bottom-up and top-down in energy policy modeling. *Energy Economics*, v. 20, n. 3, p. 233-248, 1998.

BOHRINGER, C.; RUTHERFORD, T. Combining bottom-up and top-down. *Energy Economics*, v. 30, n. 2, p. 574-596, 2008.

BOSETTI, V. *et al.* WITCH: a world induced technical change hybrid model. *The Energy Journal*, Special Issue, p. 13-38, 2006.

BRASIL. Decreto 1.009 de 23 de dezembro de 1993. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1993.

\_\_\_\_\_. Decreto-lei 1.383/1974. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1974.

\_\_\_\_\_. Decreto-lei 2.003 de 10 de setembro de 1996. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1996.

\_\_\_\_\_. Lei 8.031 de 12 de abril de 1990. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1990.

\_\_\_\_\_. Lei 8.631 de 4 de março de 1993. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Poder Executivo, Brasília, DF, 1993.

\_\_\_\_\_. 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.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia. *Balanço Energético Nacional*. Brasília, DF, 2008a.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia. *Produção de energia elétrica no Brasil*. Brasília, DF, 2008b.

BROCKER, J. Chamberlinian spatial computable general equilibrium modeling: a theoretical framework. *Economic Systems Research*, v. 7, n. 2, p. 137-49, 1995.

\_\_\_\_\_. Operational spatial computable general equilibrium modeling. *The Annals of Regional Science*, v. 32, n. 1, p. 367-387, 1998.

BROOKE, Anthony *et al.* *GAMS: a user's guide*. Palo Alto, CA: Scientific Press Redwood City, 1996.

BURNIAUX, J.; TRUONG, P. T. GTAP-E: an energy-environmental version of the GTAP model. *GTAP Technical Paper*. Center for Global Trade Analysis, Purdue University, West Lafayette: Indiana, n. 16, 2002. Disponível em: <<http://www.agecon.purdue.edu/gtap/>>. Acesso em: 20 mai. 2009.

CASLER, S.; WILBUR, S. Energy input-output analysis: a simple guide. *Resources and Energy Economics*, v. 6, n. 2, p. 187-201, 1984.

CHANG, K. Capital-energy substitution and the multi-level CES production function. *Energy Economics*, v. 16, n. 1, p. 22-26, 1994.

CODSI, G. *et al.* General-purpose software for intertemporal economic models. *Computer Science in Economics and Management*, v. 5, n. 1, p. 57-79, 1992.

CODSI, G.; PEARSON, K. GEMPACK: general-purpose software for applied general equilibrium and other economic modelers. *Computer Science in Economics and Management*, v. 1, n. 3, p. 189-207, 1988.

CORDEN, M.; NEARY, P. Booming sector and de-industrialization in a small open economy. *Economic Journal*, v. 92, 368, p. 825-848, 1982.

CUMBERLAND, J. Regional interindustry model for analysis of development objectives. *Papers of the Regional Science Association*, v. 17, p. 65-94, 1996.

DE LUCIA, R.; JACOBY, H. *Energy planning for developing countries: a study of Bangladesh*. Baltimore: John Hopkins University Press, 1982.

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: Cambridge University Press, 1982.

DESPOTAKIS, K.; FISHER, A. Energy in a regional economy: a computable general equilibrium model for California. *Journal of Environmental Economics and Management*, v. 15, n. 3, p. 313-330, 1988.

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.

DEVUYST, E.; PRECKEL, P. Sensitivity analysis revisited: a quadrature-based approach. *Journal of Policy Modeling*, v. 19, n. 2, p.175-185, 1997.

DEWATRIPONT, M.; MICHEL, G. On closure rules, homogeneity and dynamics in applied general equilibrium models. *Journal of Development Economics*, v. 26, n. 1, p. 65-76, 1987.

DIRKSE, S.; FERRIS, M. The PATH solver: a non-monotone stabilization scheme for mixed complementarity problems. *Optimization Methods and Software*, v. 5, p. 123-156, 1995.

DIXON, P. The computation of economic equilibria: a joint maximization approach. *Metroeconomica*, v. 29, p. 173-185, 1978.

DIXON, P. *et al.* ORANI, a general equilibrium model of the Australian economy: current specification and illustrations of use for policy analysis. *Report of the IMPACT Project*, Canberra, 1977.

\_\_\_\_\_. *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.

DIXON, P.; PARMENTER, B. Computable general equilibrium modelling for policy analysis and forecasting. In: Amman, H. *et al.* (Orgs.). *Handbook in computational economics*. v. 1. Amsterdã: Elsevier, 1996. p. 3-85.

DIXON, P.; RIMMER, M. Forecasting and policy analysis with a dynamic CGE model of Australia. *Working Paper*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, op-90, 1998. Disponível em:<[www.monash.edu.au/policy](http://www.monash.edu.au/policy)>.

DIXON, P.; RIMMER, M. *Dynamic general equilibrium modeling for forecasting and policy: a practical guide and documentation of MONASH*. North-Holland: Amsterdã, 2002.

DOMINGUES, E. P. *Dimensão regional e setorial da integração brasileira na Área de Livre Comércio das Américas*. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.

DOMINGUES, E. P.; HADDAD, E. A. Política tributária e re-localização. *Revista Brasileira de Economia*, v. 57, n. 4, p. 849-871, 2003.

DOMINGUES, E. P. *et al.* Infra-estrutura, crescimento e desigualdade regional: uma projeção dos impactos dos investimentos do PAC em Minas Gerais. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, v. 39, n. 1, 2009.

\_\_\_\_\_. Investimentos em infra-estrutura no Nordeste: projeções de impacto e perspectivas de desenvolvimento. *Texto para Discussão*, n. 319. Belo Horizonte: Cedeplar, 2008.

FAINI, R. Increasing returns, non-traded inputs and regional development. *Economic Journal*, v. 94, n. 374, p. 308-323, 1984.

FERREIRA FILHO, J. B.; HORRIDGE, J. M. Economic integration, poverty and regional inequality in Brazil. *7th Annual Conference on Global Economic Analysis*. Washington, 2004.

FUJITA, M. *et al.* *The spatial economy: cities, regions, and international trade*. EUA: MIT Press, 1999.

FUJITA, M.; THISSE, J. *The economics of agglomeration*. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.

GOLDEMBERG, J.; PRADO, L. T. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social – Revista de Sociologia da USP*, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219, 2003.

GRUBB, M. Policy modeling for climate change: the missing models. *Energy Policy*, v. 21, n. 3, p. 203-208, 1993.

GUILHOTO, J. J. M. *Um modelo computável de equilíbrio geral para planejamento de políticas agrícolas (PAPA) na economia brasileira*. Tese (Livre-Docência) – ESALQ, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.

\_\_\_\_\_. *Matriz interestadual de insumo-produto 2004*. São Paulo, Universidade de São Paulo, Instituto de Pesquisas Econômicas.

GUILHOTO, J. J. M. *et al.* Multiplier product matrix analysis for interregional input-output systems: an application to the Brazilian economy. *Discussion Papers Regional Economics Applications Laboratory*, EUA, University of Illinois, n. 99-T12, 1999.

GUILHOTO, J. J. M.; HILGEMBERG, E. M. Uso de combustíveis e emissões de CO<sub>2</sub> no Brasil: um modelo inter-regional de insumo-produto. *Nova Economia*, Minas Gerais, v. 16, n. 1, p. 49-99, 2006.

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.

HADDAD, E. A.; DOMINGUES, E. P. EFES – Um modelo aplicado de equilíbrio geral para a economia brasileira: projeções setoriais para 1999-2004. *Estudos Econômicos*, v. 31, n. 1, 2001.

HADDAD, E. A. *et al.* Regional effects of alternative strategies for economic integration: the case of Brazil. *Journal of Policy Modeling*, v. 24, p. 453-482, 2002a.

\_\_\_\_\_. Regional aspects of Brazil's trade policy. *Working Paper*. Washington: Inter-American Development Bank, INTAL-ITD-STA, n. 18, 2002b.

\_\_\_\_\_. Input-output systems in regional and interregional CGE modeling. In: HEWINGS, G. J. D. *et al.* (Orgs.). *Trade, networks and hierarchies*. Berlin: Springer-Verlag, 2002c.

\_\_\_\_\_. Modelo B-MARIA-PORT. *Relatório de Pesquisas*. São Paulo, Universidade de São Paulo, Instituto de Pesquisas Econômicas, 2007.

\_\_\_\_\_. Avaliação dos impactos econômicos das políticas de infra-estrutura de transportes no Brasil: uma aplicação a duas rodovias federais em Minas Gerais. *Cadernos BDMG*, n. 16, 2008a.

\_\_\_\_\_. Avaliação de impactos de mudanças climáticas sobre a economia brasileira. *Relatório de Pesquisas*. São Paulo, Universidade de São Paulo, Instituto de Pesquisas Econômicas, 2008b.

HADDAD, E. A.; HEWINGS, G. J. D. Analytically important transportation links: a field of influence approach to CGE models. *Proceedings of the 35<sup>th</sup> Brazilian Economics Meeting*. Brazilian Association of Graduate Programs in Economics, 2007.

HANOCH, G. CRESH production functions. *Econometrica*, EUA, v. 39, n. 5, p. 695-712, 1971.

HARRIGAN, F. Software for solving numerical general equilibrium models. *Economic Journal*, v. 103, p. 1088-1104, 1993.

HARRIGAN, F.; MCGREGOR, P. Neoclassical and Keynesian perspectives on the regional macroeconomy: a computable general equilibrium approach. *Journal of Regional Science*, v. 29, n. 4, p. 555-573, 1989.

HARRISON, J. *et al.* Features of multiregional and intertemporal AGE modeling with GEMPACK. *Computational Economics*, v. 9, n. 4, p. 331-353, 1996.

HARRISON, J.; PEARSON, K. An introduction to GEMPACK. *GEMPACK user documentation GPD-1*. Australia: IMPACT Project and KPSOFT Monash University, 1996.

HERTEL, T. Partial vs. general equilibrium analysis and choice of functional form: implications for policy modeling. *Journal of Policy Modeling*, v. 7, n. 2, p. 281-303, 1985.

\_\_\_\_\_. *Global Trade Analysis: modeling and applications*. Cambridge and New York: Cambridge University Press, 1997.

HERTEL, T.; MOUNT, T. The pricing of natural resources in a regional economy. *Land Economics*, v. 61, n. 3, p. 229-243, 1985.

- 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.; HANSLAW, K. The MEGABARE model: interim documentation. *Australian Bureau of Agricultural and Resource Economics*, 1996. Disponível em: <<http://www.abareconomics.com>>.
- HOLMOY, E. The structure and working of MSG-5, an applied general equilibrium model of the Norwegian economy. In: BERGMAN, L.; OLSEN, O. (Orgs.). *Economic modeling in the Nordic countries*. North-Holland Publishing Company, p. 199-236, 1992.
- HORRIDGE, J. M. *et al.* Using a highly disaggregated multi-regional single-country model to analyse the impacts of the 2002-03 drought on Australia. *Working Paper*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, n. g-141, 2003. Disponível em: <[www.monash.edu.au/policy](http://www.monash.edu.au/policy)>. Acesso em: 20 abr. 2008
- HUDSON, E.; JORGENSON, D. US energy policy and economic growth. *Bell Journal of Economics and Management*, v. 5, n. 2, p. 461-514, 1975.
- HUGHES, G. A new method for estimating the effects of fuel taxes: an application to Thailand. *World Bank Economic Review*, v. 1, n. 1, p. 65-101, 1986.
- IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Estatísticas históricas do Brasil: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988. *Séries estatísticas retrospectivas*. Rio de Janeiro, 1990.
- \_\_\_\_\_. *Sistemas de Contas Nacionais: Brasil, 2004*. Rio de Janeiro, 2008.
- JACOBSEN, K. Integrating the bottom-up and top-down approach to energy-economy modeling: the case of Denmark. *Energy Economics*, v. 20, n. 4, p. 443-461, 1998.
- JOHANSEN, L. *A Multi-sectoral study of economic growth*. North Holland: American Elsevier, Second Enlarge Edition, 1960.
- JUDD, K. *Numerical methods in economics*. EUA: MIT Press, 1988.
- KRUGMAN, P. Scale economies, product differentiation, and the pattern of trade. *American Economic Review*, v. 70, n. 5, p. 950-59, 1980.

\_\_\_\_\_. Increasing returns and economic geography. *Journal of Political Economy*, v. 99, n. 3, p. 483-99, 1991.

KRUGMAN, P; VENABLES, A. Integration, specialization, and adjustment. *European economic review*, v. 40, n. 3-5, p. 959-968, 1996.

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, 1986. v. 1, p. 581-628.

LANDI, M. *Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período 1934 a 2005*. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades em Energia, Instituto de Energia e Eletrotécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

LEONTIEF, W. *The structure of the American economy, 1919-1929*. Nova York: Oxford University Press, 1941.

LI, P. et al. *Energy substitution in CGE model ling – using the “Technology Bundle” approach: the case of Taiwan*. Australia: Monash University, 2000. Disponível em: <[www.monash.edu.au/policy](http://www.monash.edu.au/policy)>.

LIEW, L. A Johansen Model for Regional Analysis. *Regional Science and Urban Economics*, v. 14, n. 1, p. 129-146, 1984b.

\_\_\_\_\_. Top-down “versus” bottom-up approaches to regional modeling. *Journal of Policy Modeling*, v. 6, n. 3, p. 351-367, 1984a.

LIMA, M. H. R.; MACHADO, R. C. Tarifas de energia elétrica para a produção de alumínio na Região Norte. *Congresso Anual da Associação Brasileira de Alumínio*, Comunicação Técnica n. 58, São Paulo, 2003.

LITTLECHILD, S. *Regulation of British Telecom’s profitability*. Londres, Department of Industry, 1983.

LIU, J. *et al.* Parameter estimation and measures of fit in a global general equilibrium model. *GTAP Technical Paper*. West Lafayette, Indiana, n. 24, 2001. Disponível em: <<http://www.agecon.purdue.edu/gtap/>>. Acesso em 20 abr. 2009

LONGVA, S. *et al.* The Multi-sectoral growth model MSG-4: formal structure and empirical characteristics. In: FORSUND, F. *et al.* (Orgs.). *Production, multi-sectoral growth and planning*. North Holland: Amsterdã, 1985.

LONGVA, S.; OLSEN, O. *Price Sensitivity of Energy Demand in Norwegian Industries*. *The Scandinavian Journal of Economics*, v. 85, n. 1, p. 17-36, 1983.

LORENZO, H. C. *O setor elétrico brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro*. Dissertação (Mestrado), Universidade Uniara, Araraquara, 2002.

LUNDGREN, S. *Model integration and the economics of Nuclear Power*. Stockholm: Sweden, Economic Research Institute, Stockholm School of Economics, 1985.

MANNE, A. *ETA-Macro: a model of energy economy interactions*. Palo Alto, EUA: Electricity Power Research Institute, 1977.

\_\_\_\_\_. On the Formulation and Solution of Economic Equilibrium Models. *Mathematical Programming Study*, v. 23, p. 1-22, 1985.

MANNE, A. *et al.* MERGE: a model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies. *Energy Policy*, v. 23, n. 1, p. 17-34, 2006.

MARTIN, R.; WINJBERGEN, V. Shadow prices and the intertemporal aspects of remittances and oil revenues in Egypt. In: NEARY, P.; WINJBERGEN, V. (Orgs.). *Natural Resources and de Macroeconomy*. Cambridge, MA: MIT Press, 1986.

MATHIESEN, L. Computation of economic equilibrium by a sequence of linear complementarity problems. In: MANNE, A. (Org.). *Economic Equilibrium: model formulation and solution*. Elsevier, Amsterdã, p. 144-162, 1985.

MATTOS, S. *et al.* Integração de modelos econométrico e de insumo produto para previsões de longo prazo da demanda de energia no Brasil. *Revista Estudos Econômicos*, v. 38, n. 4, p. 675-699, 2008.

MCDUGALL, 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>.

\_\_\_\_\_. 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>.

MCKITRICK, R. The econometric critique of computable general equilibrium modeling: the role of functional forms. *Economic Modeling*, v. 15, n. 4, p. 543-573, 1998.

MESSNER, S.; SCHRATTENHOLZER, L. MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving iteratively. *Energy*, v. 25, n. 3, p. 267-282, 2000.

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.

MILLER, R.; BLAIR, P. *Input-output analysis: foundations and extensions*. EUA: Prentice-Hall Englewood Cliffs, 1985.

MOUNTAIN, D. The spatial distribution of electricity demand: its impact upon input usage. *Land Economics*, v. 57, n. 1, p. 48-62, 1981.

NAQVI, F. *Energy, economy and equity interactions in a CGE model for Pakistan*. Ashgater, England: Ashgate Publishing, 1997.

NAQVI, F.; PETER, M. A multiregional, multisectoral model of the Australian economy with an Illustrative Application. *Australian Economic Papers*, v. 35, n. 66, p. 94-113, 1996.

NIJKAMP, P. Energy problems and regional development: editorial note. *Regional Science and Urban Economics*, v. 10, n. 3, 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.

NORDHAUS, W. The allocation of energy resources. *Brooking Papers on Economic Activity*, v. 4, p. 529-577, 1974.

OKUYAMA, Y. *et al.* Structural change in the Chicago economy: a field of influence analysis. In: HEWINGS, G. J. D. *et al.* (Orgs.). *Trade, network, and hierarchies*. Springer-Verlag, p. 201-224, 2002.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 20 mar. 2009.

OTTAVIANO, G.; ROBERT-NICOUD, F. The ‘genome’ of NEG models with vertical linkages: a positive and normative synthesis. *Journal of Economic Geography*, Oxford University Press, v. 6, n. 2, p. 113-139, 2005.

PARMENTER, B.; MEAGHER, G. A. Policy analysis using a computable general equilibrium model: a review of experience at the IMPACT Project. *Australian Economic Review*, Australia, v. 18, n. 1, p. 3-15, 1985.

PARTRIDGE, M.; RICKMAN, D. Regional computable general equilibrium modeling: a survey and critical appraisal. *International Regional Science Review*, v. 21, n. 3, p. 205-248, 1998.

PEARSON, K. R. Automating the computation of solutions of large models. *Economic Modeling*, v. 5, n. 4, p. 385-395, 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.

PEROBELLI, F. S. *Análise as interações econômicas entre os estados brasileiros*. Tese (Doutorado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Faculdade de Economia Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

PETER, M. *et al.* The theoretical structure of MONASH-MRF. *Working Papers*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, n. op-85, 1996. Disponível em: <www.monash.edu.au/policy>.

PIRES, J. C. L. Políticas regulatórias no setor de energia elétrica. *Textos para Discussão*. Rio de Janeiro, BNDES, n. 73, 1999.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. Mecanismo de regulação tarifária do setor elétrico: a experiência internacional e o caso brasileiro. *Textos para Discussão*. Rio de Janeiro, BNDES, n. 64, 1998.

PORSSE, A. A. *Competição tributária regional, externalidades fiscais e federalismo no Brasil: uma abordagem de Equilíbrio Geral Computável*. Tese (Doutorado) – Faculdade de Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

POWELL, A.; LAWSON, T. A decade of applied general equilibrium modeling for policy work. In: BERGMAN, L. *et al.* (Orgs.). *General equilibrium modeling and economic policy analysis*. New York: Blackwell, 1989. p. 241-290.

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.

RATTSO, J. Different macroclosures of the original Johansen model and their impact on policy evaluation. *Journal of Policy Modeling*, v. 4, n. 1, p. 85-97, 1982.

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.

ROBERT-NICOUD, F. The structure of simple ‘New Economic Geography’ models (Or, on identical twins). *Journal of Economic Geography*, v. 5, n. 2, p. 201-234, 2004.

RUTHERFORD, T. Applied general equilibrium modeling with MPSGE as a GAMS Subsystem: an overview of the modeling framework and syntax. *Computational Economics*, v. 14, n. 1-2, p. 1-46, 1999.

\_\_\_\_\_. Extensions of GAMS for complementarity problems arising in applied economics. *Journal of Economic Dynamics and Control*, v. 19, n. 8, p. 1299-1324, 1995.

SALES, J. C. F. *Avaliação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica, Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade de Campinas, Campinas, 2009.

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.

SHOVEN, J.; WHALLEY, J. General Equilibrium with Taxes: a computational procedure and an existence proof. *The Review of Economic Studies*, Suécia, v. 40, n. 4, p. 475-89, 1973.

\_\_\_\_\_. 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*, [Local], v. 22, n. 3, p. 1007-1051, 1984.

\_\_\_\_\_. *Applying general equilibrium*. Cambridge: Cambridge University Press, 1992.

SONIS, M.; HEWINGS, G. J. D. Error and sensitivity input-output analysis: a new approach. In: MILLER, R. *et al.* (Orgs.). *Frontiers of input-output analysis*. New York: Oxford University Press, 1989.

\_\_\_\_\_. Coefficient change in input-output models: theory and applications. *Economic Systems Research*, England, v. 4, n. 2, p. 143-157, 1992.

STERNBERG, R. Hydroelectric energy: an agent of change in Amazônia. In: CALZONETTI, F.; SOLOMON, B. (Orgs.). *Geographical dimensions of energy*. Dordrech, The Netherlands: D. Reidel Publishing Company, p. 471-496, 1985.

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: 10 jun. 2009.

TRUONG, P. Inter-fuel and inter-factor substitution in NSW manufacturing industry. *Economic Record*, Austrália, v. 61, p. 644-653, 1985.

ORANI FUEL: Incorporating inter-fuel substitution into the standard ORANI system. *Working Paper*. Centre of Policy Studies/IMPACT Centre: Monash University, n. op-58, 1986. Disponível em: <[www.monash.edu.au/policy](http://www.monash.edu.au/policy)>. Acesso em: 20 abr. 2008.

VENABLES, A. Economic integration and the location of firms. *American economic Review*, v. 85, n. 2, p. 296-300, 1995.

VIEIRA, J. P. *Energia elétrica como antimercadoria e sua metamorfose no Brasil: a reestruturação do setor e as revisões tarifárias*. 2005. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades em Energia, Instituto de Energia e Eletrotécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

VIEIRA FILHO, J. E. R. *et al.* O setor de energia elétrica em Minas Gerais: uma análise insumo-produto. In: PAULA, J. A. *et al.* (Orgs.). *Proceedings of the 12th seminar on the economy of Minas Gerais*. Minas Gerais: Cedeplar, 2006.

WEYANT, J. General economic equilibrium as a unifying concept in energy economic modeling. *Management Science*, v. 31, n. 5, p. 548-563, 1985.

## Apêndices

### Apêndice 1 Especificação do núcleo central do modelo Energy-BR

A especificação do núcleo central do modelo ENERGY-BR segue a especificação do núcleo central do modelo B-MARIA-27, mostrada em Haddad (2004), com a introdução do módulo de substituição energética. Neste anexo, são abordadas as formas funcionais dos principais grupos de equações do modelo e definidos os principais grupos de variáveis, parâmetros e coeficientes.

Por convenção notacional, letras maiúsculas representam os níveis das variáveis, enquanto letras minúsculas, suas variações percentuais. Os sobrescritos ( $u$ ),  $u = 0, 1j, 2j, 3, 4, 5, 6$  referem-se, respectivamente, à produção (0) e aos seis diferentes usuários (um para cada região) dos produtos, identificados no modelo: produtores no setor  $j$  ( $1j$ ), investidores no setor  $j$  ( $2j$ ), famílias (3), setor externo (4), governos regionais (5) e governo federal (6); o segundo sobrescrito identifica a região doméstica onde o usuário está. Os insumos são identificados por dois subscritos: o primeiro assume os valores  $1, \dots, g$ , para bens,  $g + 1$ , para fatores primários, e  $g + 2$ , para “outros custos” (basicamente, impostos e subsídios sobre a produção); o segundo subscrito identifica a origem do insumo, podendo ser de uma região doméstica  $b$  ( $1b$ ), importado (2), ou proveniente de mão de obra (1), capital (2) ou terra agrícola (3). O símbolo ( $\bullet$ ) é empregado para indicar a soma em relação a um determinado índice. Considerando um conjunto  $G$ , formado pelos elementos  $1, \dots, g$ , descritos neste parágrafo, em cada região um subconjunto  $E \subset G$ , formado por elementos  $1, \dots, e$ , representa os bens do composto de energia. Por outro lado, um subconjunto  $C \subset G$ , formado por elementos  $1, \dots, c$ , representa as fontes de geração de energia elétrica.

## EQUAÇÕES

(A1.1) Substituição entre bens de diferentes origens domésticas

$$x_{(i(lb))}^{(u)r} = x_{(i(1\bullet))}^{(u)r} - \sigma_{(i)}^{(u)r} (p_{(i(lb))}^{(u)r} - \sum_{l \in S^*} (V(i, l, (u), r) / V(i, 1\bullet, (u), r)) (p_{(i(l))}^{(u)r})))$$

$i = 1, \dots, g$ ;  $b = 1, \dots, q$ ;  $(u) = 3$  e  $(kj)$  para  $k = 1$  e  $2$  e  $j = 1, \dots, h$ ;  $r = 1, \dots, R$

(A1.2) Substituição entre bens domésticos e importados

$$x_{(is)}^{(u)r} = x_{(i\bullet)}^{(u)r} - \sigma_{(i)}^{(u)r} (p_{(is)}^{(u)r} - \sum_{l=1,2} (V(i, l, (u), r) / V(i, \bullet, (u), r)) (p_{(il)}^{(u)r})))$$

$i = 1, \dots, g$ ;  $s = 1 \bullet 2$ ;  $(u) = 3$  e  $(kj)$  para  $k = 1$  e  $2$  e  $j = 1, \dots, h$ ;  $r = 1, \dots, R$

(A1.3) Substituição entre mão de obra, capital e terra agrícola

$$x_{(g+1,s)}^{(1j)r} - a_{(g+1,s)}^{(1j)r} = \alpha_{(g+1,s)}^{(1j)r} x_{(g+1\bullet)}^{(1j)r} - \sigma_{(g+1)}^{(1j)r} \{ p_{(g+1,s)}^{(1j)r} + a_{(g+1,s)}^{(1j)r} - \sum_{l=1,2,3} (V(g+1, l, (1j), r) / V(g+1, \bullet, (1j), r)) (p_{(g+1,l)}^{(1j)r} + a_{(g+1,l)}^{(1j)r}) \}$$

$j = 1, \dots, h$ ;  $s = 1, 2$  e  $3$ ;  $r = 1, \dots, R$

(A1.4) Substituição entre bens energéticos (composto de energia)

$$x_{(i(lb))}^{(1j)r} = x_{(i(1\bullet))}^{(1j)r} - \phi_{(i)}^{(1j)r} (p_{(i(lb))}^{(1j)r} - \sum_{l \in S^*} (V(i, l, (1j), r) / V(i, 1\bullet, (1j), r)) (p_{(i(l))}^{(1j)r})))$$

$i = 1, \dots, e$ ;  $b = 1, \dots, q$ ;  $j = 1, \dots, h$ ;  $r = 1, \dots, R$

(A1.5) Substituição entre fontes de energia elétrica

$$x_{(i(lb))}^{(1j)r} = x_{(i(1\bullet))}^{(1j)r} - \varphi_{(i)}^{(1j)r} (p_{(i(lb))}^{(1j)r} - \sum_{l \in S^*} (V(i, l, (1j), r) / V(i, 1\bullet, (1j), r)) (p_{(i(l))}^{(1j)r})))$$

$i = 1, \dots, c$ ;  $b = 1, \dots, q$ ;  $j = 1, \dots, h$ ;  $r = 1, \dots, R$

(A1.6) Demanda setorial (produção e investimento) por bens compostos e fatores primários

$$x_{(i\bullet)}^{(u)r} = \mu_{(i\bullet)}^{(u)r} z^{(u)r} + a_{(i)}^{(u)r} \quad \begin{array}{l} u = (kj) \text{ para } k = 1, 2 \text{ e } j = 1, \dots, h \\ \text{se } u = (1j) \text{ então } i = 1, \dots, g + 2 \\ \text{se } u = (2j) \text{ então } i = 1, \dots, g; \\ r = 1, \dots, R \end{array}$$

(A1.7) Demanda das famílias por bens compostos

$$V(i, \bullet, (3), r)(p_{(i\bullet)}^{(3)r} + x_{(i\bullet)}^{(3)r}) = \gamma_{(i)}^r P_{(i\bullet)}^{(3)r} Q^r(p_{(i\bullet)}^{(3)r} + x_{(i\bullet)}^{(3)r}) + \beta_{(i)}^r (C^r - \sum_{j \in G} \gamma_{(j)}^r P_{(i\bullet)}^{(3)r} Q^r(p_{(i\bullet)}^{(3)r} + x_{(i\bullet)}^{(3)r}))$$

$i = 1, \dots, g; r = 1, \dots, R$

(A1.8) Composição da produção pelos setores

$$x_{(i1)}^{(0j)r} = z^{(1j)r} + \sigma^{(0j)r} (p_{(i1)}^{(0)r} - \sum_{t \in G} (Y(t, j, r) / Y(\bullet, j, r)) p_{(i1)}^{(0)r})$$

$j = 1, \dots, h; i = 1, \dots, g; r = 1, \dots, R$

(A1.9) Impostos indiretos

$$t(\tau, i, s, (u)r) = f_{(\tau)} + f_{(\pi)} + f_{(\pi)}^{(u)} + f_{(\pi)}^{(u)r}, \quad \begin{array}{l} i = 1, \dots, g; \quad s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, q; \quad \tau = 1, \dots, t \\ (u) = (3), (4), (5), (6) \text{ e } (kj) \text{ para } k = 1, 2; \quad j = 1, \dots, h \\ r = 1, \dots, R \end{array}$$

(A1.10) Preços ao consumidor relacionados aos preços básicos, margens (custos de transporte) e impostos

$$V(i, s, (u), r) p_{(is)}^{(u)r} = (B(i, s, (u), r) + \sum_{\tau \in T} T(\tau, i, s, (u), r)) (p_{(is)}^{(0)} + t(\tau, i, s, (u), r)) + \sum_{m \in G} M(m, i, s, (u), r) p_{(m1)}^{(0)r}$$

$i = 1, \dots, g; (u) = (3), (4), (5), (6)$   
 $\text{e } (kj) \text{ para } k = 1, 2 \text{ e } j = 1, \dots, h; s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, q$   
 $r = 1, \dots, R$

(A1.11) Demanda externa (exportações) por bens domésticos

$$(x_{(is)}^{(4)r} - f_{(is)}^{(4)r}) = \eta_{(is)}^r (p_{(is)}^{(4)r} - e - \bar{f}_{(is)}^{(4)r}), \quad i = 1, \dots, g; \quad s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, q; \quad r = 1, \dots, R$$

(A1.12) Demanda dos governos regionais

$$x_{(is)}^{(5)r} = x_{(\bullet)}^{(3)r} + f_{(is)}^{(5)r} + \bar{f}^{(5)r} + f^{(6)r} \quad i = 1, \dots, g; \quad s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, q; \quad r = 1, \dots, R$$

(A1.13) Demanda do governo federal

$$x_{(is)}^{(6)r} = x_{(\bullet)}^{(3)r} + f_{(is)}^{(6)r} + \bar{f}^{(6)r} + f^{(6)r} \quad i = 1, \dots, g; \quad s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, q; \quad r = 1, \dots, R$$

(A1.14) Demanda por margens

$$x_{(m1)}^{(is)(u)r} = \theta_{(is)}^{(u)r} x_{(is)}^{(u)r} + a_{(m1)}^{(is)(u)r} \quad \begin{array}{l} m, i = 1, \dots, g; \\ (u) = (3), (4b) \text{ para } b = 1, \dots, r, (5) \text{ e } (kj) \text{ para } k = 1, 2; \\ j = 1, \dots, h; \quad s = 1b, 2 \text{ para } b = 1, \dots, r; \\ r = 1, \dots, R \end{array}$$

(A1.15) Demanda igual a oferta para bens domésticos

$$\sum_{j \in H} Y(l, j, r) x_{(l1)}^{(0j)r} = \sum_{u \in U} B(l, 1, (u), r) x_{(l1)}^{(u)r} + \sum_{i \in G} \sum_{s \in S} \sum_{u \in U} M(l, i, s, (u), r) x_{(l1)}^{(is)(u)r} \quad l = 1, \dots, g; \quad r = 1, \dots, R$$

(A1.16) Receita igual a custos dos setores

$$\sum_{l \in G} Y(l, j, r) (p_{(l1)}^{(0j)r} + a_{(l1)}^{(0j)r}) = \sum_{l \in G^*} \sum_{s \in S} V(l, s, (1j), r) (p_{(ls)}^{(1j)r}), \quad j = 1, \dots, h; \quad r = 1, \dots, R$$

(A1.17) Preço básico de bens importados

$$p_{(i(2))}^{(0)} = p_{(i(2))}^{(w)} - e + t_{(i(2))}^{(0)}, \quad i = 1, \dots, g$$

(A1.18) Custo de construção de unidades de capital para setores

$$V(\bullet, \bullet, (2j), r)(p_{(k)}^{(1j)r} - a_{(k)}^{(1j)r}) = \sum_{i \in G} \sum_{s \in S} V(i, s, (2j), r)(p_{(is)}^{(2j)r} + a_{(is)}^{(2j)r}), \quad j = 1, \dots, h; r = 1, \dots, R$$

(A1.19) Investimento

$$z^{(2j)r} = x_{(g+1,2)}^{(1j)r} + 100 f_{(k)}^{(2j)r}, \quad j = 1, \dots, h; r = 1, \dots, R$$

(A1.20) Estoque de capital em T + 1 – estática comparativa

$$x_{(g+1,2)}^{(1j)r}(1) = x_{(g+1,2)}^{(1j)r} \quad j = 1, \dots, h; r = 1, \dots, R$$

(A1.21) Definição da taxa de retorno ao capital

$$r_{(j)}^r = Q_{(j)}^r (p_{(g+1,2)}^{(1j)r} - p_{(k)}^{(1j)r}), \quad j = 1, \dots, h; r = 1, \dots, R$$

(A1.22) Relação entre crescimento do estoque de capital e taxas de retorno

$$r_{(j)}^r - \omega = \varepsilon_{(j)}^r (x_{(g+1,2)}^{(1j)r} - x_{(g+1,2)}^{(\bullet)r}) + f_{(k)}^r, \quad j = 1, \dots, h; r = 1, \dots, R$$

## VARIÁVEIS

Variável	Dimensão	Descrição
$x_{(is)}^{(u)r}$	(u) = (3), (4), (5), (6) e (kj) para k = 1, 2 e j = 1, ..., h; se (u) = (1j) então i = 1, ..., g + 2; se (u) = (1j) então i = 1, ..., g; s = 1b, 2 para b = 1, ..., q; e i = 1, ..., g e s = 1, 2, 3 for i = g + 1 r = 1, ..., R	Demanda do usuário (u) na região r pelo bem ou fator primário (is)
$p_{(is)}^{(u)r}$	(u) = (3), (4), (5), (6) e (kj) para k = 1, 2 e j = 1, ..., h; se (u) = (1j) então i = 1, ..., g + 2; se (u) ≠ (1j) então i = 1, ..., g; s = 1b, 2 para b = 1, ..., q; e i = 1, ..., g e s = 1, 2, 3 for i = g + 1 r = 1, ..., R	Preço pago pelo usuário (u) na região r pelo bem ou fator primário (is)
$x_{(i^*)}^{(u)r}$	(u) = (3) e (kj) para k = 1, 2 e j = 1, ..., h. se (u) = (1j) então i = 1, ..., g + 1; se (u) ≠ (1j) então i = 1, ..., g r = 1, ..., R	Demanda pelo usuário (u) na região r pelo bem composto ou fator primário composto i
$a_{(g+1,s)}^{(1j)r}$	j = 1, ..., h e s = 1, 2, 3 r = 1, ..., R	Mudança técnica para os fatores primários na região r
$a_{(i)}^{(u)r}$	i = 1, ..., g, (u) = (3) e (kj) para k = 1, 2 e j = 1, ..., h r = 1, ..., R	Mudança técnica relacionada ao uso do bem i pelo usuário (u) na região r
$C^r$		Gasto total das famílias na região r
$Q^r$		Número de famílias
$z^{(u)r}$	(u) = (kj) para k = 1, 2 e j = 1, ..., h r = 1, ..., R	Nível de atividade: produção e investimento correntes do setor na região r
$f q_{(is)}^{(4)r}$	i = 1, ..., g; s = 1b, 2 para b = 1, ..., q r = 1, ..., R	Termo de deslocamento na quantidade da demanda por exportações regionais
$f p_{(is)}^{(4)r}$	i = 1, ..., g; s = 1b, 2 para b = 1, ..., q r = 1, ..., R	Termo de deslocamento no preço da demanda por exportações regionais
$e$		Taxa de câmbio

Continua

Variável	Dimensão	Descrição
$x_{(m1)}^{(is)(u)r}$	$m, i = 1, \dots, g; s = 1b, 2$ para $b = 1, \dots, q$ $(u) = (3), (4), (5), (6)$ e $(kj)$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Demanda pelo bem (m1) para ser usado como margem para facilitar o fluxo de (is) para (u) na região r
$a_{(m1)}^{(is)(u)r}$	$m, i = 1, \dots, g; s = 1b, 2$ para $b = 1, \dots, q$ $(u) = (3), (4), (5), (6)$ e $(kj)$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Mudança técnica relacionada à demanda pelo bem (m1) para ser usado como margem para facilitar o fluxo de (is) para (u) na região r
$x_{(il)}^{(0j)r}$	$i = 1, \dots, g; j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Produção do bem doméstico i pelo setor j
$p_{(is)}^{(0)r}$	$i = 1, \dots, g; s = 1b, 2$ para $b = 1, \dots, q$ $r = 1, \dots, R$	Preço básico do bem i produzido em s na região r
$p_{(i(2))}^{(w)}$	$i = 1, \dots, g$	Preço CSE em dólar do bem importado i
$t_{(i(2))}^{(0)}$	$i = 1, \dots, g$	Poder da tarifa sobre o bem importado i
$t(\tau, i, s, (u)r)$	$i = 1, \dots, g; \tau = 1, \dots, t;$ $s = 1b, 2$ para $b = 1, \dots, q$ $(u) = (3), (4), (5), (6)$ e $(kj)$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Poder do imposto $\tau$ sobre vendas do bem (is) para o usuário (u) na região r
$f_{(k)}^{(2j)r}$	$j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na acumulação de capital do setor j na região r
$f_{(k)}^r$	$r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na acumulação de capital na região r
$x_{(g+1,2)}^{(1j)r} (1)$	$j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Estoque de capital em T+1 no setor j na região r
$p_{(k)}^{(1j)r}$	$j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Custo de construção de uma unidade de capital no setor j na região r
$f_{(\tau)}$	$\tau = 1, \dots, t$	Termo de deslocamento no imposto indireto $\tau$ , em pontos percentuais

Continuação

Variável	Dimensão	Descrição
$f_{(\bar{a})}$	$\tau = 1, \dots, t; i = 1, \dots, g$	Termo de deslocamento no imposto indireto $\tau$ sobre o bem $i$ , em pontos percentuais
$f_{(\bar{a})}^{(u)}$	$\tau = 1, \dots, t;$ $(u) = (3), (4), (5), (6)$ e $(kj)$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h$	Termo de deslocamento no imposto indireto $\tau$ sobre o bem $i$ para o usuário $(u)$ , em pontos percentuais
$f_{(\bar{a})}^{(u)r}$	$\tau = 1, \dots, t;$ $(u) = (3), (4), (5), (6)$ e $(kj)$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento no imposto indireto $\tau$ sobre o bem $i$ para o usuário $(u)$ na região $r$ , em pontos percentuais
$f_{(is)}^{(5)r}$	$i = 1, \dots, g; s = 1b, 2$ para $b = 1, \dots, q$ $r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na demanda dos governos regionais pelo bem $(is)$ na região $r$
$f^{(5)r}$	$r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na demanda dos governos regionais na região $r$
$f^{(5)}$		Termo de deslocamento na demanda dos governos regionais
$f_{(is)}^{(6)r}$	$i = 1, \dots, g; s = 1b, 2$ for $b = 1, \dots, q$ $r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na demanda do governo federal pelo bem $(is)$ na região $r$
$f^{(6)r}$	$r = 1, \dots, R$	Termo de deslocamento na demanda do governo federal na região $r$
$f^{(6)}$		Termo de deslocamento na demanda do governo federal
$\omega$		Taxa de retorno sobre o capital (curto prazo)
$r_{(j)}^r$	$j = 1, \dots, h$ $r = 1, \dots, R$	Taxa de retorno do setor $j$ na região $r$

## PARÂMETROS, COEFICIENTES E CONJUNTOS

Símbolo	Descrição
$\sigma_{(i)}^{(u)r}$	Parâmetro: elasticidade de substituição entre origens alternativas do bem ou fator i para o usuário (u) na região r
$\sigma^{(0j)r}$	Parâmetro: elasticidade de transformação entre a produção de diferentes bens no setor j na região r
$\phi_{(i)}^{(1j)r}$	Parâmetro: elasticidade de substituição entre fontes de energia i para o usuário (1j) na região r
$\varphi_{(i)}^{(1j)r}$	Parâmetro: elasticidade de substituição entre fontes de energia elétrica i para o usuário (1j) na região r
$\beta_{(i)}^r$	Parâmetro: participação orçamentária marginal no sistema linear de gastos para o bem i na região r
$\gamma_{(i)}^r$	Parâmetro: parâmetro de subsistência no sistema linear de gastos para o bem i na região r
$\varepsilon_{(j)}^r$	Parâmetro: sensibilidade do crescimento do estoque de capital às taxas de retorno no setor j na região r
$\eta_{(is)}^r$	Parâmetro: elasticidade de demanda por exportação para o bem i na região r
$\theta_{(is)}^{(u)r}$	Parâmetro: economias de escala no transporte do bem (is) para o usuário (u) na região r
$\mu_{(i\bullet)}^{(u)r}$	Parâmetro: retornos de escala aos fatores primários (i = g + 1 e u = 1j); caso contrário, $\mu_{(i\bullet)}^{(u)r} = 1$
$B(i, s, (u), r)$	Fluxo de insumo-produto: valor básico de (is) utilizado por (u) na região r
$M(m, i, s, (u), r)$	Fluxo de insumo-produto: valor básico do bem doméstico m utilizado como margem para facilitar o fluxo de (is) para o usuário (u) na região r
$T(\tau, i, s, (u), r)$	Fluxo de insumo-produto: impostos $\tau$ sobre as vendas de (is) para o usuário (u) na região r
$V(i, s, (u), r)$	Fluxo de insumo-produto: valor total de compra do bem ou fator (is) utilizado por (u) na região r
$Y(i, j, r)$	Fluxo de insumo-produto: valor básico da produção do bem doméstico i produzido pelo setor j na região r
$Q_{(j)}^r$	Coefficiente: razão entre retorno bruto e retorno líquido do capital
$G$	Conjunto: {1,2, ..., g}, g é o número de bens compostos

Continua

Continuação

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>
$G^*$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, g + 1\}$ , $g + 1$ é o número de bens compostos e fatores primários
$E$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, e\}$ , $g$ é o número de bens energéticos
$C$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, c\}$ , $g$ é o número de fontes de geração de energia elétrica
$H$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, h\}$ , $h$ é o número de setores
$U$	Conjunto: $\{(3), (4), (5), (6), (k j)\}$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h\}$
$U^*$	Conjunto: $\{(3), (k j)\}$ para $k = 1, 2$ e $j = 1, \dots, h\}$
$S$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, r + 1\}$ , $r + 1$ é o número de regiões (incluindo resto do mundo)
$S^*$	Conjunto: $\{1, 2, \dots, r\}$ , $r$ é o número de regiões domésticas
$T$	Conjunto: $\{1, \dots, t\}$ , $t$ é o número de impostos indiretos

## Apêndice 2 Função de produção Cresh

A função CRESH é definida como:

$$\sum_{i=1}^n \left( \frac{x_i}{Y} \right) \frac{D_i}{d_i} = \kappa \quad (\text{A2.1})$$

Em (A2.1),  $Y$  representa o produto e  $x_i$ , com  $i=1, \dots, n$ , representa os insumos ou produtos de diferentes tecnologias no vetor tecnológico.  $D_i$ ,  $d_i$  e  $\kappa$  são parâmetros, com  $D_i > 0$  e  $d_i < 1$  e  $\neq 0$ . Os  $D_i$ s e  $\kappa$  são normalizados de maneira que  $\sum_{i=1}^n D_i = 1$ .

Uma propriedade da função de produção CRESH é que os insumos mantêm uma razão constante, enquanto as elasticidades de substituição variam com o padrão de uso dos insumos. Além disso, a atração da função CRESH é que as elasticidades de substituição entre os pares de insumos podem diferir.

A indústria de energia elétrica escolhe tecnologias para minimizar custos de produção, tendo os preços dos insumos como dados. A solução de um problema de minimização de custos sujeito a uma função de produção CRESH resulta na seguinte equação de demanda linearizada [Dixon *et al.* (1980)]:

$$x_{i,j}^r = tx_j^r - \sigma_{i,j} (p_{i,j}^r - tp_j^r) \quad (\text{A2.2})$$

Na equação (A2.2),  $x_{i,j}^r$  é a taxa de crescimento do produto proveniente da tecnologia  $i$  usada na indústria  $j$  na região  $r$ ;  $tx_j^r$  é a taxa de crescimento do produto proveniente do vetor tecnológico na indústria  $j$  na região  $r$ ;  $\sigma_{i,j}$  é o parâmetro de elasticidade de substituição da função CRESH para a tecnologia  $i$  usada na indústria  $j$ ;  $p_{i,j}^r$  é a taxa de crescimento do preços do produto fabricado pela tecnologia  $i$ , usado na indústria  $j$  e na região  $r$ ; e  $tp_j^r$  é a taxa de crescimento do preço do vetor tecnológico da indústria  $j$  na região  $r$ .

De forma similar à função de produção CES, a equação (A2.2) pode ser decomposta em efeitos: substituição e expansão. No entanto, existem três diferenças em relação à função CES: a substituição ocorre entre diferentes tecnologias, em vez de insumos; as elasticidades de substituição entre diferentes tecnologias podem diferir, em vez de serem constantes; e, por fim, o efeito expansão é representado por uma soma de participações ponderadas dos produtos provenientes de diferentes tecnologias, em vez de um único produto.

O efeito expansão é dado pela taxa de crescimento do produto industrial  $tx_j^r$ , que é obtida com base na taxa de crescimento da participação ponderada do produto proveniente de diferentes tecnologias, como segue:

$$tx_j^r = \sum_i S_{i,j}^r * x_{i,j}^r \quad (\text{A2.3})$$

Em (A2.3),  $S_{i,j}^r$  é a participação do produto proveniente da tecnologia  $i$  no produto da indústria  $j$ . Por outro lado, o efeito substituição depende da taxa de crescimento nos custos de tecnologias alternativas e das elasticidades de substituição relevantes. A taxa de crescimento no preço de uma determinada tecnologia,  $p_{i,j}^r$ , é a participação ponderada das taxas de crescimento dos preços de todos os insumos usados pela tecnologia, como segue:

$$p_{i,j}^r = \sum_k S_{i,k,j}^r * pc_{i,k,j}^r \quad (\text{A2.4})$$

O termo  $S_{i,k,j}^r$  é a participação do produto  $k$  no total dos custos dos insumos usados na tecnologia  $i$  na indústria  $j$  na região  $r$ , e  $pc_{i,k,j}^r$  é a taxa de crescimento do preço do produto  $k$  usado na tecnologia  $i$  na indústria  $j$  na região  $r$ .

A taxa de crescimento nos preços  $tp_j^r$  é definida como:

$$tp_j^r = \sum_k ST_{k,j}^r * p_{i,j}^r \quad (\text{A2.5})$$

$ST_{k,j}^r$  é a participação da tecnologia  $k$  no total dos custos dos insumos de todas as tecnologias usadas pela indústria  $j$  na região  $r$  e é calculada por:

$$ST_{k,j}^r = (\sigma_{k,j} * ST_{l,j}^r) / (\sigma_{l,j} * p_{i,j}^r) \quad (A2.6)$$

Esta se refere à participação do valor ponderado do parâmetro da função CRESH, refletindo os movimentos de participação ponderada nos preços das diferentes tecnologias usadas pela indústria. Esses preços refletem os movimentos nos custos dos insumos, conforme (A2.4).

Finalmente, quanto maior for o valor do parâmetro da função CRESH,  $\sigma_{l,j}$ , maior a resposta da taxa de crescimento no produto para uma determinada tecnologia. A elasticidade de substituição de Allen entre as tecnologias  $i$  e  $k$  na indústria  $j$  na região  $r$  é calculada por:

$$\frac{\sigma_{i,j} * \sigma_{k,j}}{\sum_l ST_{k,j}^r * \sigma_{l,j}} \quad (A2.7)$$

### Apêndice 3 Método de Solução Computacional de Johansen

Assuma, tomando o vetor de equilíbrio  $Z$ , de extensão  $n$ , representando o número de variáveis, satisfazendo um sistema de  $m$  equações  $F(Z)=0$ , que a solução do modelo é descrita como um sistema de equações da forma:

$$Y=G(X) \quad (A3.1)$$

No sistema de equações (A3.1),  $Y$  é o subvetor  $(m \times n)$  de  $Z$  formado pelas variáveis endógenas, e  $X$  é o subvetor  $(m - n) \times 1$  de variáveis exógenas. Assumindo  $G$  como um vetor de  $m$  funções diferenciáveis, pode-se reescrever  $F(Z)=0$  como:

$$F(X, G(X)) = 0, \forall X \subset R^{(m-n)} \quad (A3.2)$$

Desse modo, o problema passa a ser o de computar:

$$\Delta Y = G(X_F) - G(X_I) \quad (A3.3)$$

Os  $X_I$  e  $X_F$  são os valores iniciais e finais, respectivamente, das variáveis exógenas, e  $\Delta Y$  é a mudança nas variáveis endógenas causadas pela mudança em  $X$ , de  $X_I$  para  $X_F$ . O problema prévio à computação é a especificação das condições de existência das funções  $G$  sobre o subconjunto  $R(m-n)$ .

Para obter a existência de uma solução, assumo o vetor  $Z^* = (X_p, Y_p)$  satisfazendo  $F(Z)=0$ , de forma que:

$$F(Z^*) = 0 \quad (A3.4)$$

Pelo teorema da função implícita, a existência de um único vetor de funções  $G$  passando por  $(X_p, Y_p)$  é assegurada em uma vizinhança de  $X_p$  somente se:

$$\det\{(F_Y(X_p, Y_p))\} \neq 0 \quad (\text{A3.5})$$

Em (A3.5)  $F_Y$  é uma matriz  $(m \times m)$  de derivadas parciais de primeira ordem de  $F$  com relação aos componentes de  $Y$ .

No modelo inter-regional, o vetor  $Z^*$  é formado por parâmetros estruturais obtidos de uma matriz inter-regional de insumo-produto do período-base e por parâmetros comportamentais (elasticidades). Adotando a suposição de que os preços básicos para mercadorias, fatores primários e outros custos são iguais à unidade, os fluxos de insumo-produto básicos podem ser “lidos” como fluxos de quantidades. Por meio das propriedades de equilíbrio das tabelas de insumo-produto, os fluxos de quantidades satisfazem às condições de *market clearing*, e o valor da produção em cada indústria é igual ao valor do produto.

No caso de  $F$  ser um sistema de equações não lineares muito grande e a função  $G$  existir na vizinhança de  $G$ , a derivação de uma forma explícita para  $G$  é bastante impraticável. Isso impõe alguns limites sobre o tamanho dos modelos. No entanto, é possível obter uma fórmula computacional para  $G_X(X)$ , que é a matriz de derivadas parciais de primeira ordem de dimensão  $m \times (n - m)$ . Derivando (A3.4), segue que na vizinhança  $S$  de  $X_p$

$$G_X = -F_Y^{-1}(X, G(X))F_X(X, G(X)), \forall X \in S \quad (\text{A3.6})$$

Se  $F$  atender à condição (A3.5), a inversa relevante  $-F_Y^{-1}$  existirá, e o lado direito de (A3.6) será a matriz  $m \times (n - m)$  de primeiras derivadas parciais de  $F$ , avaliada nos valores iniciais das variáveis de  $Z^*$  do modelo. Logo, (A3.6) pode ser reescrito como:

$$G_X(X_p) = B(Z^*) \quad (\text{A3.7})$$

Por (A3.1), a equação (A3.7) sugere uma solução do modelo por meio da aproximação dos valores de  $G_X(X_I)$  para  $\Delta Y$ , ou seja,

$$\Delta Y \cong B(Z^*)\Delta X \quad (\text{A3.8})$$

Esta aproximação envolve a omissão de um termo de erro quadrático em  $\Delta X$ .

Tome agora uma matriz  $A(Z)$  de funções diferenciáveis de  $Z$ , com dimensão  $m \times n$ , satisfazendo  $F(Z)=0$ , e as submatrizes  $A_1$  e  $A_2$  de  $A(Z)$  como sendo partições que representam a divisão de  $Z$  entre variáveis endógenas e exógenas, respectivamente.  $A_1(Z^*)$  pode ser invertida e pós-multiplicada por  $A_2(Z^*)$ . Utilizando essas duas matrizes, pode-se reescrever (A3.7) como:

$$G_X(X_I) = -\hat{Y} - A_1^{-1}(Z^*)A_2(Z^*)\hat{X}^{-1} \quad (\text{A3.9})$$

Desse modo, na forma de mudança percentual, (A3.8) se torna:

$$y \cong -A_1^{-1}(Z^*)A_2(Z^*)x \quad (\text{A3.10})$$

em (A3.10),  $y = \hat{Y}^{-1} \Delta Y$  e  $x = \hat{X}^{-1}$ . Essa equação representa o método de solução clássico popularizado por Johansen (1960). O termo  $-A_1^{-1}(Z^*)A_2(Z^*)$  representa as elasticidades das variáveis endógenas em relação às variáveis exógenas.

Como  $B(Z^*)$  em (A3.8) é uma matriz de derivadas parciais de  $F$ , a solução anterior representa uma aproximação da verdadeira solução. Pelo fato de a aproximação envolver a omissão de um termo quadrático em  $\Delta X$ , as mudanças na matriz de derivadas (ou elasticidades),  $B(Z^*)$ , geram erros à medida que  $Z$  se move para longe de  $Z^*$ . Estes são chamados de “erros de linearização” das equações do modelo, os quais conduzem a erros entre a solução compu-

tacional do modelo e a verdadeira solução, derivada de qualquer mudança no conjunto de variáveis exógenas.

A solução para isso parte do princípio de que o problema de encontrar valores para  $\Delta Y$  em (A3.8) refere-se a um problema de fornecer uma solução numérica para esse valor inicial. A abordagem mais conhecida para problemas de solução numérica como este é o método de Euler, que consiste em dividir a matriz  $A_2(Z^*)$  em  $n$  partes iguais e realizar a seguinte computação:

$$\Delta Y_n = \sum_{q=0}^{n-1} \frac{1}{n} B \left( X_I + \frac{q}{n} \Delta X, Y_I + \sum_{r=0}^{q-1} \Delta Y_n^r \right) \Delta X, \text{ para } q=1, \dots, n-1 \quad (\text{A3.11})$$

De acordo com a equação (A3.11), à medida que  $Z$  se move, é realizado um recálculo de  $G_X(X)$ , em vez de simplesmente fazer cálculos sobre o valor inicial no ponto  $X_I$ . Como  $G(X)$  é desconhecido, exceto no ponto em que  $X = X_I$  a reavaliação fornece somente uma aproximação para  $G_X(X)$ . Desse modo,

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \Delta Y_n = G(X_F) - G(X_I) \quad (\text{A3.10})$$

Isso significa que, à medida que  $n$  aproxima-se do infinito, o método de Euler fornece a solução quase exata do modelo. O método ficou conhecido na literatura como Método Johansen/Euler. A experiência com os modelos ORANI e MONASH mostrou que o método produz soluções altamente precisas. O software GEMPACK fornece, além do método de Johansen/Euler, outros métodos semelhantes. No entanto, quando o Método Johansen/Euler é combinado com uma técnica de extrapolação, geralmente produz resultados mais satisfatórios [Harrison e Person (1996)]. Cabe ressaltar ainda que a literatura de “Economia Computacional” também abrange outros métodos de solução numérica [Judge (1998)].

## Apêndice 4 Intensidade de energia elétrica no Brasil, por setores (S1-S30) e unidades da federação, 2004

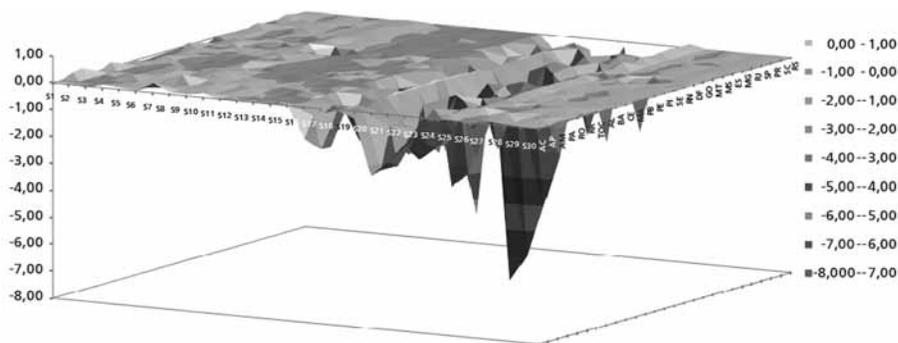
Setores	AC	AP	AM	PA	RO	RR	TO	AL	BA	CE	MA	PB
S1	0.018	0.014	0.009	0.015	0.038	0.019	0.024	0.076	0.081	0.147	0.021	0.100
S2	0.021	0.021	0.021	0.085	0.021	0.021	0.021	0.004	0.174	0.046	0.021	0.010
S3	0.162	0.017	0.003	0.151	0.142	0.249	0.184	0.076	1.375	0.159	0.335	0.297
S4	0.059	0.311	0.022	0.055	0.056	0.050	0.040	0.042	0.077	0.064	0.052	0.109
S5	0.742	0.153	0.166	0.126	0.070	0.213	0.011	0.484	0.184	0.274	0.206	0.357
S6	0.105	0.036	0.118	0.118	0.001	0.192	0.192	0.013	0.100	0.152	0.192	0.221
S7	0.013	0.013	0.001	0.024	0.007	0.013	0.013	0.003	0.000	0.002	0.001	0.015
S8	0.018	0.018	0.001	0.026	0.006	0.018	0.018	0.004	0.000	0.002	0.002	0.018
S9	0.279	0.003	0.292	0.092	0.099	0.051	0.047	0.729	0.129	0.136	0.014	0.299
S10	0.774	0.446	0.169	0.355	0.536	0.516	0.362	0.455	0.425	0.409	0.666	0.393
S11	0.831	0.437	0.134	0.353	0.544	0.545	0.322	0.409	0.371	0.362	0.597	0.351
S12	0.196	0.130	0.007	0.966	0.037	0.339	0.025	0.052	0.587	0.503	2.596	0.011
S13	0.493	0.346	0.024	2.482	0.093	0.958	0.064	0.126	1.376	1.182	5.559	0.027
S14	0.188	0.068	0.018	0.067	0.157	0.167	0.132	0.039	0.035	0.121	0.004	0.057
S15	0.204	0.041	0.025	0.119	0.186	0.093	0.079	0.376	0.185	0.046	0.546	0.066
S16	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S17	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S18	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S19	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S20	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S21	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S22	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
S23	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
S24	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
S25	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
S26	0.001	0.000	0.008	0.001	0.001	0.004	0.009	0.002	0.003	0.003	0.005	0.004
S27	0.057	0.056	0.063	0.058	0.058	0.072	0.053	0.059	0.049	0.052	0.060	0.060
S28	0.010	0.008	0.005	0.006	0.010	0.014	0.012	0.008	0.008	0.009	0.004	0.011
S29	0.057	0.056	0.063	0.058	0.058	0.072	0.053	0.059	0.049	0.052	0.060	0.060
S30	0.056	0.062	0.089	0.091	0.058	0.053	0.089	0.092	0.100	0.089	0.082	0.082

Fonte: Elaboração própria, com base no banco de dados do modelo ENERGY-BR e em dados de consumo setorial de energia elétrica fornecidos pela Aneel (2008).

	PE	PI	SE	RN	DF	GO	MT	MS	ES	MG	RJ	SP	PR	SC	RS
	0.155	0.048	0.108	0.216	0.159	0.062	0.018	0.037	0.098	0.083	0.178	0.089	0.055	0.100	0.089
	0.021	0.021	0.126	0.134	0.021	0.021	0.021	0.021	0.012	1.167	0.001	0.001	0.002	0.000	0.021
	0.082	0.117	0.633	0.104	0.001	0.209	0.478	0.077	0.622	0.215	0.017	0.481	0.730	0.157	0.687
	0.068	0.037	0.188	0.082	0.071	0.056	0.037	0.054	0.045	0.067	0.061	0.061	0.077	0.088	0.074
	0.369	0.213	0.499	0.338	0.016	0.174	0.697	0.085	0.073	0.208	0.142	0.204	0.215	0.177	0.100
	0.382	0.078	0.433	0.175	0.079	0.124	0.100	0.236	0.018	0.174	0.210	0.175	0.342	0.237	0.144
	0.013	0.021	0.000	0.018	0.013	0.027	0.008	0.031	0.000	0.029	0.011	0.011	0.016	0.011	0.034
	0.018	0.021	0.000	0.024	0.073	0.036	0.010	0.062	0.006	0.036	0.015	0.016	0.022	0.014	0.035
	0.232	0.080	0.399	0.354	0.037	0.099	0.150	0.136	0.358	0.336	0.078	0.094	0.117	0.260	0.073
	0.273	0.557	1.344	0.379	0.531	1.138	0.591	0.910	0.154	0.289	0.271	0.345	0.241	0.227	0.181
	0.260	0.512	0.500	0.324	0.446	1.018	0.512	0.791	0.165	0.267	0.251	0.299	0.213	0.203	0.162
	0.224	0.193	0.026	0.132	0.009	1.323	0.054	0.849	0.316	0.285	0.199	0.209	0.261	0.219	0.207
	0.524	0.475	0.063	0.319	0.022	3.322	0.136	2.166	1.012	0.725	0.509	0.539	0.649	0.546	0.515
	0.015	0.001	0.012	0.014	0.003	0.006	0.060	0.001	0.010	0.054	0.030	0.062	0.040	0.112	0.055
	0.131	0.115	0.091	0.061	0.016	0.142	0.113	0.308	0.045	0.051	0.091	0.055	0.080	0.048	0.055
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020	0.020
	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	0.005	0.002	0.002	0.004	0.003	0.000	0.007	0.003	0.004	0.007	0.005	0.006	0.011	0.019	0.011
	0.057	0.055	0.053	0.065	0.029	0.043	0.052	0.054	0.057	0.039	0.048	0.039	0.044	0.048	0.043
	0.009	0.008	0.006	0.007	0.006	0.006	0.010	0.008	0.004	0.005	0.008	0.006	0.005	0.006	0.006
	0.057	0.055	0.053	0.065	0.029	0.043	0.052	0.054	0.057	0.039	0.048	0.039	0.044	0.048	0.043
	0.088	0.092	0.101	0.093	0.014	0.115	0.093	0.097	0.090	0.096	0.075	0.122	0.109	0.096	0.074

## Apêndice 5 Variação nas taxas de retorno

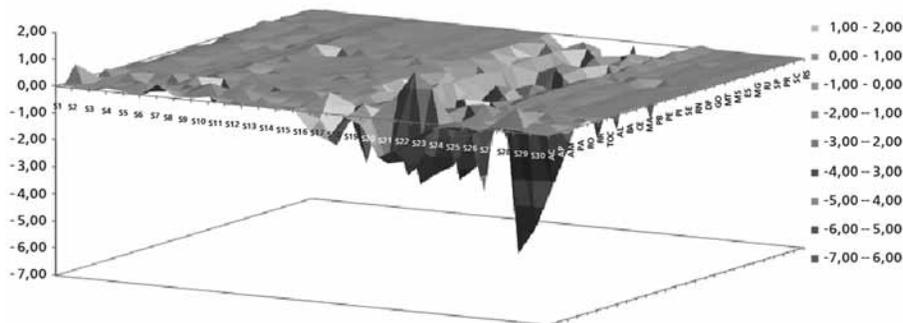
**Figura 1** Variação nas taxas de retorno sobre o capital, setoriais e regionais, referente à Simulação 1 (variação %)



Fonte: Elaboração própria.

Nota: S1-S30 refere-se aos setores do modelo ENERGY-BR

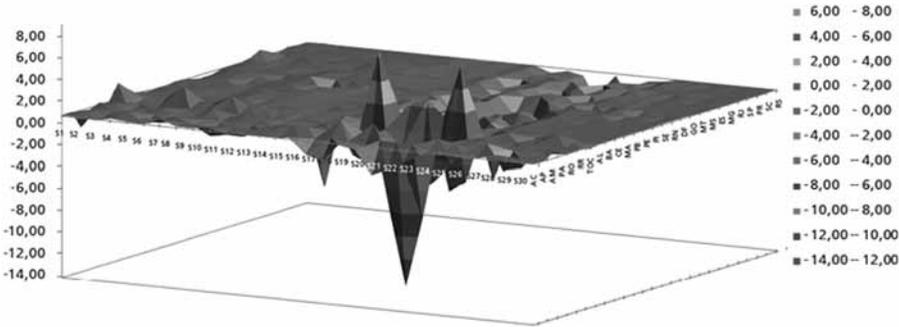
**Figura 2** Variação nas taxas de retorno sobre o capital, setoriais e regionais, referente à Simulação 2 (variação %)



Fonte: Elaboração própria.

Nota: S1-S30 refere-se aos setores do modelo ENERGY-BR

**Figura 3** Variação nas taxas de retorno sobre o capital, setoriais e regionais, referente à Simulação 3 (variação %)



Fonte: Elaboração própria.

Nota: S1-S30 refere-se aos setores do modelo ENERGY-BR.



## **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.





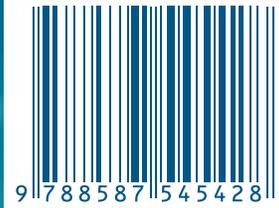
Editado pelo Departamento de Divulgação  
Junho – 2012



Ministério do  
Desenvolvimento, Indústria  
e Comércio Exterior

GOVERNO FEDERAL  
**BRASIL**  
PAÍS RICO E PAÍS SEM POBREZA

ISBN: 978-85-87545-42-8



9 788587 545428