

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS PARA A SUSTENTABILIDADE
CAMPUS DE SOROCABA
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS

DIEGO FERREIRA

**PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO:
SIMULAÇÕES ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE MODELOS ECONÔMICOS E
DE INSUMO-PRODUTO.**

Sorocaba
2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS PARA A SUSTENTABILIDADE
CAMPUS DE SOROCABA
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS ECONÔMICAS

DIEGO FERREIRA

**PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO:
SIMULAÇÕES ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE MODELOS ECONÔMICOS E
DE INSUMO-PRODUTO.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Centro de Ciências e Tecnologias para a Sustentabilidade da Universidade Federal de São Carlos, *campus* Sorocaba, para obtenção do título de bacharel em Ciências Econômicas.

Orientação: Prof^ª. Dr^ª. Maria Aparecida Silva Oliveira

Sorocaba
2011

Ficha catalográfica

Ferreira, Diego

Previsão do Consumo de Energia Elétrica Brasileiro: simulações através da integração de modelos econométricos e de insumo-produto. / Diego Ferreira. -- Sorocaba, 2011

97 f. : il. ; 29,7 cm

Trabalho de Conclusão do Curso de Bacharelado em Ciências Econômicas - UFSCar, *Campus Sorocaba*, 2011.

Orientador: Maria Aparecida Silva Oliveira

Banca examinadora: Mariusa Momenti Pitelli, Andreza Aparecida Palma

Bibliografia

1. Energia Elétrica. 2. Previsão. 3. Modelo EC+IP. I. Título. II. Sorocaba-Universidade Federal de São Carlos.

CDD 330

DIEGO FERREIRA

**PREVISÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO:
SIMULAÇÕES ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE MODELOS ECONÔMETRICOS E
DE INSUMO-PRODUTO.**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Centro de Ciências e Tecnologias para a Sustentabilidade da Universidade Federal de São Carlos, *campus* Sorocaba, para obtenção do título de bacharel em Ciências Econômicas.

Universidade Federal de São Carlos. Sorocaba, 23 de dezembro de 2011.

Orientadora:

Prof^a. Dr^a. Maria Aparecida Silva Oliveira
Universidade Federal de São Carlos

Examinadora:

Prof^a. Dr^a. Mariusa Momenti Pitelli
Universidade Federal de São Carlos

Examinadora:

Prof^a. MSc^a. Andreza Aparecida Palma
Universidade Federal de São Carlos

DEDICATÓRIA

À Maria Aparecida Ramos, a pessoa a quem mais admiro no mundo.

AGRADECIMENTOS

À minha mãe, Maria Aparecida Ramos, e minha irmã, Mariana Sarai Martins Ferreira, por toda compreensão, carinho e apoio dados a mim durante toda minha vida, principalmente pela confiança depositada em meu sucesso.

À Prof^ª. Dr^ª. Maria Aparecida Silva Oliveira, pela excelente orientação, dedicação, incentivo e apoio durante todo o período de desenvolvimento deste e outros trabalhos. Sobretudo, agradeço também pelas valiosas lições que com ela tive a oportunidade de aprender durante a graduação como aluno, monitor e orientado. Foram três anos e meio de ótimas lembranças e muito trabalho, que levarei comigo por toda minha vida.

À Prof^ª. MSc^a. Andreza Aparecida Palma, que apesar do curto tempo de contato, proporcionou a ajuda necessária para o desenvolvimento do componente econométrico utilizado no presente trabalho, além de inesquecíveis momentos de descontração.

À Prof^ª. Dr^ª. Mariusa Momenti Pitelli, integrante de minha banca, por prontamente aceitar o convite de participação, bem como pelos conselhos que indiretamente auxiliaram a realização do presente trabalho e por toda atenção com que sempre prontamente me atendeu.

Ao Prof. Dr. Adelson Martins Figueiredo, por todos os momentos em que atendeu-me nos momentos de desespero para esclarecimentos e auxílio, bem como os diversos conselhos dados tanto para a realização do presente trabalho quanto para meu desenvolvimento acadêmico.

Ao corpo docente da Universidade Federal de São Carlos, junto ao curso de Ciências Econômicas, por todos os conhecimentos transmitidos que permitiram, direta ou indiretamente, o desenvolvimento do presente trabalho.

Agradeço também ao Programa Integrado de Apoio ao Docente Recém-Doutor (PIADR/UFSCar), pela bolsa de iniciação científica concedida durante doze meses, com renovação por doze meses.

Por fim, aos grandes amigos que me acompanharam durante esta parte de minha jornada acadêmica, em especial, às *minhas meninas* Camila Castro, Camila Vilaça, Camila Rossi, Carina Carrijo, Isabela Cirigliano, Joyce Tonolli, Maira Forti, Priscila Maeda, Tatiane Rosa e Raysa Amorim.

RESUMO

FERREIRA, Diego. *Previsão do Consumo de Energia Elétrica Brasileiro: simulações através da integração de modelos econométricos e de insumo-produto*. 2011. 97 f. Trabalho de Conclusão e Curso (Graduação em Ciências Econômicas) – Centro de Ciências e Tecnologias para Sustentabilidade, Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, 2011.

A infraestrutura é considerada elemento de suporte às atividades econômicas, de forma que a energia elétrica se configura como insumo fundamental para o processo produtivo nacional. A crise energética de 2001, cujos efeito principal foi a redução da atividade econômica brasileira, revelou a fragilidade do setor elétrico nacional, de forma que análises acerca do comportamento futuro da demanda por eletricidade tornou-se vital para evitar estrangulamentos. Desta forma, as previsões acerca do consumo setorial e total de energia elétrica realizadas no presente trabalho inserem-se como elementos adicionais aos formuladores de políticas de desenvolvimento do setor. Para sua realização, utilizou-se da abordagem integrada de modelos de econometria de séries temporais e de insumo-produto (Modelo EC+IP), considerada superior a utilização dos modelos de forma isolada e completar às análises de equilíbrio geral computável. Observou-se que nos quatro cenários construídos para simulação do comportamento futuro da economia brasileira, a trajetória de crescimento dos agregados macroeconômicos é ascendente, bem como o consumo de eletricidade, fato que corrobora a relação positiva entre crescimento da produção e utilização de energia elétrica. Verificou-se também que choques de apreciação cambial correspondem a um aumento temporário na taxa de crescimento do consumo de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Previsão. Modelo EC+IP.

ABSTRACT

The infrastructure is considered a support element to economic activities, so that electricity is configured as a key input to the national production process. The energy crisis of 2001, whose main effect was the reduction of Brazilian economic activity, revealed the fragility of the electric sector, therefore analysis about the future behavior of electricity demand became vital to avoid supply shortage. Thus, forecastings about sectorial and total electricity consumption developed in this study can be used as additional element to policies for the sector. For its realization, an integrated approach of time series econometric models and input-output models (EC+IO Model) was chosen, which is considered superior to the isolated use of each model and complementary to the computable general equilibrium analysis. It was observed that, despite the four scenarios built to simulate the Brazilian economy future behavior, the growth path of the macroeconomic aggregates is ascendant as well as the electricity consumption, a fact which confirms the positive relation between production growth and the electricity use. It was also found that currency appreciation shocks develop only temporary increases in the electricity consumption growth rate.

Key words: Electricity. Forecasting. EC+IO Model.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	08
1.1 OBJETIVO.....	10
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO.....	11
2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	12
2.1 EVOLUÇÃO DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA.....	12
2.2 DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	19
2.3 OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	23
3 METODOLOGIA E BASE DE DADOS	27
3.1 METODOLOGIA DE INSUMO-PRODUTO.....	27
3.2 MODELO ECONOMÉTRICO.....	30
3.2.1 Processo Estocástico e Estacionariedade	31
3.2.2 Teste de Raiz Unitária	32
3.2.3 Teste de Co-Integração	34
3.2.4 Determinação do Método de Estimação	37
3.3 ABORDAGEM ECONOMÉTRICA INTEGRADA A DE INSUMO-PRODUTO.....	38
3.3.1 Caracterização do Processo de Integração EC+IP	38
3.3.2 Determinação da Estratégia de Integração	40
3.4 MODELO MACROECONÔMICO PARA DEMANDA FINAL.....	41
3.5 CENÁRIOS.....	44
3.6 ESTRUTURA DO MÓDULO ENERGÉTICO.....	48
3.7 FONTE E TRATAMENTO DE DADOS.....	49
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	51
4.1 ANÁLISE GRÁFICA DAS VARIÁVEIS.....	51
4.2 TESTE DE RAIZ UNITÁRIA.....	53
4.3 TESTE DE CO-INTEGRAÇÃO.....	54
4.4 ESTIMAÇÃO DO MODELO VETORIAL DE CORREÇÃO DE ERROS.....	56
4.5 PREVISÃO DOS COMPONENTES DA DEMANDA FINAL.....	59
4.6 PREVISÃO DO CONSUMO SETORIAL E TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA.....	62
5 CONCLUSÃO	70
REFERÊNCIAS	72
APÊNDICE	76

1 INTRODUÇÃO

A infraestrutura é tida como um conjunto de equipamentos e instalações responsáveis por dar suporte às atividades econômicas, sendo responsável por gerar externalidades positivas à produção. Nesse sentido, a energia é um dos insumos essenciais para a continuidade do processo produtivo, sendo considerado, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (2010), um fator determinante para o desenvolvimento socio-econômico de uma nação, ou seja, problemas relacionados a provisão de energia podem acarretar na interrupção da produção nacional e do crescimento econômico.

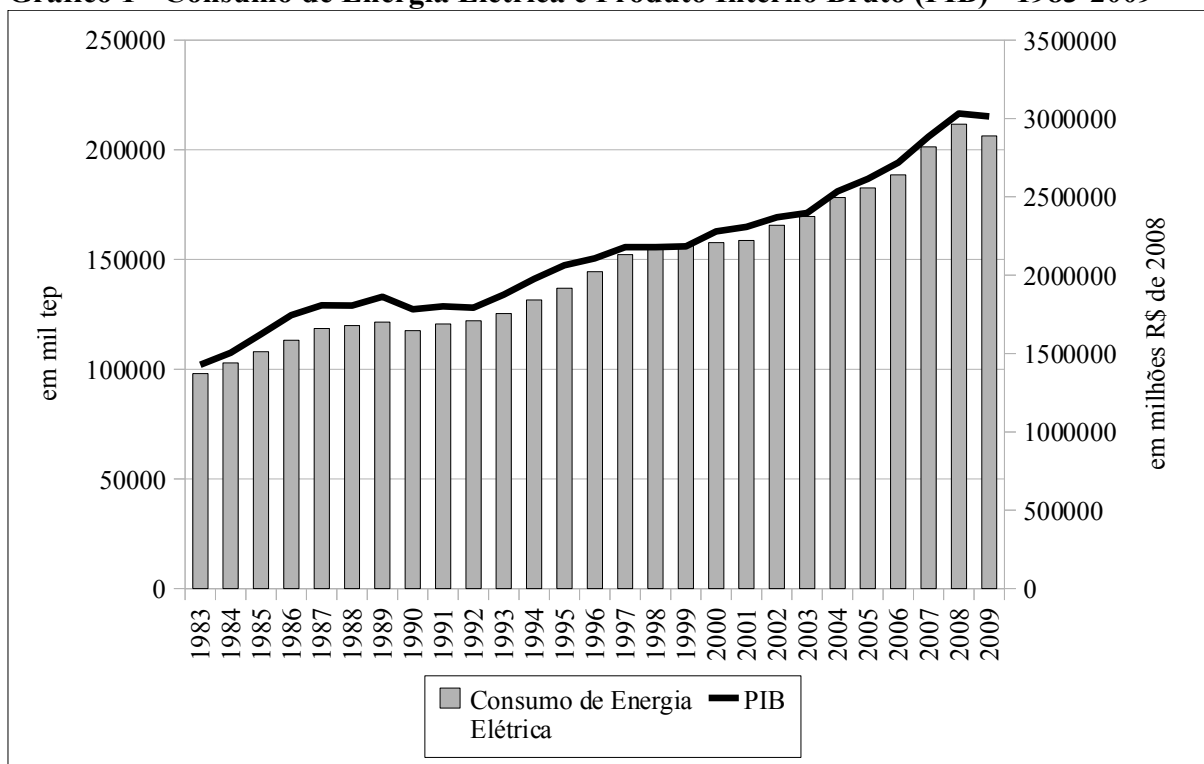
Entretanto, apesar da importância do investimento em infraestrutura como o caminho para o crescimento econômico brasileiro, seus níveis encontram-se aquém do valor considerado socialmente ótimo, principalmente devido à incapacidade de o Estado cobrir com seu orçamento todos os gargalos estruturais brasileiros (MASCARENHAS, 2005). Desta forma, como afirma Mattos *et al.* (2008), o investimento no setor de energia elétrica é essencial para a retomada do crescimento sustentado no país, ou seja, ações governamentais no sentido de coordenação e planejamento de investimentos que garantam o suprimento energético são necessárias para prevenir possíveis estrangulamentos futuros.

A crise de energia elétrica de 2001, considerada um dos maiores colapsos do setor no Brasil, foi resultado, basicamente, tanto de problemas de ordem pluviométrica quanto da insuficiência de investimentos no setor. O racionamento de energia, imposto para impedir o total desfalecimento do setor, fez com que, como aponta Ferreira (2008), a atividade econômica apresentasse retração no ano, que aponta a energia elétrica como um fator determinante para a continuidade do processo produtivo.

O Gráfico 1 apresenta a evolução do consumo de energia elétrica, em mil *tep*¹, e o Produto Interno Bruto (PIB) real brasileiro, em milhões de R\$ (valores constantes de 2008, deflacionado pelo Deflator Implícito do PIB), de 1983 a 2009, de forma que é possível verificar a correlação positiva entre ambas variáveis.

¹ A sigla *tep* corresponde a "tonelada equivalente de petróleo", ou seja, é o conteúdo energético de uma tonelada de petróleo, sendo que esta é uma unidade de medida universal para a comparação entre os diferentes tipos de energia existentes. 1 *tep* equivale a 11.628kWh.

Gráfico 1 - Consumo de Energia Elétrica e Produto Interno Bruto (PIB) - 1983-2009



Fonte: Adaptado de IPEA (2010) e Ministério de Minas e Energia (2010).

Além disso, a crise de 2001 constituiu-se como um ponto de inflexão nas discussões acerca do problema na provisão futura dos serviços de energia. Mattos *et al.* (2008) demonstra que este descompasso entre a oferta e a demanda por energia fez com que diversas ações públicas fossem realizadas para permitir o suprimento normal no futuro, como, por exemplo, o desenvolvimento de pesquisas para elevação da eficiência técnica, a busca de novas fontes alternativas de energia e o aperfeiçoamento do sistema regulatório nacional.

Portanto, a análise da dinâmica de longo prazo, no que se refere a provisão de energia elétrica, faz-se importante para o planejamento energético nacional. Entretanto, como afirma Mattos *et al.* (2008), previsões agregadas não são suficientes, de forma que os estudos de caráter setorial (como o presente trabalho), regional e segundo cada tipo de componente energético permitem visualizar com melhor clareza o cenário futuro em que o setor se insere. Assim, a atualização das previsões do consumo setorial de energia elétrica presente neste trabalho é motivada pela necessidade de maior quantidade de ferramentas analíticas que dêem suporte ao direcionamento da tomada de decisão dos formuladores de política econômica para o setor no Brasil.

Pode-se citar alguns trabalhos nacionais expressivos na previsão do consumo de energia em geral, como Mattos *et al.* (2008), Ferreira (2008) e Santiago (2009). O

primeiro trata da questão de energia elétrica ao desenvolver uma abordagem de integração de econometria de séries temporais (EC) com insumo-produto (IP), via o processo de *ligação*, para a previsão do consumo deste insumo, endogeneizando apenas os componentes de consumo e renda. Ferreira (2008) também se utiliza da integração EC+IP para análises sobre o consumo de energia elétrica, apesar das projeções dos elementos da demanda final em caráter setorial terem sido realizadas através de Modelos Auto-regressivos Integrados de Médias Móveis (ARIMA). Já o trabalho de Santiago (2009) foca-se sobre a previsão do consumo de combustíveis através da integração do componente econométrico de séries temporais ao componente de insumo-produto, sendo o processo de integração baseado no trabalho de Mattos *et al.* (2008) e a demanda final modelada de forma endógena, com exceção dos gastos governamentais, pela abordagem dos Modelos Auto-regressivos Vetoriais (VAR/VEC).

O presente trabalho também se baseia na abordagem de integração desenvolvida por Mattos *et al.* (2008), através do método de *ligação* entre o componente econométrico e o componente de insumo-produto, porém a demanda final foi modelada de acordo com Santiago (2009), agora aplicada ao consumo de energia elétrica especificamente. Desta forma, permite-se apresentar projeções de consumo com maior robustez do que as apresentadas por Mattos *et al.* (2008), pelo fato deste apenas focar-se na modelagem do consumo final das famílias.

1.1 Objetivo

Dada a importância do setor de energia elétrica e a preocupação constante em relação a provisão de seus serviços nos próximos anos, visto a fragilidade do setor, o presente trabalho tem como objetivo determinar o comportamento do consumo setorial e total de energia elétrica, para o período compreendido entre os anos de 2011 a 2017.

Mais especificamente, busca-se: *i.*) projetar os componentes de consumo, investimento, exportação e importação da demanda final; *ii.*) construir a matriz de coeficientes de energia elétrica para o ano de 2008; e *iii.*) estimar os impactos sobre o consumo setorial e total de energia elétrica no Brasil a partir da evolução dos agregados macroeconômicos presentes na demanda final nos cenários estabelecidos.

1.2 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado em cinco seções gerais, incluindo esta introdução. A segunda seção trata do setor de energia elétrica brasileiro, com enfoque sobre a evolução da dinâmica público-privada, além da análise acerca da oferta e demanda dos serviços elétricos.

A terceira seção apresenta a metodologia de insumo-produto e de econometria de séries temporais a ser utilizada, bem como o processo de integração entre ambas (Modelos EC+IP). Além disso, é apresentada a fonte de dados, bem como os tratamentos a serem realizados nestes.

A quarta seção analisa os resultados obtidos para o componente econométrico (estimações e previsões), bem como a exposição dos impactos sobre o consumo setorial e total de energia elétrica, através da integração com o componente de insumo-produto.

Por fim, a quinta seção apresenta as conclusões do presente trabalho, além de limitações da abordagem utilizada e sugestões para trabalhos futuros.

2 O SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.1 Evolução do Setor Energético Brasileiro

Esta seção tem como objetivo demonstrar como evoluiu o setor de energia elétrica brasileiro, principalmente no que se refere a dinâmica público-privada sobre o setor. Desta forma, segundo Ferreira e Malliagros (1998), pode-se caracterizar a evolução do setor de energia elétrica em três fases distintas, onde se alteram as atribuições do Estado para com o setor, bem como a participação dos agentes privados. Entretanto, além das três fases apontadas pelos autores, a análise recente do setor permite identificar mais duas fases distintas, sendo estas iniciadas em 1996 e 2004, respectivamente.

Na primeira fase, compreendida entre 1889 e 1933, há participação tanto de empresas privadas nacionais e estrangeiras quanto de empresas públicas municipais e estaduais atuando na provisão de energia. O governo federal apenas atuou nas concessões de exploração, na fiscalização do cumprimento de contratos e na elaboração de leis para concessão de novas tarifas², ou seja, os contratos de prestação de serviços eram outorgados pelas prefeituras municipais e pelos governos estaduais.

Aponta-se que, através da Lei Nº 1.145, de 31 de dezembro de 1903, e do Decreto Nº 5.704, de 10 de dezembro de 1904, deu-se início ao processo de regulamentação federal da indústria de energia elétrica, pois autorizaram o governo federal promover, via ação administrativa ou concessão, o aproveitamento da energia hidráulica dos rios brasileiros para fins de serviços públicos.

Na década de 1920, Dias *et al.* (1998) apontam o início do processo de desnacionalização do setor energético brasileiro, através da centralização de empresas concessionárias e de fusões de empresas nacionais, como, por exemplo, o início do processo de compra de várias pequenas concessionárias no interior do estado de São Paulo pela *American Foreign Power Company* (Amforp) em 1924. Além disso, a década foi marcada pela primeira crise energética no Brasil, causada por problemas pluviométricos, levando a ineficiência na provisão dos serviços de transporte via bondes elétricos e de iluminação pública, bem como a proibição de anúncios luminosos.

2 Com relação aos contratos de concessões, a "cláusula-ouro" presente nestes permitia às empresas estrangeiras a revisão das tarifas cobradas pela prestação dos serviços com base na variação cambial.

A segunda fase é compreendida entre os anos de 1934 e 1961. Segundo Baderlin (2004), o Código de Águas, promulgado por Getúlio Vargas em julho de 1934, possibilitou ao poder público um controle mais rigoroso das concessionárias de energia elétrica, além de firmar que o aproveitamento hidrelétrico seria realizado apenas à empresas nacionais, exceto àquelas que já adquiriram direitos anteriormente.

Deve-se levar em consideração que, até 1945, as empresas privadas Light, Amforp e Bragantina, além de autoprodutores e cooperativas, eram as principais ofertantes de serviços elétricos no Brasil. A introdução de empresas estatais no setor deu-se a partir de 1948, com a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco e da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul (SOUZA, 2008). Contudo, foi apenas em fevereiro de 1957, que o governo federal amplia sua participação direta no setor elétrico, com a criação da Central Elétrica de Furnas S.A.

Em 1940, 98% da energia provinha do setor privado e não era o suficiente para satisfazer a demanda nacional. Assim, apesar do plano de investimentos criado pelo governo federal, que apresentou efeitos somente na década de 1960, entraram em vigor, em 1942, medidas de emergência para o racionamento de energia elétrica, que teve seu caráter potencializado até 1955, devido ao contínuo agravamento na provisão dos serviços (BADERLIN, 2004).

Desta forma, em junho de 1952, inicia-se o debate no Brasil acerca dos efeitos do racionamento de energia sobre a atividade industrial. Entretanto, apesar de constatado os efeitos de potencial diminuição da produtividade, as medidas de contenção de consumo elétrico foram prorrogadas tanto no Rio de Janeiro quanto em São Paulo, sendo expandidas para a Bahia em 1953.

Em setembro de 1954, conforme aponta Ferreira e Malliagos (1998), é criado o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), responsável por prover o financiamento de instalações de produção, transmissão e distribuição de energia, bem como de material elétrico. Tem-se, também, a implementação do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), que seria arrecadado pela União com base nos padrões de consumo.

A terceira fase do setor elétrico, compreendida entre 1962 e 1995, segundo Ferreira e Malliagos (1998), é marcada pelo avanço do Estado sobre os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia, através da construção de usinas elétricas estatais. Entretanto, Pires, Giambiagi e Sales (2002) afirmam que este período foi responsável por criar os elementos responsáveis pela crise de energia em 2001.

Na década de 1960, o Estado implementou um sistema centralizado para a

criação e distribuição de energia, sendo que tal centralização seria responsável por gerar economias de escala através da construção de um sistema interligado de transmissão com a construção de grandes usinas elétricas, devido ao potencial hidrelétrico das bacias fluviais brasileiras. Além disso, com relação ao caráter político, tal centralização adequou-se ao modelo de crescimento impulsionado pelo Estado, sendo que a constituição da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), em junho de 1962, e a criação da Centrais Elétricas de São Paulo (CESP)³, em dezembro de 1966, podem ser consideradas como a implementação direta deste (PINHEIRO E FUKASAKU, 2000).

Como aponta Souza (2008), a década de 1960 também apresentou problemas com relação a provisão de serviços de energia elétrica. O auge desta crise se deu entre os anos de 1963 e 1964, sendo que, devido ao descompasso entre a oferta e demanda energética, ocasionado pela falta de investimentos no setor, tanto Rio de Janeiro quanto São Paulo passam por um novo racionamento de energia. Somente em 1965, após a implementação operacional de novas usinas geradoras, a provisão de energia foi normalizada.

Já a década de 1970 foi marcada pela continuação do investimento público no setor elétrico, aliada a importação de equipamentos de tecnologias avançadas, para que fossem implementados grande projetos na provisão de seus serviços. Pode-se apontar o projeto da criação de Itaipu, firmado entre Brasil e Paraguai, que correspondeu a 16,2% do total do investimento em energia, além dos projetos de Tucuruí e Ilha Solteira, como exemplos da intensa participação estatal para o aumento da oferta elétrica. Assim, ao fim da década de 1970, tais projetos foram responsáveis pelo aumento de 58% da capacidade instalada de geração de energia, que, junto aos investimentos realizados no final da década de 1960, acabaram por impulsionar a construção civil e outros segmentos industriais (FERREIRA E MALLIAGROS, 1999).

Um fato relevante a ser apontado ainda na década de 1970 foi a nacionalização da Light Serviços de Eletricidade S.A., em 1979, após oitenta anos sobre o controle estrangeiro. Tal processo de nacionalização se deu pela compra do controle acionário da Light pela Eletrobrás, sob a alegação de insuficiência de investimentos no setor elétrico.

O modelo estatal de aquisições começa a se esgotar na década de 1980, devido a falhas no sistema centralizado. Segundo Pires, Giambiagi e Sales (2002), dois fatores foram responsáveis por tal esgotamento: *i.*) a inadequação do regime regulatório, sem estímulo à eficiência e a baixa geração de custo; e *ii.*) a crise fiscal do Estado, com conseqüente

³ A CESP foi criada a partir da fusão de 11 empresas de energia elétrica, sendo que 5 eram compostas por economia mista, apesar da participação majoritária ser do governo estadual.

diminuição da arrecadação de recursos para a realização dos investimentos necessários para a expansão do sistema.

O sistema regulatório brasileiro, ao não incentivar a eficiência, não foi capaz de fazer com que os custos do setor elétrico fossem reduzidos. Desta forma, com a imposição de uma tarifa fixa a todo território nacional, as empresas energéticas superavitárias serviam como fontes de financiamento das consideradas deficitárias, através de um sistema de transferência do excedente. Assim, havia a necessidade de adequação das tarifas ao mercado atendido, para que os níveis de rentabilidade fossem restabelecidos. Este fato só ocorreria em 1993, com a retomada do processo de fixação de tarifas pelas concessionárias.

A crise financeira internacional de 1982, causada principalmente pelo aumento das taxas de juros estadunidenses como forma de contenção dos efeitos do 2º Choque do Petróleo, fez com que o Brasil enfrentasse uma crise fiscal associada à estagnação econômica e à elevação da inflação. O mecanismo encontrado pelo Estado para diminuir as pressões inflacionárias foi a utilização das tarifas públicas, cujos efeitos foram a deterioração do valor real destas, não mais refletindo o aumento dos custos setoriais, bem como a descapitalização e inadimplência dos diversos agentes setoriais. Desta forma, a diminuição dos investimentos públicos e o crescente endividamento da União levaram a insustentabilidade do sistema central, ocasionando suspensão e atrasos nos projetos de expansão.

Todavia, Araújo (2001) aponta que a década de 1980 apresentou pressões de demanda de energia elétrica tanto pelo aumento do consumo devido ao crescimento econômico, quando este ocorria, quanto pelo maior acesso da população às redes de distribuição, mesmo com a economia estagnada, cujo reflexo foi a escassez crônica de energia.

Deve-se ainda ser ressaltado que a Constituição de 1988 fez com que, segundo Ferreira e Malliagos (1998), o IUEE fosse extinto e substituído pelo Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cujo caráter de recolhimento passa a ser estadual. Por sua vez, tal fato constituiu um descompasso tributário, no sentido de que a arrecadação do ICMS sobre o setor energético não mais se vinculava à aplicação no mesmo.

Sem condições de manter o ritmo de investimentos estatais necessários para equilibrar a oferta e demanda dos serviços de energia, Ferreira e Malliagos (1998) apontam que a década de 1990 foi marcada pelo processo de reestruturação e privatização, onde o governo abriu o mercado para o setor privado com a promulgação de leis sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos.

Em abril de 1990, foi criado o Programa Nacional de Desestatização (PND),

que com o objetivo de tornar mais abrangente e mais transparente o processo de privatização. Segundo Saurin e Pereira (1998), as receitas provindas deste programa deveriam ser necessariamente revertidas ao pagamento da dívida do governo federal, bem como seus encargos, de forma a aliviar a Necessidade de Financiamento do Setor Público (NFSP).

Entretanto, Pires, Giambiagi e Sales (2002) afirmam que, ao contrário do esperado, as privatizações não fizeram com que as empresas privadas investissem na ampliação do parque gerador, sendo que o único efeito positivo dos incentivos a privatização foi a recuperação dos níveis tarifários pelo Estado para a elevação dos níveis de atratividade do setor de energia elétrica às empresas privadas.

A Lei Geral de Concessões foi o mecanismo utilizado para estabelecer os direitos e obrigações das concessionárias, além de assegurar a distribuição dos serviços de infraestrutura por meio de licitações. Assim, instalou-se a quarta fase da evolução do setor elétrico brasileiro, sendo que Pires, Giambiagi e Sales (2002) a denominaram de *Modelo de Livre Mercado*, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, cujo papel é, segundo Pinheiro e Fukasaku (2000), fixar e implementar revisão de tarifas, além de garantir a qualidade dos serviços ao consumidor e solicitar novas licitações para concessões de geração, transmissão e distribuição.

A reforma para o Modelo de Livre Mercado, que permaneceu ativo no setor energético entre os anos de 1995 e 2003, teve como primeiras medidas a inclusão do Sistema Eletrobrás no PND e o estabelecimento de bases legais para os Consumidores Livres, ou seja, grandes consumidores que então poderiam comprar energia livremente. A reestruturação também foi reforçada com a regulamentação do produtor independente de energia, além da autorização da venda da produção excedente do auto-produtor.

O Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), criado em 1996, foi implantado para auxiliar no processo de reforma, sendo que este concluiu a necessidade de dividir as empresas de energia em segmentos de geração, transmissão e distribuição (desverticalização), além de incentivar a competição nos mercados de comercialização e geração, bem como manter sob regulação do Estado os segmentos de distribuição e transmissão, considerados monopólios naturais (CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2008).

Além da ANEEL, foram também criados o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 1998, com a função de controlar de forma integrada a operação do sistema elétrico, e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), em 2000, o qual é um ambiente para a transação de compra e venda de energia.

Entretanto, a falta de recursos externos, devido a fuga de capitais gerada pela crise do México (1995) e asiática (1997), segundo Goldemberg e Prado (2003), foi um dos fatores que levou ao desfalecimento do processo de reforma do setor elétrico, potencializado pela resistência dentro do sistema político brasileiro, bem como as falhas de gerenciamento, coordenação e planejamento do sistema.

A crise energética de 2001 (o maior risco de colapso do setor energético nacional) foi o ultimato ao governo para que medidas com relação a produção e distribuição de energia fossem tomadas. Entretanto, no curto prazo, a saída encontrada foi estabelecer o Plano Nacional de Racionamento, principalmente pelo fato de que, segundo Pêgo e Campos Neto (2008), o problema fora constatado tardiamente e, desta forma, as medidas aplicadas focaram-se sobre o consumo. Além da ação de racionamento, o governo federal buscou viabilizar os projetos referentes a implantação de termoelétricas e elevou os investimentos realizados nas empresas energéticas estatais, bem como fez com que os órgãos públicos relacionados ao setor intensificassem as pesquisas com relação à eficiência técnica e ao desenvolvimento de novas fontes (PEROBELLI *et al.*, 2006b).

Em geral, discute-se que a crise de 2001 pode ser entendida como reflexo do problema hídrico enfrentado durante o ano, pois a falta de chuvas levou a diminuição dos níveis nos reservatórios das hidrelétricas brasileiras. Entretanto, dois problemas intrínsecos ao sistema energético nacional podem ser citados: *i.*) os impactos do estabelecimento do Plano Real; e *ii.*) a falta de investimentos no setor.

Sobre o Plano Real, pode-se afirmar que este foi responsável pela recuperação do valor real das tarifas e aquecimento da demanda, principalmente via consumo, cujo efeito foi o agravamento ainda mais intenso no descompasso entre a oferta e a demanda dos serviços de energia.

Com relação a restrição de investimentos, tem-se que as privatizações não foram capazes de os elevar até o nível socialmente ótimo, principalmente devido às incertezas⁴ geradas ao setor privado, incertezas estas causadas pela ausência de regras estabelecidas e órgãos reguladores para a coordenação deste processo. Todavia, Araújo (2001) aponta que tal restrição de investimentos também foi resultado de dois outros problemas: *i.*) a dificuldade na privatização de grandes hidrelétricas, dada a necessidade de investimentos elevados constantes e ao longo prazo de maturação, além dos conflitos com órgãos e instituição ambientais em relação ao uso das bacias hidrográficas; e *ii.*) a ineficiente tentativa

4 O setor privado deparava-se com a incerteza sobre os preços das tarifas públicas, pois os projetos em construção ou em planejamento poderiam ser efetivamente implantados, fazendo com que expansão da oferta refletisse na redução dos preços pagos pelos consumidores.

governamental de aumentar a atratividade dos setores energéticos via redução de despesas consideradas então supérfluas, cujo resultado final foi a redução de investimentos necessários a sua manutenção.

Segundo Marreco (2007), a aparente recuperação do setor energético se deu até o ano de 2003, quando as empresas distribuidoras de energia elétrica entram em colapso financeiro. O governo federal, através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), permite então a antecipação de recursos para conter um possível desfalecimento do setor.

Ferreira (2008) aponta que o Brasil passa, portanto, para um quinto modelo energético (instituído pela Lei Nº 10.848, de 15 de março, e pelo decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004), cujo propósito seria corrigir os problemas de modicidade tarifária, retomar o planejamento energético e universalizar o acesso à população e ao setor produtivo. Desta forma, foram criadas instituições públicas para o aperfeiçoamento na provisão dos serviços energéticos, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para o planejamento de longo prazo no setor, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por fiscalizar o suprimento de energia, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que agregou as atividades do extinto MAE e permitiu a comercialização de energia no sistema interligado.

De forma geral, Ferreira (2008) ainda aponta que este quinto modelo energético seria responsável por ações relacionadas *i.)* à formulação de nova metodologia de lastro para os valores cobrados pelas geradoras, *ii.)* à fiscalização das empresas energéticas no que concerne a continuidade e segurança na provisão de seus serviços, cujo objetivo era antecipar possíveis desequilíbrios entre a oferta e a demanda; e *iii.)* à exigência de contratação, por parte das distribuidoras e consumidores livres, de totalidade da demanda dos serviços de energia elétrica. Além disso, o autor aponta que este modelo, no que se refere à modicidade tarifária, impõe que a compra de energia pelas distribuidoras seja realizada em ambiente regulado através de leilões de menor tarifa, de forma a reduzir custos de aquisição e onerar menos os consumidores finais.

Portanto, o Brasil insere-se em um modelo energético no qual o Estado passa a ser considerado como elemento regulador, ou seja, a esfera pública brasileira perde seu caráter empreendedor, presente até a década de 1990, e assume um caráter de fiscalizador e regulador das atividades do setor de energia.

2.2 Demanda de Energia Elétrica no Brasil

A crise energética de 2001 pode ser considerada um dos grandes marcos dos problemas no setor de energia elétrica brasileiro. Desta forma, esta seção busca discorrer acerca da importância dos *linkages* do setor de energia elétrica sobre os demais setores produtivos, bem como demonstrar a forma como se distribui o consumo dos serviços de energia elétrica entre as categorias consumidoras brasileiras.

Devido ao fato das economias funcionarem através da dinâmica entre a oferta e demanda de bens e serviços dos diversos agentes econômicos, os setores produtivos atuam através da reciprocidade de compra e venda entre si, o que lhes conferem caráter de dependência em relação à produção de insumos externos aos seus processos produtivos, os quais são provenientes dos demais setores. Portanto, apesar da interação direta de um setor se restringir a poucos setores, a dinâmica de dependência setorial faz com que um setor individual possa apresentar ligações indiretas sobre mais setores. Tais ligações entre os setores são chamadas de *linkages*.

Segundo Tosta *et al.* (2005), a necessidade e dificuldade de priorizar algum setor da economia, para que este seja alvo de políticas econômicas de estímulo, tornou a noção de que poucos setores possuem a capacidade de serem indutores na transformação estrutural de uma região geográfica um consenso na literatura. Desta forma, os setores que, de forma comprovada, apresentam tal capacidade de exercerem impactos para frente e para trás acima da média foram comumente denominados de *setores-chaves*⁵.

Os indicadores criados por Rasmussen em 1963, segundo Feijó *et al.* (2007), foram desenvolvidos de forma a demonstrar os encadeamentos (*linkages*) dos setores produtivos tanto para frente quanto para trás. Caso um setor individual apresente linkage para frente, investimentos sobre ele serão responsáveis por gerar impactos positivos sobre os setores que demandam seus bens ou serviços. Já os linkages para trás implicam que um setor individual, caso receba investimentos, transbordará efeitos positivos sobre os setores que são vendedores de insumos para ele. Tal mecanismo baseia-se na dinâmica apresentada através das Matrizes de Insumo-Produto, cujo desenvolvimento foi realizado pelo economista Wassily Leontief na década de 1920.

Desta forma, pode-se afirmar que o setor de energia elétrica, caso seja

5 Haddad *et al.* (1989) e Guilhoto (2004) corroboram a ideia de que os setores econômicos que apresentarem *linkages* para trás e para frente acima da média podem ser considerados setores-chaves para o crescimento econômico, sendo este critério de classificação considerado *tradicional* dentro da análise de Insumo-Produto.

considerado um setor-chave para a economia brasileira, poderá ser considerado de suma importância para o crescimento econômico e inserção internacional da economia, conforme aponta Benitez (1999) ao afirmar que a melhor dotação em infraestrutura eleva a competitividade e produtividade dos demais setores produtivos, de forma que uma região melhor equipada apresentará vantagens comparativas em relação à outra pior equipada.

Para avaliar a possibilidade do setor de energia elétrica ser um setor-chave, tem-se o cálculo dos índices de ligação para trás e para frente, desenvolvidos por Rasmussen-Hirschman⁶, que sintetizam as informações contidas nas matrizes de insumo-produto. No presente trabalho apresenta-se, na Tabela 1, os valores dos índices de ligação agregados em 14 setores produtivos⁷, utilizando-se a matriz de insumo-produto para 2008, estimada por Guilhoto e Sesso Filho (2010).

Tabela 1 - Índices de ligação para frente (Ui) e para trás (Uj) dos setores produtivos brasileiros - 2008

Setores	Uj	Rank ¹	Ui	Rank ¹
Agropecuária	0,9185	10	0,9947	7
Minação e Pelotização	0,9100	11	1,1038	4
Minerais Não-Metálicos	1,0438	6	0,6573	13
Ferro e Aço	1,0702	3	0,8030	8
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	1,0566	4	0,7913	9
Papel e Celulose	1,0409	7	0,7380	11
Química	1,1926	2	1,4975	2
Alimentos e Bebidas	1,2700	1	0,7889	10
Têxtil e Vestuário	1,0513	5	0,7296	12
Outras Indústrias	1,0295	8	1,2685	3
Comércio e Serviços	0,7850	14	2,0426	1
Transporte	0,9349	9	1,0216	5
Serviços Públicos	0,7928	13	0,5642	14
Energia Elétrica (S.I.U.P.)²	0,9040	12	0,9990	6

Fonte: Elaborado pelo autor.

¹Rank por ordem decrescente do índice de ligação; ² De acordo com informações disponibilizadas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), os serviços do setor de Serviços Industriais de Utilidade Pública (S.I.U.P.) são compostos, aproximadamente, em 80% de provisão de serviços de energia elétrica. Portanto, neste trabalho, o setor de S.I.U.P foi denominado como setor de Energia Elétrica como forma de simplificação.

6 Para informações acerca da metodologia dos índices de ligação para trás e para frente, ver Guilhoto (2004).

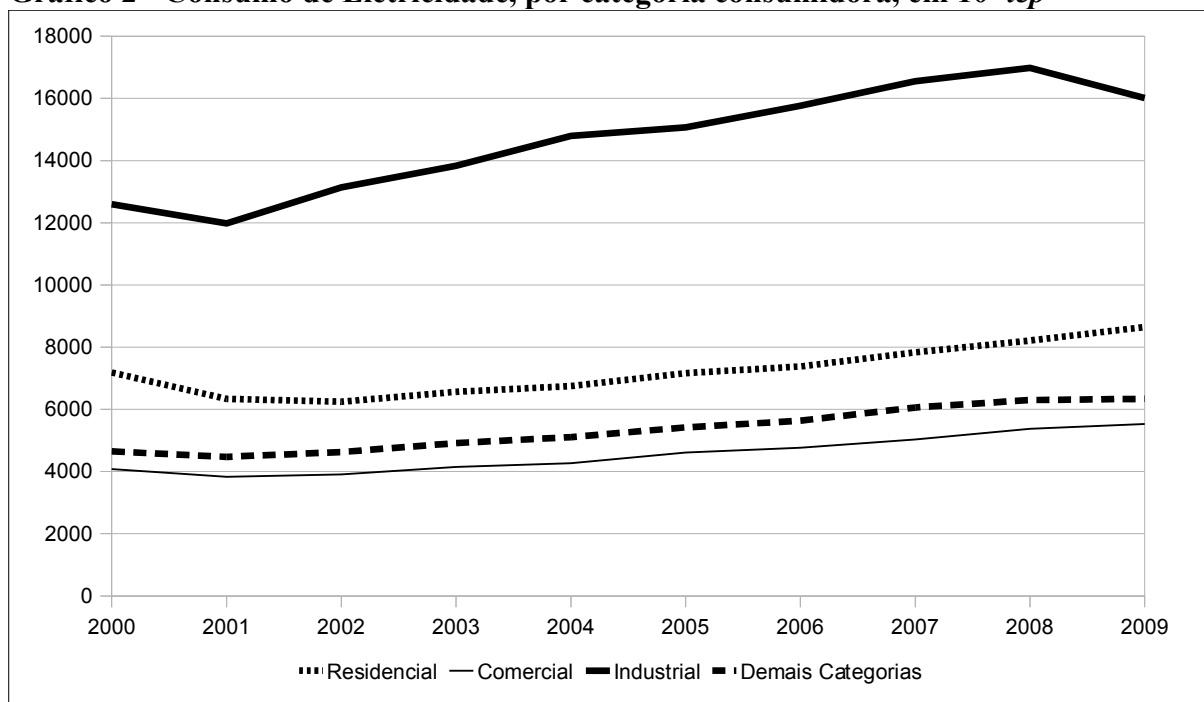
7 A agregação apresentada foi desenvolvida para se adequar ao Balanço Energético Nacional (BEN), divulgado pelo MME (2010). Para mais informações para a forma de compatibilização, ver Apêndice 1.

Conforme pode ser observado na Tabela 1, o setor de energia elétrica apresenta tanto índice de ligação para frente (U_i : 0,9990) quanto para trás (U_j : 0,9040) abaixo da unidade, contudo bem próximos deste. Apesar de não se adequar ao padrão *tradicional* de análise de insumo-produto, pode-se dizer, de forma geral, que é um setor de relativa importância para a economia brasileira. Desta forma, caso os setores produtivos efetuem pressão de demanda sobre o setor energético, a resposta do setor em relação ao incremento na provisão de seus serviços, para atender a esta nova demanda dos demais setores, pode ser considerada de grande relevância, visto principalmente a essencialidade de energia nos processos produtivos.

Entretanto, os resultados do presente trabalho diferem das conclusões tiradas em outros trabalhos, como o trabalho de Oliveira, M. A. S. (2006), que apresenta o setor de energia elétrica como setor-chave no Brasil. A hipótese que se levanta para a diferença está no fato da agregação realizada diferir da realizada por Oliveira, M. A. S. (2006), fazendo com que o peso da inter-ligação de alguns setores aumentem e outros diminuam. Contudo, foge do escopo do presente trabalho investigar a estrutura metodológica dos índices para explicações mais precisas.

Todavia, apesar do setor de energia elétrica ser um importante provisor de insumos essenciais à produção, quais são as categorias que efetuam maior consumo no Brasil e como este está variando no tempo? O Gráfico 2 apresenta o consumo de energia elétrica, por categoria consumidora, em *tep*.

O consumo total de energia elétrica apresentou elevação de 28,5% entre os anos 2000 e 2009. Contudo, o Gráfico 2 permite perceber que o consumo de todas as categorias caem de 2000 para 2001, devido ao racionamento de energia elétrica frente ao colapso energético enfrentado pelo país no período. A recuperação no consumo se dá rapidamente no setor industrial, carente de energia para impulsionar seu processo produtivo. As três categorias restantes mantêm seu padrão de consumo praticamente constante durante o período 2001-2002, apesar de que, à partir de 2002, há uma retomada no montante consumido, que se acelera até 2008.

Gráfico 2 - Consumo de Eletricidade, por categoria consumidora, em 10³ tep

Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2010).

Além disso, conforme observado no Gráfico 2, a categoria industrial é a que mais consome energia elétrica no Brasil, além de apresentar o maior aumento absoluto durante o período, exceto a queda ocorrida de 2008 para 2009. Esta queda no último ano pode ser explicada pelo fato da crise internacional de 2008 ter desacelerado os processos produtivos industriais brasileiros frente ao contexto recessivo internacional. Todavia, no período, a categoria apresentou redução de 0,5% em sua participação no consumo total de eletricidade (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

A categoria comercial apresentou, no período, acréscimo de 0,8 pontos percentuais em sua participação no consumo total de eletricidade, passando de 14,3%, em 2000, para 15,1%, em 2009. Já a categoria residencial apresentou queda de 1,3 pontos percentuais na sua participação em relação ao consumo total. Com relação às Demais Categorias (Consumo Próprio, Público, Rural e Transportes), esta apresentou elevação de 1 ponto percentual na sua participação em relação ao consumo total de eletricidade, puxado pela elevação de 1,2 pontos percentuais na participação da categoria de Consumo Próprio em relação ao consumo total (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2010).

2.3 Oferta de Energia Elétrica no Brasil

A infraestrutura configura-se como um sistema de serviços de suporte à atividade econômica, de forma que a interrupção da oferta de energia elétrica no Brasil, em 2001, foi responsável, segundo Perobelli *et al.* (2006a), por entraves no processo produtivo industrial e, conseqüentemente, perda de competitividade dos setores brasileiros no mercado internacional.

Informações do Ministério de Minas e Energia (2010) apontam que, em 2009, a geração de energia elétrica atingiu o patamar de 466,2 TWh⁸, ou seja, um resultado 0,7% superior ao demonstrado em 2008. Além disso, ainda afirma que a oferta interna brasileira de energia elétrica provém de oito fontes geradoras diferentes: biomassa; eólica; gás natural; derivados do petróleo; nuclear; carvão e derivados; importação; e hidráulica, sendo que esta última é responsável pela maior parte da produção total. A Tabela 2 apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2009.

Tabela 2 - Oferta Interna de Energia Elétrica (em %) por Fonte - 2009

Fonte	Participação
Hidráulica	76,9%
Importação	8,1%
Biomassa	5,4%
Eólica	0,2%
Gás Natural	2,6%
Derivados do Petróleo	2,9%
Nuclear	2,5%
Carvão e Derivados	1,3%
Total	100%

Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2010).

Segundo a Internacional Energy Agency (2010), de 1973 para 2008, a participação da fonte hidráulica na geração mundial de energia elétrica caiu de 21% para 15,9%. Desta forma, os dados apresentados na Tabela 2 demonstram a especificidade brasileira na geração de energia elétrica, visto que a produção nacional baseia-se basicamente na fonte hidráulica (em 2009, apresentou participação de 76,9% no total gerado).

8 A sigla *TWh* corresponde a "terawatt-hora".

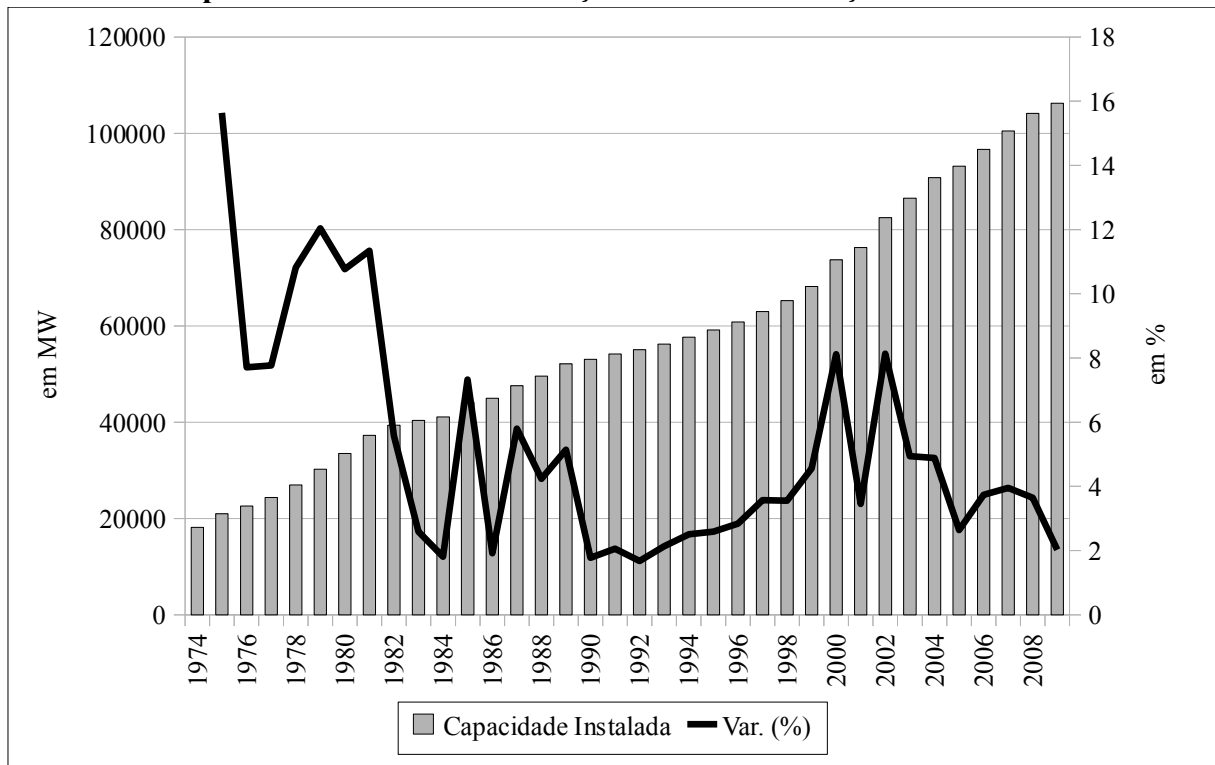
Entretanto, como aponta Ferreira (2008), a participação relativa da fonte hidráulica tem diminuído ao longo dos anos, principalmente devido às políticas de diversificação da matriz energética do país em busca da diminuição dos impactos ambientais negativos e dos riscos hidrológicos. A Agência Nacional de Energia Elétrica (2010) aponta que a redução da fonte hidráulica também se deu devido à dificuldade na oferta de novos empreendimentos hidráulicos, dada a ausência de estudos e inventários, e ao aumento dos entraves jurídicos relativos ao licenciamento ambiental.

Tal predominância hidráulica na geração de energia, apesar de considerada uma fonte renovável, faz com que o sistema elétrico brasileiro se torne dependente do regime de chuvas, acarretando na necessidade da existência de reservas de acumulação de água frente às possíveis variações de consumo. A fragilidade do sistema se comprovou, como já demonstrado na Seção 2.1, com a crise do setor elétrico em 2001.

Visto o crescimento da economia brasileira nos últimos anos, ou seja, a expansão da produção dos setores nacionais, além da fragilidade do sistema elétrico nacional, há indagações acerca da capacidade de expansão da oferta de energia elétrica para atender ao crescimento futuro brasileiro. Desta forma, analisar a evolução da capacidade instalada de geração elétrica nacional faz-se importante, pois permite determinar a possível existência de futuros gargalos.

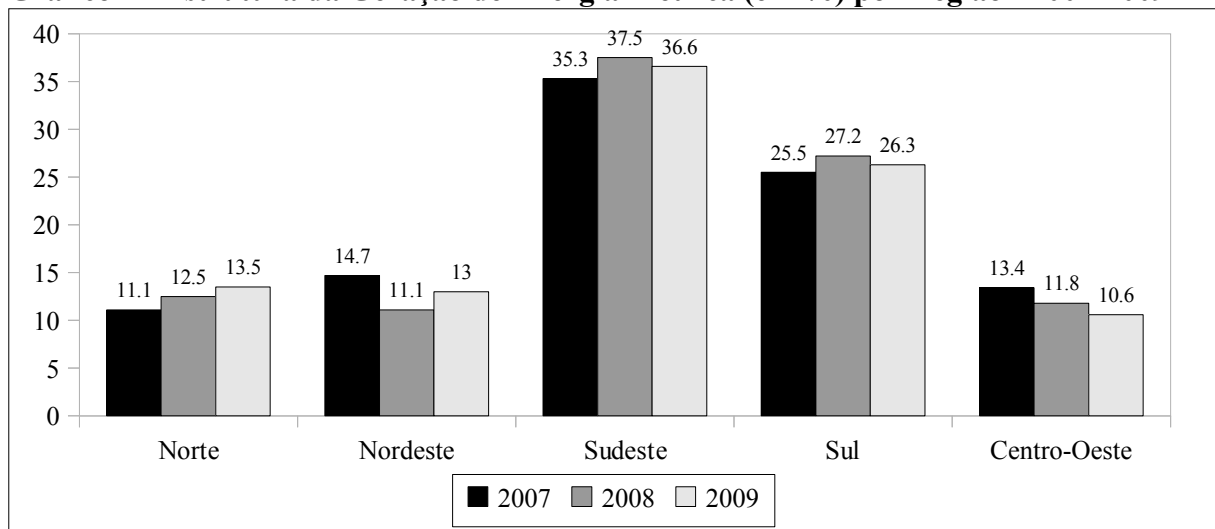
Como pode ser observado no Gráfico 3, a capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira tem aumentado desde 1974, apesar da taxa de variação de um ano para o outro decair durante o período analisado. Assim, o setor de energia elétrica brasileiro apresenta indícios de fragilidade *vis-à-vis* possíveis expansões de demanda.

Apesar do problema energético em 2001, a taxa média de crescimento da capacidade instalada de geração elétrica foi de 4,67% a.a., no período compreendido entre 2001 e 2009, enquanto o período compreendido entre 1974 e 2000 apresentou uma taxa média de 5,77% a.a. Desta forma, pode-se afirmar que, apesar da preocupação governamental com a provisão dos serviços de energia elétrica aos setores produtivos e aos consumidores residenciais, as ações e incentivos públicos à expansão da capacidade instalada não foram suficientes para superar os padrões de expansão anteriores à crise de energia de 2001.

Gráfico 3 - Capacidade Instalada de Geração Elétrica e Variação Percentual - 1974-2009

Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2010).

Com relação a distribuição da produção de energia elétrica entre as regiões brasileiras, tem-se que a região Sudeste é a responsável por mais de um terço da geração elétrica total, seguida pela região Sul e a região Norte. O Gráfico 4 apresenta a estrutura da geração elétrica por região, para o período 2007-2009.

Gráfico 4 - Estrutura da Geração de Energia Elétrica (em %) por Região - 2007-2009

Fonte: Adaptado de Ministério de Minas e Energia (2010).

Apesar da redução da participação do Sudeste na geração brasileira total de

energia elétrica, entre 2008 e 2009, a região ainda pode ser considerada como a principal contribuinte nacional na oferta de serviços elétricos. Além disso, tanto a região Sudeste quanto Sul apresentam grande discrepância em relação às demais regiões brasileiras, compondo juntas, em 2009, aproximadamente 63% da geração elétrica total do país (GRÁFICO 4).

A concentração na região Sul e Sudeste deve-se ao processo de instalação das usinas hidrelétricas à partir da década de 1950. Dentre as dez maiores usinas em operação no Brasil⁹, sete delas estão localizadas na região Sudeste e Sul. Entretanto, pondera-se que os potenciais de tais regiões já estão quase integralmente explorados, de forma que as demais regiões, no longo prazo, terão suas participações na estrutura de geração de energia elétrica ampliadas (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

A região Norte apresenta grande capacidade hidráulica ainda não explorada na bacia do Amazonas (principalmente no Rio Madeira), apesar de projetos de implementação de usinas hidrelétricas estejam sendo desenvolvidos com base nos investimentos previstos pelo Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) para o setor. Contudo, devido dificuldades de aceitação existentes nas comunidades e pressão de grupos organizados, o processo de expansão elétrica brasileiro, via construção de novas usinas na região, tem sido prejudicado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2010).

9 Segundo informação da Agência Nacional de Energia Elétrica (2010), as dez maiores usinas de energia elétrica de fonte hidráulica são, respectivamente, Tucuruí I e II (Norte), Itaipú (Sul), Ilha Solteira (Sudeste), Xingó (Nordeste), Paulo Afonso IV (Nordeste), Itumbiara (Sudeste), São Simão (Sudeste), Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Sudeste), Jupia (Sudeste) e Porto Primavera (Sudeste).

3 METODOLOGIA E BASE DE DADOS

Para analisar o consumo futuro total e setorial de energia para a economia brasileira, o presente trabalho utiliza o modelo integrado econométrico e de insumo-produto, mais conhecido como modelo EC+IP.

Justifica-se a utilização da economia de séries temporais para a construção de modelos que expliquem o comportamento da demanda final total de uma economia, bem como sua previsão para os anos de 2011 a 2015. Já o modelo de insumo-produto permite utilizar os resultados do modelo econométrico para a obtenção de informações acerca de impactos setoriais.

Segundo Rey (2000), tal modelagem integrada é uma alternativa superior em comparação a abordagem isolada dos modelos, além de funcionarem como complementação aos modelos de equilíbrio geral computável.

Desta forma, nesta seção são apresentados os procedimentos metodológicos aplicados para o desenvolvimento deste trabalho. Assim, tais procedimentos serão detalhados em sete tópicos: *i.)* no primeiro, descreve-se os mecanismos da abordagem de insumo-produto; *ii.)* no segundo, tem-se a explicação de como são realizados os procedimentos econométricos; *iii.)* no terceiro, é explicado o processo de integração entre as metodologias econométrica e de insumo-produto; *iv.)* no quarto, determina-se a forma funcional a ser utilizada para a modelagem econométrica dos componentes da demanda final; *v.)* no quinto, apresenta-se os cenários construídos para a projeção dos componentes da demanda final; *vi.)* no sexto, estrutura-se a matriz de coeficientes de energia elétrica para o Brasil no ano de 2008; *vii.)* e por fim, apresenta-se a fonte e o tratamento que foram realizados nos dados utilizados.

3.1 Metodologia de Insumo-Produto

Para alcançar os objetivos do presente trabalho, tem-se a necessidade de utilizar o método de insumo-produto. Esta forma de modelagem da economia permite visualizar os fluxos monetários das atividades econômicas, ou seja, as interações dos setores produtivos

entre si como compradores e vendedores, de forma direta ou indireta. Assim, torna-se possível analisar impactos de variações exógenas no consumo do governo, consumo das famílias, investimentos e exportações.

As transações de compra e venda dos setores podem ser demonstradas através de uma tabela (ou matriz), sendo que necessariamente a compra de um setor corresponde a venda de outro. Desta forma, a matriz de insumo-produto (MIP) representa o fluxo monetário de bens e serviços entre todos os setores individuais de um economia.

A Figura 1 representa um exemplo de matriz de insumo-produto, onde suas linhas demonstram como o produto de cada setor da economia é distribuído entre os demais setores, ou seja, demonstra que a demanda intermediária é composta pelas vendas do setor i para os outros setores j (X_{ij}), e que a demanda final é composta pelas Exportações (E), pelo Consumo das Famílias (C), pelos Gastos do Governo (G) e pelos Investimentos Privados (I).

Figura 1 - Exemplo de Matriz de Insumo-Produto

Setores	S ₁	S ₂	S ₃	$\sum j$	E	C	G	I	$\sum i$	Total Produto (X _i)
S ₁	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	W ₁	E ₁	C ₁	G ₁	I ₁	F ₁	X ₁
S ₂	X ₂₁	X ₂₂	X ₂₃	W ₂	E ₂	C ₂	G ₂	I ₂	F ₂	X ₂
S ₃	X ₃₁	X ₃₂	X ₃₃	W ₃	E ₃	C ₃	G ₃	I ₃	F ₃	X ₃
$\sum j$	U ₁	U ₂	U ₃	$\sum j U_j = \sum i W_i$ U = W	$\sum i E_i$	$\sum i C_i$	$\sum i G_i$	$\sum i I_i$	$\sum i F_i$	$\sum i X_i = X$
Impostos (T)	T ₁	T ₂	T ₃	$\sum j T_j = T_P$	T _E	T _C	T _G	T _I	\sum	T
Importação (M)	M ₁	M ₂	M ₃	$\sum j M_j = M_P$		M _C	M _G	M _I	\sum	M
Valor Adicionado (VA)	VA ₁	VA ₂	VA ₃	$\sum j VA_j = VA$						
Total Insumo (X _j)	X ₁	X ₂	X ₃	$\sum j X_j = X$						

Fonte: Adaptado de Silva (2004).

Matematicamente, o produto total do setor i pode ser representado como a soma da demanda intermediária com a demanda final, de modo que:

$$X_i = \sum_{j=1}^n x_{ij} + (I_i + E_i + C_i + G_i) \quad i = 1, \dots, n \quad (1)$$

Entretanto, as colunas demonstram como cada setor obtém dos outros setores os insumos necessários para a sua produção, assim representa o fluxo monetários realizados para a compra de insumos intermediários produzidos pelo próprio setor j , e por todos os outros setores, bem como bens importados (M), valor adicionado (VA) - remuneração do capital, trabalho e terra - e impostos (T). Desta forma, tem-se:

$$X_j = \sum_{i=1}^n x_{ij} + (T_j + M_j + VA_j) \quad j = 1, \dots, n \quad (2)$$

Para se obter o produto total da economia por setor (X), utiliza-se a soma total das linhas (Xi) e das colunas (Xj) expressas, respectivamente, pelas equações (2) e (3), obtendo-se:

$$\sum_i \left[\sum_{j=1}^n x_{ij} + (I_i + E_i + C_i + G_i) \right] = \sum_j \left[\sum_{i=1}^n x_{ij} + (T_j + M_j + VA_j) \right] \quad (3)$$

Assim, define-se que os *coeficientes técnicos* (a_{ij}), dado o pressuposto de que os fluxos intermediários por unidade de produto final são fixos para um período de tempo estabelecido, como:

$$X_{ij} = a_{ij} * X_j \rightarrow a_{ij} = X_{ij} / X_j \quad (4)$$

sendo, portanto, o coeficiente a_{ij} uma proporção fixa da quantidade monetária de insumo que o setor j demandou do setor i para realizar seu processo de produção. A característica de valores fixos para a_{ij} reflete em funções de produção com retornos constantes à escala, bem como lineares e homogêneas. Tais coeficientes, ao serem dispostas de forma matricial, formalizam a *matriz tecnológica* (A).

A representação matricial da economia de insumo-produto, com base nas variáveis estipuladas pela Equação (1), pode ser expressa como:

$$AX + F = X \quad (5)$$

de forma que A representa a matriz tecnológica de coeficientes técnicos diretos de insumo, de ordem ($n \times n$); e X e F são os vetores coluna de ordem ($n \times 1$).

À partir de manipulações algébricas realizadas na Equação (5), pode-se demonstrar a produção total (X) como função da demanda final (F) bem como da matriz de tecnológica (A), de forma que:

$$X = [I - A]^{-1} * F \quad (6)$$

onde $[I - A]^{-1}$ representa a matriz de coeficientes técnicos de insumos diretos e indiretos (também denominada de *matriz inversa de Leontief*), enquanto a Equação (6) representa o *modelo de Leontief*.

Segundo Silva (2004), ao ser determinado que $L = [I - A]^{-1}$, tem-se que cada elemento l_{ij} deve ser interpretado como a produção total do setor i que se faz necessária para produzir uma unidade de demanda final do setor j .

Segundo Haddad (1989) e Talamini e Pedrozo (2004), pode-se afirmar que a comparação entre os coeficientes a_{ij} e l_{ij} estilizam algumas propriedades relevantes para a interpretação do modelo insumo-produto. Segundo os autores, *i.)* $l_{ij} \geq a_{ij}$, de forma que cada elemento da matriz inversa de Leontief é maior ou igual ao correspondente da matriz tecnológica, onde a_{ij} somente indica os efeitos diretos sobre a produção do setor i para atender a uma unidade monetária do setor j e, portanto, l_{ij} representaria tantos os efeitos diretos quando os efeitos indiretos; *ii.)* $l_{ij} \geq 0$, inferindo que todos os coeficientes técnicos apresentam valores positivos, assim não havendo possibilidades de substituição de insumos, de tal forma que, caso haja uma expansão da demanda final do setor j , a resposta seria um efeito positivo ou nulo sobre a produção do setor i , nunca este sendo negativo. O efeito nulo ocorrerá caso não houver dependência direta ou indireta entre os setores i e j ; *iii.)* $l_{ij} \geq 1$, se $i = j$, ou seja, a diagonal principal da matriz inversa sempre apresentará elementos positivos iguais a 1 ou maiores que 1, pois há interdependência entre os setores i e j . Desta forma, um acréscimo de uma unidade monetária na demanda final de um setor irá gerar, no mínimo, a expansão na produção de uma unidade monetária.

Além disso, segundo Feijó *et al.* (2007), duas hipóteses são centrais na elaboração dos modelos de insumo-produto: a *homogeneidade* e a *proporcionalidade*. A primeira pode ser entendida como o fato de que os insumos demandados por cada setor ser uma relação direta somente do nível de produção desse setor, enquanto a segunda explicita que cada setor só é responsável por um tipo de produto, inviabilizando, por exemplo, efeitos de economias de escopo.

3.2 Modelo Econométrico

Nesta seção serão apresentados os conceitos de estacionariedade das séries, os

testes de raiz unitária e os testes de co-integração, além da descrição do Modelo de Auto-Regressão Vetorial (VAR) e sua versão que incorpora o comportamento de longo prazo na presença de vetores de co-integração, o Modelo Vetorial de Correção de Erros (VEC).

3.2.1 Processo Estocástico e Estacionariedade

Para a elaboração de modelos de séries temporais, segundo Pindyck e Rubinfeld (2004), inicialmente tem-se a necessidade da série prevista ter sido gerada por um *processo estocástico*, ou seja, supõe-se que cada valor de y_1, y_2, \dots, y_T da série foi obtido aleatoriamente de uma distribuição de probabilidades.

Ao ser gerada por um processo estocástico, a série temporal impreterivelmente deve possuir resíduo também de caráter estocástico. Para isso, o resíduo da regressão deve ser um ruído branco (*white noise*) com média equivalente a zero, variância constante e sem auto-correlação entre eles. Ou seja, se y_t é estacionária, tem-se que ela é a mesma em qualquer período ($E[y_t] = E[y_{t-s}] = \mu$), a variância ($E[(y_t - \mu)^2] = E[(y_{t-s} - \mu)^2] = \sigma_y^2$) é constante (homocedasticidade) e covariância ($cov(y_t, y_{t-s}) = cov(y_{t-j}, y_{t-j-s}) = \gamma_s$) também se comporta da mesma forma.

De acordo com Arêdes e Pereira (2008), o teste mais simples para analisar a estacionariedade das séries temporais é dado pela obtenção dos coeficientes de auto-correlação e auto-correlação parcial, a partir dos quais são construídos os correlogramas: FAC e FACP. Estes, por sua vez, são as representações gráficas das defasagens e possibilitam a obtenção do intervalo de confiança para os coeficientes, na forma:

$$IC(95\%) = 0 \pm 1,96 \left(\frac{1}{\sqrt{n}} \right) \quad (10)$$

onde $IC(95\%)$ é o intervalo de confiança com 95% de significância estatística e n o tamanho da amostra.

Gujarati (1999) afirma que coeficientes de auto-correlação e auto-correlação parcial fora do intervalo de confiança, com exceção para a defasagem um, são estatisticamente diferentes de zero, sugerindo não estacionariedade da série. Entretanto, os testes de raiz unitária aplicados antes da estimação do modelo têm a finalidade de garantir

estatisticamente os pressupostos sobre a estacionariedade dos modelos.

3.2.2 Teste de Raiz Unitária

Para analisar a estacionariedade ou não-estacionariedade de séries temporais, a literatura apresenta alguns testes estatísticos amplamente utilizados, como os testes de raiz unitária de Dickey-Fuller (DF) e de Dickey-Fuller Aumentado (ADF).

Com base em um modelo auto-regressivo de primeiro ordem (AR(1)), o teste de Dickey-Fuller (DF) busca analisar a possibilidade da existência de raiz unitária. Caso a hipótese não seja rejeitada, a série possui raiz unitária e, portanto, não é estacionária.

Matematicamente, o modelo utilizado no teste de Dickey-Fuller pode ser representado por:

$$\Delta y_t = (\rho - 1)y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (11)$$

ou então,

$$\Delta y_t = \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (12)$$

em que $\Delta y_t = (y_t - y_{t-1})$ é o operador de diferença da variável em estudo; $\gamma = \rho - 1$; e ε_t é o erro aleatório com média nula, variância constante e ausência de autocorrelação, ou seja, do tipo ruído branco.

O teste de Dickey-Fuller é usado para testar a significância estatística do parâmetro $(\rho - 1)$, da Equação (11), ou do parâmetro γ , da Equação (12). Para tanto, são formuladas as seguintes hipóteses:

$$H_0 : (\rho - 1) = 0 \text{ ou } \gamma = 0$$

$$H_1 : (\rho - 1) \neq 0 \text{ ou } \gamma \neq 0$$

ou seja, a hipótese nula é de que a série seja não-estacionária (presença de raiz unitária), enquanto a hipótese alternativa, portanto, aponta para o fato da série ser estacionária (ausência

de raiz unitária).

Além disso, pode-se testar a série quanto a presença ou ausência de raiz unitária nos casos em que seja necessária a introdução de constante e/ou tendência. Para tal, o procedimento é semelhante ao apresentado na Equação (11) e (12).

Caso seja necessária a inclusão de uma constante, o modelo auto-regressivo será alterado para:

$$\Delta y_t = \alpha + \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (13)$$

de forma que α é o parâmetro de intercepto. Entretanto, caso haja a necessidade de inserir um parâmetro de tendência e intercepto, o modelo passará a ser representado como:

$$\Delta y_t = \alpha + \beta t + \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (14)$$

sendo β o parâmetro de tendência e t a tendência linear.

Apesar da inclusão de novos termos na Equação (12), de forma a captar possíveis efeitos de tendência e intercepto, Dickey e Fuller (1979) apontam que a metodologia aplicada é a mesma independente de qual das três formas for estimada.

Para que sejam analisadas a aceitação ou não-aceitação da hipótese nula, compara-se a estatística t calculada com as estatísticas críticas desenvolvidas por Dickey e Fuller (1979), de forma que as estatísticas críticas τ , τ_μ e τ_τ correspondem diretamente às equações (12), (13) e (14), respectivamente.

Entretanto, Gujarati (1999) aponta que, devido ao problema de auto-correlação dos resíduos, o teste de raiz mais indicado é o de raiz unitária de Dickey-Fuller Aumentado (ADF). Esse teste difere-se do teste de Dickey-Fuller por incorporar na equação de teste defasagens com o objetivo de eliminar o problema de auto-correlação dos resíduos. A equação de teste de raiz unitária ADF apresenta os componentes de intercepto e tendência na sua forma mais completa, e pode ser representada por:

$$\Delta y_t = \alpha + \beta t + \gamma y_{t-1} + \sum_{j=1}^k \rho_{j+1} \Delta y_{t-j} + \varepsilon_t \quad (15)$$

onde $\Delta y_{t-j} = (y_{t-j} - y_{t-j-1})$, para $j = 1, \dots, k$; t é a variável de tendência; α é o parâmetro de intercepto; e ε_t é o erro aleatório do tipo ruído branco.

As hipóteses utilizadas no teste Dickey-Fuller Aumentado são semelhantes as apresentadas no teste de Dickey-Fuller para a presença ou ausência de raiz unitária, bem como suas conclusões acerca da estacionariedade ou não-estacionariedade da série.

Além disso, nos testes de Dickey-Fuller Aumentado, para se determinar o número ideal de defasagens no termo de diferença incluído, deve-se utilizar algum critério de informação, como por exemplo, o Critério de Akaike (AIC) ou de Schwarz (SBC).

Dickey e Fuller (1981) apontaram que, além dos testes individuais para o teste de hipótese de $\gamma = 0$, podem ser realizados testes conjuntos para os coeficientes, através de três estatísticas F adicionais (chamadas de ϕ_1 , ϕ_2 e ϕ_3) desenvolvidas pelos autores. Tais estatísticas adicionais são construídas da mesma forma dos testes F tradicionais:

$$\phi_i = [(SQR_{\text{restrito}} - SQR_{\text{irrestrito}}) / r] / [SQR_{\text{irrestrito}} / (T - k)] \quad (16)$$

onde SQR_{restrito} é a soma dos quadrados dos resíduos do modelo restrito; $SQR_{\text{irrestrito}}$ é a soma do quadrado dos resíduos do modelo irrestrito; r é o número de restrições; T é o número de observações; e k é o número de parâmetros a serem estimados no modelo irrestrito.

Desta forma, a Tabela 3 sumariza os testes de Dickey-Fuller para as três formas de abordagem, apresentando suas hipóteses nulas e as estatísticas de teste.

Tabela 3 - Resumo dos Testes de Dickey-Fuller (DF)

Modelo	Hipótese Nula	Estatística de Teste
$\Delta y_t = \alpha + \beta t + \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t$	$\gamma = 0$	τ_τ
	$\gamma = \beta = 0$	ϕ_3
	$\alpha = \gamma = \beta = 0$	ϕ_2
$\Delta y_t = \alpha + \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t$	$\gamma = 0$	τ_μ
	$\gamma = \beta = 0$	ϕ_1
$\Delta y_t = \gamma y_{t-1} + \varepsilon_t$	$\gamma = 0$	τ

Fonte: Enders (2010).

3.2.3 Teste de Co-Integração

Séries temporais geralmente possuem a propriedade de serem estacionárias ao

serem diferenciadas por uma ou mais vezes. Pindyck e Rubinfeld (2004) apontam que deve ser efetuada a diferenciação sucessivamente até o momento em que a série torne-se estacionária integrada. Feito d diferenciações até que o teste de raiz unitária seja rejeitado, a ordem de integração da série é indicada por $I(d)$. Desta forma, uma série temporal integrada de ordem 1 ou maior não é estacionária, pois séries estacionárias são integradas de grau zero, ou seja, $I(0)$.

Ainda de acordo com os autores, duas variáveis não-estacionárias podem se tornar estacionárias caso seja realizada uma combinação linear entre elas. Isto significa que caso variáveis apresentem uma relação estável de longo prazo entre elas, em ordem $I(1)$, são consideradas co-integradas.

Enders (2010) aponta que, dado um processo com n variáveis ($V_{1t}, V_{2t}, \dots, V_{nt}$) ordenadas no tempo através de um vetor-coluna V_t , tais variáveis serão co-integradas de ordem (d, b) se todas as n variáveis forem $I(d)$ e exista um vetor-coluna $\beta = (\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n)$, de forma que a combinação linear de $U_t = \beta V_t$ seja integrada de ordem $(d - b)$, com $b > 0$. Diz-se que, portanto, a combinação linear das variáveis deve resultar em uma série com ordem de integração menor e que β é o vetor de co-integração.

Um dos procedimentos utilizados para testar se as séries são co-integradas é o teste de Johansen, de forma que este permite testar e estimar a presença de vetores de co-integração. Enders (2010) aponta que tal abordagem é uma generalização do teste de Dickey-Fuller (DF) em uma abordagem multivariada.

A partir de um sistema multivariado integrado de ordem $I(1)$, deve-se realizar um teste para o posto de co-integração entre as n variáveis de um vetor V_t , sendo o processo gerador um VAR com erros normais, conforme especificado na Equação (17):

$$V_t = A_0 + A_1 V_{t-1} + A_2 V_{t-2} + A_3 V_{t-3} + \dots + A_p V_{t-p} + \varepsilon_t \quad (17)$$

sendo que V_t é um vetor de ordem $(n \times 1)$, A_0 é um vetor $(n \times 1)$ de constantes, enquanto (A_1, \dots, A_p) determina as matrizes $(n \times n)$ de coeficientes e ε_t é um vetor $(n \times 1)$ de termos de erro.

A partir de manipulações algébricas na Equação (17), esta pode ser representada como:

$$\Delta V_t = \Pi V_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \Pi_i \Delta V_{t-i} + \varepsilon_t \quad (18)$$

de forma que $\Pi = -(I - \sum_{i=1}^p A_i)$ e $\Pi_i = -\sum_{j=i+1}^p A_j$, além de I ser uma matriz identidade.

Com base no *rank* da matriz Π , pode-se determinar o número de vetores de co-integração que existem entre as p variáveis. Caso o $rank(\Pi) = 0$, pode-se afirmar que a matriz é nula e que a equação (18) deve ser representada através de um modelo VAR em sua primeira diferença, sendo que não há, portanto, uma combinação linear entre as variáveis, ou seja, não são co-integradas. A matriz Π também pode apresentar tanto $rank(\Pi) = 1$, ou seja, há um vetor de co-integração entre as variáveis, quanto $1 < rank(\Pi) < n$, de forma que existam múltiplos vetores de co-integração.

Para determinar o número de vetores de co-integração distintos, pode-se observar o número de raízes características significativas (λ) da matriz Π , de forma que estas raízes equivalem ao próprio *rank* de Π . Caso $\Pi = 1$, a primeira raiz estimada (λ_1) será diferente de zero, enquanto as demais serão iguais à zero. Sucessivamente, se for observado que $\Pi = 2$, por exemplo, as duas primeiras raízes estimadas (λ_1 e λ_2) serão diferentes de zero, enquanto as demais não.

Para a determinação do *rank* da matriz Π , podem ser realizados dois testes distintos: o teste de máximo autovalor e o teste traço. Com relação ao teste de máximo autovalor, busca-se testar a existência de r vetores de co-integração contra a alternativa de existência de $r + 1$ vetores. Já em relação ao teste traço, verifica-se qual é o número máximo de vetores co-integrados.

O teste traço ($\lambda_{\text{traço}}$), em que a hipótese nula refere-se ao fato do número de vetores de co-integração ser menor ou igual a r ($H_0: \lambda_i \leq 0$ e $H_1: \lambda_i > 0$), possui estatística de teste dada por:

$$\lambda_{\text{traço}}(r) = -T \sum_{i=r+1}^n \ln(1 - \lambda_i) \quad (19)$$

em que λ_i é o número de valores das raízes (autovalores) extraídos da matriz Π e T é o número de observações. Já o teste de máximo autovalor (λ_{max}), em que a hipótese nula testa a existência de r vetores de co-integração ($H_0: \lambda_{r+1} \leq 0$) contra a hipótese alternativa de existência de $r + 1$ vetores ($H_1: \lambda_{r+1} > 0$), apresenta estatística de teste como:

$$\lambda_{\text{max}}(r, r+1) = -T \ln(1 - \lambda_{r+1}) \quad (20)$$

Segundo Enders (2010), os resultados de ambos testes dependem da quantidade de lags (ΔV_{t-i}) incluídos na Equação (18), sendo que a escolha do número de lags deve ocorrer através dos resultados expressos pelos critérios Schwarz (SC) e Hannan-Quinn (HQ) de modelos VAR estimados com diferentes ordens para as variáveis em nível.

3.2.4 Determinação do Método de Estimação

Após definir a ordem de integração das variáveis e se estas são ou não co-integradas, pode-se determinar qual será a forma de estimação a ser utilizada. Ao se observar que as variáveis são integradas de ordem zero, ou seja, $I(0)$, deve-se utilizar o Modelo Auto-Regressivo Vetorial irrestrito (VAR irrestrito).

Todavia, caso seja observado que as séries são integradas de ordem unitária, $I(1)$, segue-se para os testes de co-integração. No caso de não haver co-integração entre as séries, aponta-se para a necessidade de estimar um modelo VAR irrestrito, enquanto, caso a co-integração esteja presente, incorpora-se ao VAR um mecanismo de correção de erros, ou seja, estima-se um Modelo Vetorial de Correção de Erros (VEC) (MATTOS *et al.*, 2008).

A Equação (17) representa um processo VAR irrestrito de ordem p . Este processo pode ser modificado, de forma a incluir o mecanismo de correção de erros, conforme expresso por Enders (2004) como:

$$\Delta V_t = \Pi_0 + \Pi V_{t-1} + \Pi_1 \Delta V_{t-1} + \Pi_2 \Delta V_{t-2} + \dots + \Pi_k \Delta V_{t-k} + \varepsilon_t \quad (21)$$

sendo que Π_0 é um vetor ($n \times 1$) de termos de intercepto; Π é uma matriz com elementos π_{jk} , em que pelo menos há um elemento diferente de zero; Π_i é um vetor ($n \times n$) de coeficientes; e ε_t é um vetor de erros ($n \times 1$).

Com relação ao vetor de erro, ΠV_{t-1} , este pode ser definido como:

$$\Pi V_{t-1} = \Delta V_t - \Pi_0 - \sum \Pi_i \Delta V_{t-i} - \varepsilon_t \quad (22)$$

Ao se observar que os elementos da matriz Π são equivalentes a zero, o vetor

de erro não deve ser utilizado, sendo necessária a estimação de um VAR irrestrito em primeira diferença. Contudo, se as variáveis da matriz Π forem co-integradas, a equação em diferença deverá conter um elemento que capte o desvio em relação ao equilíbrio de longo prazo, ou seja, deve-se utilizar o termo de correção de erro para que não haja perda de informações de longo prazo ao se diferenciar as séries para as tornar estacionárias. Além disso, caso todas as variáveis sejam integradas de mesma ordem, $IIV_t - 1$ será estacionária se os demais componentes da Equação (22) forem estacionários.

3.3 Abordagem Econométrica Integrada a de Insumo-Produto

Esta seção discute a forma como o modelo econométrico de séries temporais foi integrado ao modelo de insumo-produto. Tal forma de integração permitir realizar uma análise acerca de impactos de variáveis macroeconômicas agregadas sobre elementos setoriais.

Desta forma, na primeira seção será abordada a motivação bem como as diferentes visões acerca da integração dos modelos econométricos aos modelos de insumo-produto, enquanto a segunda seção aborda a forma de integração a ser utilizada no presente trabalho. A terceira seção trata da formulação do componente econométrico escolhido para modelar a demanda final.

3.3.1 Caracterização do Processo de Integração EC+IP

A abordagem integrada de econometria de séries temporais e de insumo-produto representa uma evolução em relação a utilização destes métodos de forma isolada, pois permite transpor tanto as limitações individuais destes, bem como ampliar suas capacidades de análise. Entretanto, Rey (2000) pondera a existência de opiniões divergentes acerca da utilização de modelos EC+IP, sendo que autores apontam uma competição desta abordagem em relação aos modelos regionais de equilíbrio geral computável (EGC), além de outros autores apresentarem justificativas divergentes na forma como deve ser realizada a

integração dos componentes EC e IP.

Dentre as limitações da abordagem de insumo-produto, pode-se citar: *i.*) função de produção linear; *ii.*) retornos constantes de escala; e *iii.*) rigidez de preços. Com relação as limitações da abordagem econométrica, têm-se: *i.*) necessidade de extensa quantidade de dados; *ii.*) muitos requisitos para a calibração do modelo; e *iii.*) responsabilidade adicional na escolha da perspectiva teórica para determinação da forma funcional do modelo, frente ao fato dos modelos de insumo-produto já trazerem intrinsecamente a base teórica a ser utilizada (REY, 2000).

Rey (2000) afirma que a integração permite reduzir parcialmente os problemas individuais de cada componente, sendo que a falta de resposta da abordagem de insumo-produto à variações de preço constitui-se como principal motivação para integrá-los. Desta forma, a Tabela 4, além de apresentar as características individuais de cada componente, também permite observar como a integração eleva sua capacidade analítica.

Tabela 4 - Comparação entre os modelos EC, IP e EC+IP

Característica	EC	IP	EC+IP
Dinâmico	X		X
Desagregado		X	X
Sensível ao preço	X		X
Análise de Impacto	X	X	X
Direcionado à demanda	X	X	X
Previsão	X		X
Inferência	X		?
Multi-regional	X	X	?

Fonte: Rey (2000).

Nota: O símbolo (?) refere-se a dúvida.

Apesar de ambas abordagens, quando aplicadas a uma escala regional, serem movidas pelo lado da demanda, Beaumont (1990)¹⁰ *apud* Rey (2000) aponta que há uma diferença teórica fundamental entre elas. Segundo o autor, a análise de insumo-produto é essencialmente de equilíbrio geral, sendo que a resposta do modelo aos choques de demanda é um ajuste na oferta, de forma que não há referência ao preço na resposta do mercado. Já os modelos econométricos retratam as economias regionais em um contexto de desequilíbrio e/ou de equilíbrio parcial, onde o foco é na forma como ocorre o ajustamento dinâmico da

10 BEAUMONT, P. M. Supply and demand interaction: integrated econometric and input-output models. *International Regional Science Review*, v. 13, p. 167-181, 1990.

economia frente a choques exógenos.

Desta forma, após a integração, Guilhoto (2004) demonstra que o componente IP utiliza do poder de previsão conferido pela abordagem econométrica, enquanto o componente EC tira vantagem dos aspectos inter-regionais e inter-setoriais da abordagem de insumo-produto.

Entretanto, como observado na Tabela 4, apesar da integração entre o componente de insumo-produto e o econométrico conferir a superação de alguns entraves individuais e gerar vantagens metodológicas de análise, cria-se dúvidas acerca da capacidade de inferência e de utilização multi-regional. Este problema do poder de inferência surge a partir da visão tradicional determinística do componente IP, ou seja, os coeficientes são parâmetros fixos sem incerteza associada, enquanto o componente EC possui a capacidade de lidar com tal fator. A análise das ligações multi-regionais torna-se comprometida devido ambos componentes serem capazes de representar tal mecanismo, porém não sendo possível a co-existência de ambas representações, de forma que faz-se necessário tomar decisões sobre como estas ligações devem ser tratadas (FERREIRA, 2008).

Como apontado anteriormente, há divergências entre autores sobre a melhor forma de integração do componente econométrico ao componente de insumo-produto. Segundo Rey (2000), há três estratégias de integração: *i.*) ligação (*linking*); *ii.*) determinação mútua (*embedding*); e *iii.*) acoplagem (*coupling*). O efeito simultâneo de retroalimentação entre os componentes EC e IP corresponde, caso seja parcial, à estratégia de acoplagem e, caso seja completo, à estratégia de determinação mútua. Já a estratégia de ligação consiste em um dos componentes (IP ou EC) ser exógeno ao outro, sendo que a interação entre estes é recursiva.

3.3.2 Determinação da Estratégia de Integração

Dentre as três estratégias de integração, o presente trabalho utiliza-se da abordagem de *ligação*, cuja integração parte do componente EC para o componente IP. Desta forma, a abordagem exposta no trabalho de Mattos *et al.* (2008) é utilizada como base para sua realização.

Mattos *et al.* (2008) considera duas formas de modelagem de insumo-produto (IP): o modelo fechado e o modelo aberto. Em relação ao modelo fechado, o componente

econométrico é um VEC, de forma que o consumo das famílias é endogeneizado no componente de insumo-produto. O modelo aberto, por sua vez, apresenta um componente econométrico VAR integrado com o componente de insumo-produto padrão, ou seja, todas as variáveis da demanda final são consideradas exógenas.

Para representar ambos modelos EC+IP na abordagem de Mattos *et al.* (2008), tem-se o seguinte conjunto de identidades macroeconômicas:

$$Y_t = C_t + G_t + I_t + E_{Xt} - M_t \quad (23)$$

$$F_t = h_C C_t + h_G G_t + h_I I_t + ne_t \quad (24)$$

$$ne_t = h_{EX} E_{Xt} - h_M M_t \quad (25)$$

$$X_t = A X_t + F_t \quad (26)$$

$$E_t = P X_t \quad (27)$$

em que Y corresponde à renda interna bruta, C é o consumo das famílias, G são os gastos do governo, I é o investimento privado, E_X são as exportações e M são as importações, todos medidos em valores monetários.

Em relação a X, F e ne , tem-se que estes são, respectivamente, vetores de produção, demanda final e exportações líquidas por setor, de ordem $(n \times 1)$. Além disso, com o intuito de desagregar os componentes da demanda final de forma setorial, foram criados os vetores h_C , h_G , h_I , h_{EX} e h_M , de ordem $(n \times 1)$, de modo que:

$$\sum_{j=1}^n h_{C,j} = \sum_{j=1}^n h_{G,j} = \sum_{j=1}^n h_{I,j} = \sum_{j=1}^n h_{EX,j} = \sum_{j=1}^n h_{M,j} = 1 \quad (28)$$

Por sua vez, P representa uma matriz diagonal $(n \times n)$, de forma que sua diagonal principal contém os coeficientes de uso setorial de energia, medidos em *tep/R\$*, e E é um vetor de consumo setorial de energia, de ordem $(n \times 1)$, medido em *tep*. O termo t subscrito refere-se ao tempo, em termos anuais.

3.4 Modelo Macroeconômico para Demanda Final

Para que se possa realizar previsões acerca do consumo de energia no Brasil,

através do modelo integrado de EC+IP, faz-se necessária a modelagem dos componentes da demanda final representados por G, C, I, E_x e M. Apesar de Mattos *et al.* (2008) ter considerado todas as variáveis como exógenas ao componente IP, com exceção do Consumo (C) e da Renda (Y), o presente trabalho apoia-se na abordagem de Santiago (2009) para a modelagem do componente EC, que trata apenas o elemento Gasto Governamental (G) da demanda final como exógeno.

Desta forma, o presente trabalho baseia-se parcialmente na estimação econométrica e, assim, na previsão dos elementos da demanda final para uma economia aberta, através de um modelo de base keynesiana. À partir da Equação (23), determina-se uma forma funcional para cada elemento considerado, com exceção do Gasto Governamental (G) exógeno.

Para modelar o comportamento do Consumo (C), segue-se o princípio defendido por Keynes (1998), em que o autor afirma que:

"O montante que a comunidade gasta em consumo depende, evidentemente: (i) em parte, do montante de sua renda; (ii) em parte, de outras circunstâncias objetivas que o acompanham; e (iii), em parte, das necessidades subjetivas, propensões psicológicas e hábitos dos indivíduos que a compõem, bem como dos princípios que governam a distribuição da renda entre eles..."

Desta forma, baseado em Blanchard (2007), a função consumo keynesiana em sua forma econométrica pode ser expressa por:

$$C_t = c_0 + c_1 Yd_t + e_t \quad (29)$$

em que C_t corresponde ao consumo das famílias, c_0 equivale ao consumo autônomo (ou de subsistência), c_1 é a propensão marginal a consumir, Yd_t é a renda disponível e e_t é termo de erro aleatório.

O elemento Investimento (I) será modelado à partir da abordagem do Modelo do Acelerador dos Investimentos¹¹, em que o investimento necessário está associado a um dado nível de crescimento do produto, ou seja, o investimento líquido seria proporcional à variação do nível de produto. Além disso, incorpora-se o efeito keynesiano da relação entre o custo de oportunidade do capital a ser investido, dado pela taxa de juros, e o nível de investimentos realizados. Assim, tem-se:

¹¹ Para uma breve discussão acerca das diversas visões sobre os elementos de determinação do Investimento, ver Luporini e Alves (2010).

$$I_t = \mu_0 + \mu_1 R_t + \mu_2 \Delta Y_t + u_t \quad (30)$$

em que I_t é a demanda por investimento; R_t é a taxa de juros real, que determina o custo do capital e o nível de investimento; ΔY_t é a variação do nível de produto (mudança na demanda); e u_t é o termo de erro aleatório.

Para tratar dos componentes de Exportação (E_x) e Importação (M), escolheu-se uma abordagem apoiada nos pressupostos do Modelo de Mundell-Fleming¹². Com relação às exportações, caso a Condição de Marshall-Lerner¹³ for considerada válida, tem-se que uma variação positiva da taxa de câmbio real (Q), expresso em R\$/US\$, e/ou do nível de renda externa (Y^W) afetam positivamente o saldo de exportação. Desta forma, este pode ser determinado por:

$$E_{x_t} = a_0 + a_1 Y^W_t + a_2 Q_t + v_t \quad (31)$$

em que E_x são as exportações; a_0 , a_1 e a_2 são parâmetros comportamentais das exportações; Y^W_t é a renda externa; Q_t é a taxa de câmbio real (R\$/US\$); e v_t é o termo de erro aleatório.

O nível de Importação (M) de bens e serviços, além de também ser influenciado pela taxa de câmbio real, relaciona-se com o nível de rendimento nacional, ou seja, com a renda bruta interna (Y). Conseqüentemente, uma variação positiva na taxa de câmbio real faz com que o nível de importações tenda a cair, enquanto uma variação positiva na renda bruta interna tende a elevar o saldo de bens e serviços importados. Tem-se, portanto:

$$M_t = m_0 + m_1 Y_t + m_2 Q_t + w_t \quad (32)$$

em que m_0 , m_1 e m_2 são parâmetros comportamentais das importações; Q_t é a taxa de câmbio real (R\$/US\$); e w_t é o termo de erro aleatório.

O elemento de Gastos Governamentais (G) foi considerado exógeno devido, principalmente, ao fato da estrutura institucional e da rigidez do custeio da máquina pública, que fazem com que se torne inviável para o escopo deste trabalho modelar o comportamento

12 Para mais informações sobre o Modelo de Mundell-Fleming, ver Froyen (1999).

13 A Condição de Marshall-Lerner impõe que a soma das elasticidades da demanda por exportação e por importação devem ser maior do que a unidade para que a depreciação cambial gere melhorias do saldo comercial. Dentre seus pressupostos, aponta-se: *i.*) são as taxas de câmbio reais que apresentam efeitos sobre as trocas comerciais; *ii.*) bens internos e externos são substitutos perfeitos; *iii.*) preços externos e internos são fixos; *iv.*) as economias não são capazes de afetar variáveis reais externas.

deste agregado macroeconômico.

Para a estimação econométrica das formas funcionais descritas acima, estrutura-se uma forma reduzida geral, dada por:

$$C_t = \pi_{10} + \pi_{11}R_t + \pi_{12}Y_t^W + \pi_{13}Q_t + \pi_{14}G_t + \pi_{15}\Delta Y_t + \varepsilon_{1t} \quad (33)$$

$$I_t = \pi_{20} + \pi_{21}R_t + \pi_{22}Y_t^W + \pi_{23}Q_t + \pi_{24}G_t + \pi_{25}\Delta Y_t + \varepsilon_{2t} \quad (34)$$

$$E_{Xt} = \pi_{30} + \pi_{31}R_t + \pi_{32}Y_t^W + \pi_{33}Q_t + \pi_{34}G_t + \pi_{35}\Delta Y_t + \varepsilon_{3t} \quad (35)$$

$$M_t = \pi_{40} + \pi_{41}R_t + \pi_{42}Y_t^W + \pi_{43}Q_t + \pi_{44}G_t + \pi_{45}\Delta Y_t + \varepsilon_{4t} \quad (36)$$

$$Y_t = C_t + I_t + G_t + E_{Xt} - M_t \quad (37)$$

Com base nas equações de (33) a (37), pode-se re-especificar tais formais funcionais em um forma matricial representativa de um modelo VAR/VEC, conforme:

$$\Delta W_t = -\alpha\beta W_{t-1} + \Theta_1\Delta W_{t-1} + \Psi_0\Delta Z_t + \Psi_1\Delta Z_{t-1} + \varepsilon_{1t} \quad (38)$$

em que W é o vetor (4×1) com as variáveis endógenas do modelo; α é a matriz (4×4) de coeficientes de ajustamento de cada variável endógena aos desvios na relação de longo prazo; β é a matriz (4×4) de parâmetros de co-integração; Θ é a matriz (4×4) de parâmetros relacionados a primeira defasagem das variáveis endógenas; Ψ_0 e Ψ_1 são matrizes (4×4) de parâmetros das variáveis exógenas na primeira e na segunda diferença, respectivamente; Z_t é o vetor (5×1) de variáveis exógenas; e ε_t é o vetor (4×1) dos resíduos aleatórios.

3.5 Cenários

Para realizar as projeções para os agregados macroeconômicos, faz-se necessário estipular os valores futuros, entre 2011 e 2015, para as variáveis exógenas do modelo, visto que estes não são projetados pelo abordagem VAR/VEC. Desta forma, no presente trabalho, foram criados cenários diferentes para o comportamento futuro da taxa de câmbio (Q), dos gastos governamentais (G), da taxa de juros Over/SELIC (R), do PIB brasileiro (Y) e da renda mundial (YW).

Para os anos de 2011 e 2012, utilizaram-se projeções realizadas por instituições tanto governamentais quanto privadas, sendo que estas estão expostas na Tabela 5.

Tabela 5 - Projeções das variáveis exógenas para os anos de 2011 e 2012

Variável	2011	2012
Taxa de Câmbio (Q)	R\$1,70/US\$	R\$1,80/US\$
Taxa de juros Over/SELIC (R)	11,78%	10,50%
Gastos Governamentais (G)	+ 3,20%	+ 3,60%
PIB brasileiro (Y)	+ 3,30%	+ 3,50%
Renda Mundial (YW)	+ 1,80%	+ 2,10%

Fonte: Adaptado de Banco Central do Brasil (2011a) e *Project Link Research Centre* (2010).

Entretanto, o presente trabalho pretende criar projeções também para os anos de 2013 a 2015, de forma a proporcionar uma análise de longo prazo para o comportamento das variáveis do modelo. Assim, o comportamento destas nos cenários construídos, após o ano de 2012, foram estipuladas com base em duas *macro-situações*: otimista e pessimista.

Deve-se ressaltar, todavia, a relevância da taxa de câmbio na determinação dos cenários. Nota-se a tendência do Banco Central do Brasil impedir que tal variável atinja valores acima de aproximadamente R\$1,90/US\$ ou abaixo de R\$1,60/US\$.¹⁴ Desta forma, dentro de cada *macro-situação*, foram criados dois cenários com alterações apenas nos patamares da taxa de câmbio, sendo um cenário baseado no limite inferior e outro cenário baseado no limite superior.

Portanto, as projeções realizadas neste trabalho baseiam-se em quatro cenários diferentes: *i.*) otimista com taxa de câmbio de R\$1,90/US\$ (Cenário A); *ii.*) pessimista com taxa de câmbio de R\$1,90/US\$ (Cenário B); *iii.*) otimista com taxa de câmbio de R\$1,60/US\$ (Cenário C); e *iv.*) pessimista com taxa de câmbio de R\$1,60/US\$ (Cenário D). Assim, a Tabela 6 resume os valores projetados para as variáveis exógenas no período de 2011 a 2015¹⁵.

Os cenários otimistas, independente das taxas de câmbio determinadas,

14 Segundo informações disponibilizadas pelo Banco Central do Brasil (2011b), em julho de 2011, teve início uma política de controle do mercado futuro do dólar, através de *swaps* cambiais reversos, e deu poderes ao Conselho Monetário Nacional (CMN) para regular o segmento, além de anteriormente já ter instituído a taxa de Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) em 6% para operações realizadas no mercado externo, de forma a conter a tendência de apreciação cambial ocorrida no primeiro semestre, cujo patamar esteve próximo a R\$1,55. Entretanto, em setembro do mesmo ano, de acordo com as informações do Banco Central do Brasil (2011c), ao se deparar com a rápida depreciação cambial (pico de R\$1,895 no dia 23 de setembro, após intervenção) provinda da incerteza internacional frente a situação econômica européia, deu início a venda de dólares no mercado, fato não observado desde 2009.

15 Como a análise acerca do consumo futuro de energia elétrica baseia-se em dados anuais, as projeções para as variáveis exógenas foram apresentadas também em periodicidade anual. Entretanto, devido o modelo econométrico utilizar-se de dados trimestrais, convencionou-se: *i.*) transformar os valores anuais das taxas de crescimento em valores trimestrais e as manter constantes durante os trimestres; *ii.*) manter constante a taxa de câmbio durante os trimestres; e *iii.*) manter constante o valor da taxa de juros Over/SELIC durante os trimestres. Para os cenários em valores trimestrais, ver Apêndice 2.

basearam-se na permanência do crescimento das variáveis analisadas, com exceção da taxa de juros Over/SELIC, que apresenta redução devido a possível maior estabilidade da economia brasileira. Já em relação aos cenários pessimistas, a taxa de juros Over/SELIC apresenta crescimento devido uma possível necessidade de rigidez sobre a política monetária frente uma contração da economia brasileira, enquanto as demais variáveis apresentam retração no padrão de crescimento.

O padrão estabelecido para a elevação ou decréscimo das taxas de crescimento para os cenários otimistas e pessimistas, respectivamente, foi o de manter constante a variação de pontos percentuais observada entre os anos de 2011 e 2012 para os demais anos. Ou seja, nos cenários pessimistas (otimistas) reduziu-se (acrescentou-se) marginalmente a variação dos pontos percentuais observados entre 2011 e 2012.

Ressalta-se que a ausência de projeções de órgãos especializados para as variáveis exógenas analisadas, entre os anos de 2013 e 2015, constitui-se como uma limitação do presente trabalho, visto que os valores aqui estabelecidos para os cenários representam apenas possibilidades arbitrárias de expansão ou retração da economia brasileira.

Tabela 6 - Cenários para as variáveis exógenas - 2011 a 2015

Período	Cenário A					Cenário B				
	Q	R	G	Y	YW	Q	R	G	Y	YW
2011	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 3,20%	+ 3,30%	+ 1,80%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 3,20%	+ 3,30%	+ 1,80%
2012	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 3,60%	+ 3,50%	+ 2,10%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 3,60%	+ 3,50%	+ 2,10%
2013	R\$1,90	9,75% a.a.	+ 4,00%	+ 3,70%	+ 2,40%	R\$1,90	11,25% a.a.	+ 3,20%	+ 3,00%	+ 1,80%
2014	R\$1,90	9,00% a.a.	+ 4,40%	+ 3,90%	+ 2,70%	R\$1,90	12,00% a.a.	+ 2,80%	+ 2,50%	+ 1,50%
2015	R\$1,90	8,25% a.a.	+ 4,80%	+ 4,10%	+ 3,00%	R\$1,90	12,75% a.a.	+ 2,40%	+ 2,20%	+ 1,20%

Fonte: Elaborado pelo autor.

(Continua)

Tabela 6 - Cenários para as variáveis exógenas - 2011 a 2015

Período	Cenário C					Cenário D				
	Q	R	G	Y	YW	Q	R	G	Y	YW
2011	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 3,20%	+ 3,30%	+ 1,80%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 3,20%	+ 3,30%	+ 1,80%
2012	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 3,60%	+ 3,50%	+ 2,10%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 3,60%	+ 3,50%	+ 2,10%
2013	R\$1,60	9,75% a.a.	+ 4,00%	+ 3,70%	+ 2,40%	R\$1,60	11,25% a.a.	+ 3,20%	+ 3,00%	+ 1,80%
2014	R\$1,60	9,00% a.a.	+ 4,40%	+ 3,90%	+ 2,70%	R\$1,60	12,00% a.a.	+ 2,80%	+ 2,50%	+ 1,50%
2015	R\$1,60	8,25% a.a.	+ 4,80%	+ 4,10%	+ 3,00%	R\$1,60	12,75% a.a.	+ 2,40%	+ 2,20%	+ 1,20%

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.6 Estrutura do Módulo Energético

Conforme as informações do MME (2010), disponibilizadas através do Balanço Energético Nacional (BEN), pode-se construir o módulo energético para a previsão do consumo setorial de energia elétrica.

Para a formulação do módulo energético, parte-se da Equação (27), sendo que os coeficientes de energia elétrica da matriz diagonal P são calculados da seguinte forma:

$$p_i = \frac{E_i}{X_i} \quad (39)$$

em que p_i corresponde ao coeficiente de energia elétrica do setor i ; E_i é consumo de energia elétrica do setor i , medido em *tep*; e X_i é o valor da produção do setor i , medido em R\$. Assim, a Tabela 7 apresenta os valores dos coeficientes de energia elétrica.

Tabela 7 - Coeficiente de Energia Elétrica (p_i), em *tep*/mil R\$

Setores	p_i	Rank ¹
Agropecuária	0,0057	9
Mineração e Pelotização	0,0058	7
Minerais Não-Metálicos	0,0141	4
Ferro e Aço	0,0221	2
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	0,0305	1
Papel e Celulose	0,0147	3
Química	0,0057	8
Alimentos e Bebidas	0,0056	10
Têxtil e Vestuário	0,0063	6
Outras Indústrias	0,0033	13
Comércio e Serviços	0,0035	12
Transporte	0,0005	14
Serviços Públicos	0,0048	11
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	0,0096	5

Fonte: Elaborado pelo autor.

¹Rank por ordem decrescente de coeficiente de energia elétrica.

Pode-se depreender da Tabela 7 que o setor Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias é o maior demandante de energia elétrica em relação ao seu valor total de produção, seguido pelo setor de Ferro e Aço e pelo setor de Papel e Celulose.

Em geral, como esperado, os setores de caráter industrial (secundários) são os que apresentam maior consumo de energia elétrica em relação a sua produção, enquanto os setores primários e terciários apresentam, em geral, os menores valores.

3.7 Fonte e Tratamento de Dados

Esta seção discorre acerca dos dados utilizados na formulação do modelo integrado de econometria de séries temporais e de insumo-produto (EC+IP), bem como os utilizados na geração da matriz energética setorial brasileira.

As séries históricas de PIB (Y), consumo das famílias (C), investimentos (I), importações (M), gastos governamentais (G) e exportações (E_x), compreendidas no período do primeiro trimestre de 1995 ao primeiro trimestre de 2011, foram obtidas no *site* do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), contabilizadas pelo Sistema de Contas Nacionais Consolidadas (SCN) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Todas as variáveis estavam a preços correntes em milhões de reais (R\$), sendo deflacionadas pelo índice geral de preços - disponibilidade interna (IGP-DI) (base = 4º trimestre de 2008¹⁶), calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e também disponibilizado pelo IPEA.

Para a série histórica da taxa de câmbio real (Q), optou-se pela utilização da taxa de câmbio efetiva real¹⁷, em índice (base = 4º trimestre de 2008), calculada e disponibilizada pelo *site* do IPEA. Como a série encontrava-se em periodicidade mensal, foi realizada a média aritmética dos índices dos meses de cada trimestre¹⁸.

16 A opção pelo 4º trimestre de 2008 como base para os índices deve-se ao fato dos dados utilizados pela matriz de insumo-produto e pelo Balanço Energético Nacional corresponderem ao ano de 2008, de forma a compatibilizar todas as variáveis ao mesmo período.

17 A taxa de câmbio efetiva real é calculada pela média ponderada do índice de paridade do poder de compra dos 16 maiores parceiros comerciais do Brasil. Define-se esta paridade do poder de compra como o quociente entre a taxa de câmbio nominal (R\$/unidade de moeda estrangeira) e a relação entre o Índice de Preço por Atacado (IPA) do país em caso e o Índice de Preços por Atacado - oferta global (IPA-OG) do Brasil.

18 Para os cenários estabelecidos no presente trabalho, os valores previstos para a taxa de câmbio foram convertidos em índices com base também no 4º trimestre de 2008. Como os valores para os quatro cenários apresentam-se em valores nominais, suas transformações em índices da taxa de câmbio real efetiva baseou-se nas pressuposições de que a participação do comércio entre os países e Brasil e os preços relativos entre estes se mantiveram constantes. Tal fato constitui-se como mais uma limitação ao presente trabalho.

Com relação a taxa de juros real (R), há uma discussão na bibliografia sobre qual taxa de juros melhor representaria o custo de capital (que é um dos determinantes do nível de investimento). Para o presente trabalho, optou-se pela utilização da taxa de juros Over/SELIC, que representa a média dos juros que o Governo paga aos bancos que lhe emprestaram dinheiro, considerada a taxa básica de juros da economia. Como a série foi coletada em periodicidade mensal, esta foi convertida em trimestral através da acumulação de juros compostos para os respectivos meses de cada trimestre. Além disso, visto a necessidade da utilização em valores reais, a taxa de juros nominal foi transformada em real conforme:

$$R = \frac{(1+i)}{(1+\pi)} - 1 \quad (40)$$

em que R é a taxa de juros real Over/SELIC; i é a taxa de juros nominal Over/SELIC; e π é a taxa de inflação, sendo utilizado o IGP-DI do trimestre.

Para a série histórica da renda mundial, foi utilizado o PIB dos EUA (Y^w) como uma *proxy*. Tal série foi produzida pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) e disponibilizada pelo *site* do IPEA. Como a série encontrava-se em valores correntes em bilhões de dólares (US\$), esta foi deflacionada pelo índice de preços ao consumidor (IPC) dos EUA (base = 4º trimestre de 2008), transformada em milhões de dólares e convertida em milhões de reais pela taxa nominal de câmbio (R\$/US\$), apurada pelo Banco Central do Brasil (BCB) e obtida no *site* do IPEA.

A Matriz de Insumo-Produto para 2008 foi estimada pelo Núcleo de Economia Regional e Urbana (NEREUS) da Universidade de São Paulo (USP), à partir da metodologia desenvolvida em Guilhoto e Sesso Filho (2010). A matriz utilizada é composta por 42 setores produtivos e 80 produtos.

Para a formulação da matriz de coeficientes setoriais de energia elétrica de 2008, utilizou-se os dados disponibilizados no Balanço Energético Nacional (BEN) de 2010, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Desta forma, o Apêndice 1 apresenta a compatibilização dos 42 setores da matriz de insumo-produto com os 14 setores do BEN.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentadas as séries utilizadas, os testes aplicados sobre as séries e os resultados obtidos para o componente econométrico. Para isso, inicialmente são expostas as séries temporais das variáveis de forma gráfica, depois são apresentados os resultados acerca dos testes de raiz unitária para determinação da estacionariedade e então os testes de co-integração para determinação da forma de estimação.

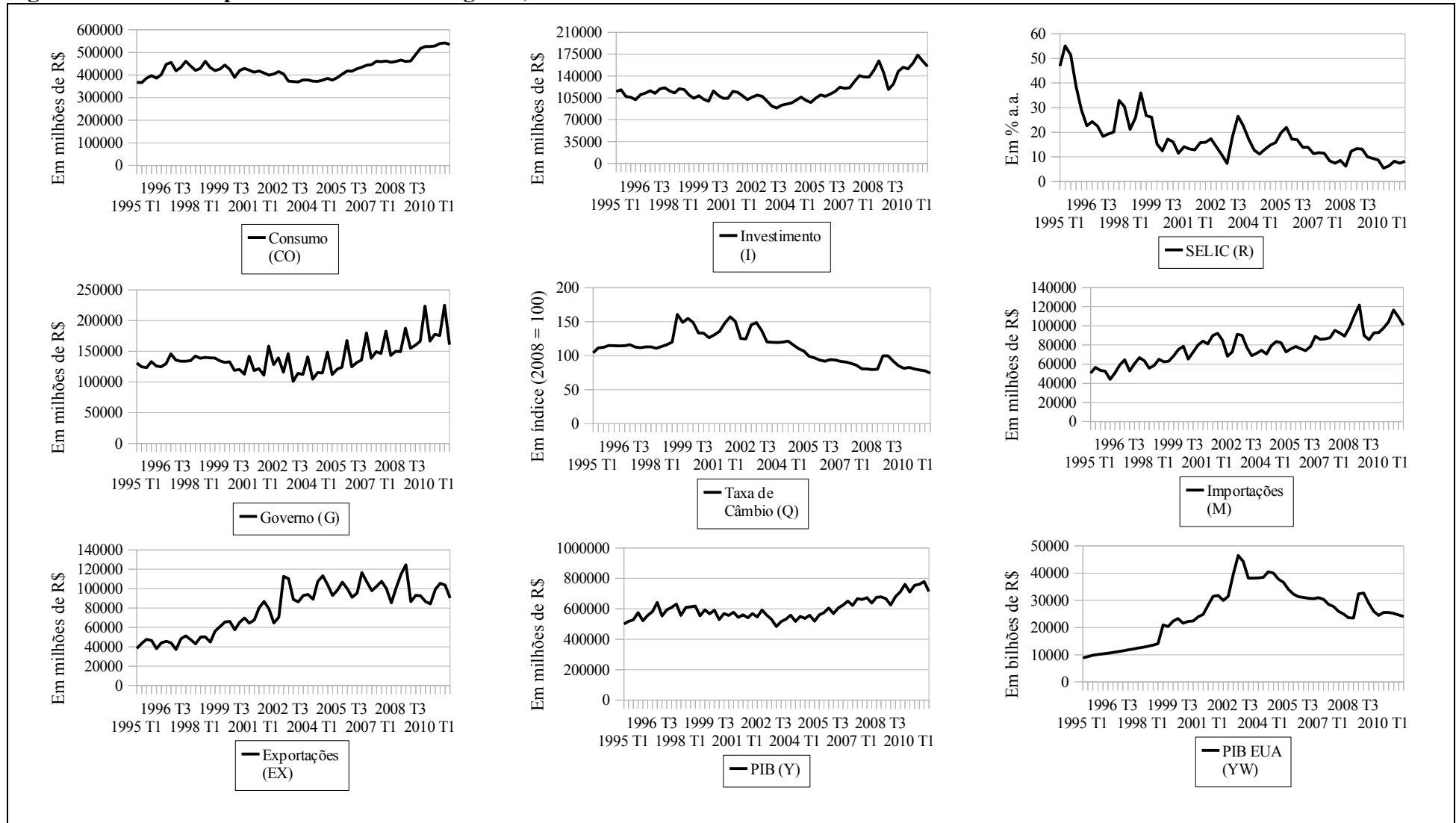
Também é detalhado o modelo econométrico selecionado para realizar a previsão dos agregados macroeconômicos, sendo apresentadas análises acerca do poder preditivo deste. Desta forma, posteriormente, apresentam-se as previsões para os componentes da demanda final, bem como a projeção do consumo setorial e total brasileiro de energia elétrica, realizadas através dos choques à matriz de insumo-produto.

4.1 Análise Gráfica das Variáveis

Primeiramente, apresenta-se as séries temporais das variáveis em nível escolhidas para o componente econométrico na Figura 2. Tal abordagem permite avaliar o comportamento das variáveis durante o tempo, de forma a permitir uma análise preliminar acerca da estacionariedade das séries bem como a possível presença de tendência e mudança de média.

Observa-se pela Figura 2 que os dados apresentam volatilidade durante os trimestres analisados, de forma que uma análise preliminar dos gráficos permite dizer que há evidências de não-estacionariedade das séries, devido a mudanças no comportamento da média e a presença de tendência.

Figura 2 - Séries Temporais das Variáveis originais, em nível - 1º Trim. 1995 - 1º Trim. 2011



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 Teste de Raiz Unitária

Para formalizar estatisticamente a não-estacionariedade das séries temporais utilizadas, tanto endógenas quanto exógenas, utiliza-se no presente trabalho o teste de raiz unitária de Dickey-Fuller Aumentado (ADF).

A estacionariedade foi testada em quatro situações distintas: *i.*) a série em nível com intercepto; *ii.*) a série em nível com intercepto e tendência; *iii.*) a série em primeira diferença com intercepto; e *iv.*) a série em primeira diferença com intercepto e tendência. Para a escolha dos *lags* de defasagem em cada caso, foi utilizado o critério de *Schwarz* (SIC).

Os resultados do teste ADF para as variáveis originais¹⁹ tornam possível depreender que todas as variáveis são integradas de ordem um em suas primeiras diferenças ao nível de 5%, ou seja, rejeitou-se a presença de raiz unitária a 5%.

Ressalta-se o fato da taxa de juros real Over/SELIC (R) ser integrada de ordem zero a 5%, embora esta tenha seja inserida no modelo econométrico em sua primeira diferença visto que as demais variáveis utilizadas estarão em suas formas integradas de ordem um²⁰.

Além disso, foram testadas as estacionariedades das séries em suas formas logarítmicas através do teste ADF²¹, sendo que seguiu-se o mesmo padrão de análise anterior, em relação tanto a determinação dos *lags* de defasagem através do critério de informação de *Schwarz* quanto às quatro situações distintas para o teste.

Em suas formas logarítmicas, com exceção ao gasto governamental (G), todas as séries são estacionárias em suas primeiras diferenças com 1% de significância, sendo que aquele é estacionário em sua primeira diferença a 5%.

Entretanto, mesmo em sua forma logarítmica, ainda se observa a estacionariedade da taxa de juros real Over/SELIC (R) em nível, porém agora somente na presença de intercepto e tendência.

19 Para as estatísticas do Teste ADF para as variáveis originais, ver Apêndice 3.

20 Apesar deste resultado, trabalhos como de Denardim e Neto (2008) demonstram que a taxa de juros Over/SELIC apresenta caráter de não-estacionariedade em nível. Desta forma, portanto, fortalece-se sua utilização em primeira diferença no modelo econométrico utilizado no presente trabalho.

21 Para as estatísticas do Teste ADF para as variáveis em logaritmo, ver Apêndice 4.

4.3 Teste de Co-Integração

Para verificar a co-integração das séries, ou seja, se há uma relação de longo prazo entre as variáveis, realiza-se o teste de co-integração de Johansen, que visa determinar o número de vetores de co-integração presente no sistema. Através da abordagem de minimização dos critérios de informação de Akaike (AIC) e Schwarz (SIC), determinou-se que deveriam ser utilizadas 2 defasagens.

A Tabela 10 e a Tabela 11 sumariza os resultados para as variáveis originais (tanto exógenas quanto endógenas) com relação as cinco formas funcionais do teste de co-integração de Johansen, de forma que a Tabela 10 apresenta a escolha do número de vetores de co-integração através do critério de informação de Akaike (AIC) e a Tabela 11 através do critério de Schwarz (SIC).

Tabela 10 - Sumário dos Resultados para o Teste de Co-Integração de Johansen, para as variáveis originais - Critério de Informação de Akaike

Nº. de vetores de co-integração	Tendência Determinística				
	Não	Não	Linear	Linear	Quadrática
	Sem Intercepto Sem Tendência	Com Intercepto Sem Tendência	Com Intercepto Sem Tendência	Com Intercepto Com Tendência	Com Intercepto Com Tendência
0	81,85486	81,85486	81,45087	81,45087	81,49163
1	81,15827	80,95111	80,61387	80,60811	80,63750
2	80,78708	80,60879	80,60223	80,40553*	80,43352
3	80,80222	80,64977	80,63761	80,46692	80,47942

Fonte: Elaborado pelo autor.

Pela Tabela 10, é possível depreender que o teste de co-integração de Johansen, através da minimização do critério de Akaike, aponta a presença de dois vetores de co-integração entre as variáveis originais a serem utilizadas no componente econométrico. Além disso, os resultados apontam que há tendência determinística linear nos dados em geral, de maneira que a melhor forma funcional para o teste seria a inclusão tanto de intercepto quanto de tendência nas equações de co-integração e sem tendência no VAR.

A análise da Tabela 11 apresenta, pelo critério de Schwarz, a presença de um vetor de co-integração entre as variáveis. Além disso, determina a presença de tendência

determinística nos dados, conforme o critério de Akaike, contudo a forma funcional a ser empregada no teste de Johansen deveria incluir apenas o intercepto nas equações de co-integração.

Tabela 11 - Sumário dos Resultados para o Teste de Co-Integração de Johansen, para as variáveis originais - Critério de Schwarz

Nº. de vetores de co-integração	Tendência Determinística				
	Não	Não	Linear	Linear	Quadrática
	Sem Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto
	Sem Tendência	Sem Tendência	Sem Tendência	Com Tendência	Com Tendência
0	82,95274	82,95274	82,68598	82,68598	82,86398
1	82,53061	82,35776	82,12345*	82,15200	82,28432
2	82,43389	82,32422	82,38627	82,25819	82,35480
3	82,72351	82,67398	82,69612	82,62837	82,67517

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os testes de co-integração também foram aplicados sobre as séries em suas formas logarítmicas, com os mesmos critérios estabelecidos anteriormente, de forma que os resultados estão expostos na Tabela 12 e na Tabela 13.

Tabela 12 - Sumário dos Resultados para o Teste de Co-Integração de Johansen, para as variáveis em logaritmo - Critério de Informação de Akaike

Nº. de vetores de co-integração	Tendência Determinística				
	Não	Não	Linear	Linear	Quadrática
	Sem Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto
	Sem Tendência	Sem Tendência	Sem Tendência	Com Tendência	Com Tendência
0	-13,07987	-13,07987	-13,35013	-13,35013	-13,30573
1	-13,91395	-14,06876	-14,32371	-14,30363	-14,21914
2	-14,24595	-14,36906	-14,35913	-14,39116*	-14,32720
3	-14,19644	-14,30532	-14,28129	-14,36704	-14,35514

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme os resultados da Tabela 12, o critério de informação de Akaike

aponta a presença de 2 vetores de co-integração entre as variáveis em suas formas logarítmicas. Tal resultado é o mesmo apresentado na Tabela 10 para as variáveis originais.

A Tabela 13, que apresenta os resultados dos critérios de Schwarz para os testes de co-integração de Johansen com as variáveis em logaritmo, confere o mesmo resultado da abordagem através das variáveis em nível apresentado na Tabela 11. Desta forma, afirma-se, por este critério, a presença de um vetor de co-integração.

Tabela 13 - Sumário dos Resultados para o Teste de Co-Integração de Johansen, para as variáveis em logaritmo - Critério de Schwarz

Nº. de vetores de co-integração	Tendência Determinística				
	Não	Não	Linear	Linear	Quadrática
	Sem Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto	Com Intercepto
	Sem Tendência	Sem Tendência	Sem Tendência	Com Tendência	Com Tendência
0	-11,98199	-11,98199	-12,11502	-12,11502	-11,93338
1	-12,54160	-12,66211	-12,81413*	-12,75975	-12,57233
2	-12,59914	-12,65362	-12,57509	-12,53850	-12,40592
3	-12,27516	-12,28111	-12,22277	-12,20560	-12,13939

Fonte: Elaborado pelo autor.

Portanto, devido a discrepância dos critérios na determinação do número de vetores de co-integração tanto para as variáveis originais quanto para suas formas logarítmicas, optou-se no presente trabalho estimar modelos alternativos com tanto um quanto dois vetores, porém dando prioridade ao critério de Schwarz por ser considerado mais parcimonioso do que o critério de informação de Akaike.

4.4 Estimação e Escolha do Modelo Vetorial de Correção de Erros

A presença de vetores de co-integração entre as variáveis impõe a necessidade da forma econométrica de estimação ser o Modelo Vetorial de Correção de Erros (VEC), para demonstrar as relações de longo prazo. Desta forma, foram estimados VEC com tanto um quanto dois vetores de co-integração, dada a discrepância entre critério de informação de

Akaike e o critério de Schwarz, conforme apresentados na Seção 4.4.

Considerou-se também a presença de três variáveis *dummy* de impulso, sendo estas D1, D2 e D3. A primeira *dummy* refere-se a crise que se abateu sobre a economia brasileira entre o 3º trimestre de 2002 e o 2º trimestre de 2003 (período com valor 1), causada pela eleição do presidente Lula; a segunda *dummy* (D2) corresponde a mudança do regime cambial brasileiro no primeiro trimestre de 1999, passando de fixo para flutuante (valor 1 entre o 1º trimestre de 1999 e o 1º trimestre de 2011); e a terceira *dummy* (D3) refere-se a crise econômica mundial no ano de 2008 (período com valor 1).

Foram estimadas 12 estruturas diferentes²² para a determinação do modelo econométrico final a ser integrado ao componente de insumo-produto. Todavia, o modelo VEC escolhido²³ (estimado com as variáveis originais e sem variáveis *dummy*) apresentou o melhor comportamento (normalidade, homocedasticidade e ausência de autocorrelação dos resíduos)²⁴ e poder preditivo consistente, visto que os desvios de previsão dos próprios valores da série foram relativamente baixos²⁵.

O procedimento para determinar a capacidade de previsão do modelo consiste em estimar um VEC utilizando observações para o período selecionado e, posteriormente, realizar a previsão para todos os valores já existentes da série, com base nas 3 primeiras observações. A partir desta previsão, compara-se esta com os valores efetivamente observados e, assim, calcula-se o Desvio Absoluto Médio Percentual (DAMP) para cada componente do modelo, da seguinte forma:

$$DAMP(j) = 100 * \frac{\sum_{t=1995Q4}^{2011Q1} |e_{j,t} - r_{j,t}|}{62 r_j} \quad (41)$$

em que $e_{j,t}$ é o valor previsto do componente j_t e $r_{j,t}$ é o valor efetivamente observado do

22 As 12 estruturas estimadas foram: *i.*) modelo com variáveis originais, com D1 e D2 e 1 vetor de co-integração; *ii.*) modelo com variáveis originais, com D1 e D2 e 2 vetores de co-integração; *iii.*) modelo com variáveis originais, com D1, D2 e D3 e 1 vetor de co-integração; *iv.*) modelo com variáveis originais, com D1, D2 e D3 e 2 vetores de co-integração; *v.*) modelo com variáveis originais, sem variáveis *dummy* e 1 vetor de co-integração; *vi.*) modelo com variáveis originais, sem variáveis *dummy* e 2 vetores de co-integração; *vii.*) modelo com variáveis em logaritmo, com D1 e D2 e 1 vetor de co-integração; *viii.*) modelo com variáveis em logaritmo, com D1 e D2 e 2 vetores de co-integração; *ix.*) modelo com variáveis em logaritmo, com D1, D2 e D3 e 1 vetor de co-integração; *x.*) modelo com variáveis em logaritmo, com D1, D2 e D3 e 2 vetores de co-integração; *xi.*) modelo com variáveis em logaritmo, sem variáveis *dummy* e 1 vetor de co-integração; *xii.*) modelo com variáveis em logaritmo, sem variáveis *dummy* e 2 vetores de co-integração).

23 Para a estrutura do modelo VEC escolhido no presente trabalho, ver Apêndice 5.

24 Para as estatísticas do Teste LM de Autocorrelação Serial nos Resíduos, do Teste de Normalidade de Jarque-Bera e do Teste de Heterocedasticidade de White, ver Apêndice 6, 7 e 8, respectivamente.

25 Para a apresentação gráfica dos valores efetivamente observados e dos previstos, ver Apêndice 9.

componente j_t .

Com base na Tabela 14, que apresenta o Desvio Absoluto Médio Percentual (DAMP) de previsão dos 62 trimestres (do 4º trimestre de 1995 ao 1º trimestre de 2011) para o modelo escolhido, corrobora-se a afirmação do modelo escolhido apresentar robusto poder preditivo. A variável Consumo foi a que apresentou melhor ajustamento, com DAMP de 1,72%, seguida da variável Investimento e da variável Exportações, com DAMP de 3,10% e 4,44%, respectivamente.

Tabela 14 - Desvio Absoluto Médio Percentual (DAMP) do modelo escolhido

Variável	DAMP (%)
Consumo	1,724895
Investimento	3,107992
Exportações	6,000239
Importações	4,445919

Fonte: Elaborado pelo autor.

Outra forma de medir a capacidade de ajustamento de previsão do modelo econométrico configura-se no cálculo do índice de correlação entre a série projetada e a série efetivamente observada. A Tabela 15 apresenta os valores dos índices de correlação para os componentes endógenos da demanda final.

Tabela 15 - Índice de Correlação entre as projeções e os valores efetivamente observados

Variável	Índice de Correlação
Consumo	0,97891
Investimento	0,97260
Exportações	0,96998
Importações	0,96884

Fonte: Elaborado pelo autor.

Depreende-se, portanto, que a variável consumo apresenta melhor ajustamento em relação ao valores efetivamente observados, de forma a corroborar o seu relativo baixo valor para o DAMP. Apesar disso, os outros três componentes também apresentaram índice de correlação elevados, sendo possível afirmar que tais variáveis também apresentam comportamento muito semelhante ao das séries efetivamente observadas.

4.5 Previsão dos Componentes da Demanda Final

Com base no modelo vetorial de correção de erros (VEC) escolhido no presente trabalho e exposto na Seção 4.4, foram realizadas as previsões dos componentes da demanda final (consumo, investimento, exportações e importações) para o período de 2011 a 2015²⁶.

Apesar da presença de quatro cenários distintos estabelecidos no presente trabalho, os anos de 2011 e 2012 são estabelecidos de forma semelhante para todos devido a existência de previsões realizadas por institutos de pesquisa especializados. Assim, independente do cenário, as previsões para estes anos são idênticas. A Tabela 16 expõe a o crescimento percentual dos componentes endógenos da demanda final para este período.

Tabela 16 - Taxa de Crescimento dos Componentes da Demanda Final - 2011 / 2012

Período	Consumo	Investimento	Exportações	Importações
2011	1,9990%	(0,4178%)	(0,3133%)	(2,0979%)
2012	2,6349%	3,6882%	5,2335%	6,9266%
2011 - 2012	4,6865%	3,2550%	4,9039%	4,6833%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em 2011, o consumo das famílias é o único componente endógeno da demanda final que apresenta crescimento (1,9990%). O nível de investimento reduz 0,4178% no ano, sendo que uma das possíveis explicações para este comportamento esteja no fato das projeções para a taxa Over/SELIC para o ano de 2011 ser maior do que para o ano de 2010. As exportações e as importações reduzem, respectivamente, 0,3133% e 2,0979% com relação ao patamar de 2010 (TABELA 16).

Com relação ao ano de 2012, a Tabela 16 expõe que todos os componentes endógenos apresentam taxas de crescimento positivas, sendo as importações a variável com maior expansão com relação a 2011 (6,9266%). Já o consumo final das famílias - único componente com crescimento em 2011 - apresenta o menor crescimento em 2012 (2,6349%). O investimento e as exportações expandem, respectivamente, 3,6882% e 5,2335%.

As projeções para o período de 2013 a 2015 foram realizadas de acordo com os quatro cenários alternativos estabelecidos na Seção 3.5, sendo que estes permitem analisar o comportamento dos componentes endógenos da demanda final frente a diferentes perspectivas

²⁶ Para as projeções trimestrais e anuais dos componentes endógenos da demanda final em valores monetários, ver Apêndice 10 e 11, respectivamente.

para o futuro da economia brasileira.

Com relação ao Cenário A, de caráter otimista com taxa de câmbio a R\$1,90 por dólar, a Tabela 17 demonstra que todas as variáveis endógenas apresentam taxa de crescimento positiva, porém decrescente ao passar dos anos em geral. De 2013 a 2015, o nível de exportações é o que apresenta maior expansão (12,1733%), apesar da taxa de crescimento do nível de importações ser muito próxima (12,1255%). O investimento e o consumo final das famílias apresentam, entre 2013 e 2015, taxa de crescimento de 6,4663% e 5,8685%, respectivamente.

Tabela 17 - Taxa de Crescimento dos Componentes da Demanda Final - Cenário A

Período	Consumo	Investimento	Exportações	Importações
2013	2,3053%	2,1763%	3,9149%	4,4177%
2014	1,7433%	2,1869%	3,9088%	3,7483%
2015	1,7097%	1,9687%	3,8866%	3,5021%
2013 - 2015	5,8685%	6,4663%	12,1733%	12,1255%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 18 apresenta a taxa de crescimento dos componentes endógenos da demanda final, de 2013 a 2015, com base no Cenário B, cujo caráter é pessimista para as variáveis exógenas e a taxa de câmbio é de R\$1,90 por dólar. Apesar deste caráter pessimista, o consumo final das famílias e o investimento apresentam crescimento percentual no período analisado superior (5,9967% e 6,7133%, respectivamente) ao observado no Cenário A. Entretanto, a expansão das exportações e das importações (10,6261% e 11,5538%, respectivamente) são mais contraídas, apesar de próximas as observadas no Cenário A.

Tabela 18 - Taxa de Crescimento dos Componentes da Demanda Final - Cenário B

Período	Consumo	Investimento	Exportações	Importações
2013	2,2074%	2,0961%	3,7955%	4,2761%
2014	1,7884%	2,2717%	3,4201%	3,5689%
2015	1,8853%	2,2008%	3,0562%	3,2929%
2013 - 2015	5,9967%	6,7133%	10,6261%	11,5538%

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a Tabela 19, com exceção das exportações, as projeções para o Cenário C, que apresenta caráter otimista e taxa de câmbio a R\$1,60 por dólar, são inferiores

ao Cenário A, de forma que a apreciação cambial afeta negativamente, em geral, os agregados macroeconômicos brasileiros. Neste cenário, o componente que apresenta maior crescimento percentual entre 2013 e 2015 são as exportações (11,8740%), enquanto o consumo final das famílias é o que apresenta menor crescimento percentual (4,7966%).

Tabela 19 - Taxa de Crescimento dos Componentes da Demanda Final - Cenário C

Período	Consumo	Investimento	Exportações	Importações
2013	1,0183%	2,3285%	3,8944%	2,2960%
2014	2,0075%	2,0112%	3,4535%	3,3615%
2015	1,6986%	1,9297%	4,0859%	3,7172%
2013 - 2015	4,7966%	6,4008%	11,8740%	9,6651%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 20 apresenta o crescimento dos componentes endógenos frente o Cenário D, cujo caráter das variáveis exógenas é pessimista e a taxa de câmbio situa-se em R\$1,60 por dólar. Este é o cenário com o menor nível de crescimento percentual em geral, visto que apresenta tanto retração das variáveis exógenas quanto apreciação do câmbio.

Tabela 20 - Taxa de Crescimento dos Componentes da Demanda Final - Cenário D

Período	Consumo	Investimento	Exportações	Importações
2013	0,9204%	2,2482%	3,7750%	2,1544%
2014	2,0494%	2,0863%	2,9762%	3,1702%
2015	1,8649%	2,1426%	3,2902%	3,4939%
2013 - 2015	4,9092%	6,6179%	10,3796%	9,0752%

Fonte: Elaborado pelo autor.

As exportações apresentam crescimento de 10,3796% no período compreendido entre 2013 e 2015, sendo o componente com maior expansão neste cenário. Seguindo a tendência dos demais cenários, o consumo final das famílias apresenta o menor crescimento percentual (4,9092%) no período analisado (TABELA 20).

A comparação entre o Cenário A e o Cenário C, ambos de caráter otimista, e entre o Cenário B e o Cenário D, ambos de caráter pessimista, permite concluir que a apreciação do câmbio apresenta efeitos negativos sobre todos os componentes endógenos da demanda final, ou seja, reduz o padrão de expansão da economia nacional. Desta forma, a corrente preocupação do governo brasileiro frente aos possíveis efeitos negativos da

apreciação do câmbio corrobora os resultados encontrados no presente trabalho.

Deve-se ressaltar também que os cenários de apreciação do câmbio apresentaram um crescimento das importações menos vigoroso do que os cenário de depreciação cambial. Como apontam Azevedo e Portugal (1998), bem como Resende (2000), à partir da abertura comercial realizada pelo Plano Collor, na década de 1990, o PIB passou a apresentar maior importância na determinação do patamar de importação brasileiro relativamente aos efeitos cambiais, de forma que é possível, portanto, inferir que a sensibilidade das importações brasileiras frente variações de renda pode ser considerada relativamente mais elevada do que a sensibilidade das importações em relação ao câmbio. Conseqüentemente, o crescimento mais vigoroso dos demais elementos da demanda final nos cenários com depreciação cambial pode ser considerado o fator predominante no impulso sobre o nível de importação brasileiro.

4.6 Previsão do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica

Com base nas projeções dos componentes endógenos da demanda final para os quatro cenários alternativos estabelecidos, foi possível realizar a desagregação das previsões para cada setor produtivo brasileiro através da participação setorial de cada componente. Assim, determinou-se o valor total da demanda final (F) por setor pela Equação 24 e pela Equação 25, de forma que as projeções do valor total da produção setorial (X) foram obtidas através da Equação 26²⁷.

Conforme exposto na Seção 3.6, os coeficientes de energia elétrica são calculados a partir tanto do consumo setorial deste insumo quanto do valor total da produção setorial. Desta forma, através dos coeficientes expostos na Tabela 7, foi possível projetar o nível de consumo de energia elétrica para os anos de 2011 a 2015 para os quatro cenários.

Entretanto, conforme exposto anteriormente, apesar da existência de quatro cenários simulados para a economia brasileira, os anos de 2011 e 2012, em todos estes cenários, apresentam as mesmas projeções disponibilizadas por instituições especializadas para as variáveis exógenas do modelo econométrico. A Tabela 21 apresenta as projeções do consumo setorial e total de energia elétrica para 2011 e 2012.

²⁷ Para as projeções setoriais do consumo, investimento, exportações e importações, contactar o autor pelo endereço eletrônico: diegofferreira@live.com. Para as projeções setoriais da demanda final e do valor total da produção, por cenário, ver Apêndice 12 a 19.

Apesar do setor de Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias ser considerado o de maior intensidade na utilização de energia elétrica (TABELA 7), de acordo com a Tabela 21 é possível perceber que o setor de Comércio e Serviços apresenta o maior consumo elétrico (aproximadamente 6,73 milhões de *tep*, em 2011, e 6,91 milhões de *tep*, em 2012), seguido pelo setor de Outras Indústrias (cerca de 4,08 milhões de *tep* e 4,19 milhões de *tep* em 2011 e 2012, respectivamente).

De forma geral, o consumo dos setores produtivos brasileiros tende a crescer entre 2011 e 2012, sendo que o setor de Serviços Públicos é o que apresenta maior crescimento percentual no período 2011-2012, cerca de 3,34%. Outros dois setores que também apresentam taxas de crescimento relevantes são o setor de Outras Indústrias (2,8529%) e o setor de Alimentos e Bebidas (2,8168%). O setor de Química é o que apresenta menor crescimento percentual no consumo de energia elétrica no período, cerca de 1,22%.

Tabela 21 - Projeção do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica, em 10³ *tep*, para os anos de 2011 a 2012

Setor	2011	2012	2011-2012 (Var. %)
Agropecuária	1.752,96	1800,25	2,6975%
Mineração e Pelotização	797,52	818,08	2,5777%
Minerais Não-Metálicos	718,46	736,10	2,4545%
Ferro e Aço	2.136,04	2.192,68	2,6517%
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	3.227,38	3.313,53	2,6693%
Papel e Celulose	1.654,86	1.697,84	2,5973%
Química	1.521,28	1.539,84	1,2197%
Alimentos e Bebidas	2.380,19	2.447,24	2,8168%
Têxtil e Vestuário	789,79	809,12	2,4473%
Outras Indústrias	4.075,61	4.191,88	2,8529%
Comércio e Serviços	6.729,15	6.913,26	2,7360%
Transporte	153,90	157,76	2,5092%
Serviços Públicos	3.108,59	3.212,29	3,3358%
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	1.766,08	1.808,22	2,3862%
Total	30.811,81	31.638,07	2,6816%

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fato das projeções para os agregados macroeconômicos, tanto endógenos

quanto exógenos, serem otimistas nos anos de 2011 e 2012, independente do cenário estabelecido, aliado ao aumento do consumo de energia elétrica para o período em análise, confirma a hipótese de que o crescimento futuro da economia brasileira fará com que sejam intensificadas as pressões de demanda sobre a provisão dos serviços do setor.

Para os anos de 2013 a 2015, serão analisadas as projeções de consumo de energia elétrica, tanto setorial quanto total, de acordo com cada cenário simulado no presente trabalho. Desta forma, a Tabela 22 apresenta os valores do consumo setorial e total de eletricidade previstos para o Cenário A.

Tabela 22 - Projeção do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica, em 10³ tep, para os anos de 2013 a 2015 - Cenário A

Setor	2013	2014	2015	2013-2015 (Var. %)
Agropecuária	1.842,45	1.879,50	1.917,16	3,8969%
Mineração e Pelotização	837,74	857,88	879,14	4,7088%
Minerais Não-Metálicos	751,00	765,67	780,46	3,7735%
Ferro e Aço	2.240,12	2.289,62	2.340,04	4,2700%
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	3.384,01	3.455,96	3.528,52	4,0955%
Papel e Celulose	1.737,23	1.773,06	1.809,98	4,0197%
Química	1.564,31	1.587,49	1.612,49	2,9877%
Alimentos e Bebidas	2.507,37	2.558,61	2.610,79	3,9610%
Têxtil e Vestuário	827,06	841,67	856,45	3,4316%
Outras Indústrias	4.283,77	4.371,65	4.458,75	3,9243%
Comércio e Serviços	7.078,70	7.222,39	7.369,13	3,9412%
Transporte	161,29	164,36	167,50	3,7104%
Serviços Públicos	3.333,55	3.472,60	3.631,42	8,2026%
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	1.848,87	1.884,70	1.921,93	3,8015%
Total	32.397,47	33.125,15	33.883,74	4,3864%

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Cenário A, seguindo a tendência do período 2011-2012, o setor de Serviços Públicos constitui-se como o que apresenta maior expansão em seu nível de consumo de energia elétrica (8,2026%), passando de 7,08 milhões de tep, em 2013, para 7,37 milhões de tep, em 2015. Contudo, o segundo setor com maior expansão do consumo no período é o setor

de Mineração e Pelotização, que aumenta a utilização de eletricidade em 4,7088% entre 2013 e 2015. O setor de Química apresenta o menor crescimento percentual no consumo de energia elétrica (2,9877%), seguindo o padrão estabelecido no período entre 2011 e 2012, passando de 1,56 milhões de *tep*, em 2013, para 1,61 milhões de *tep*, em 2015.

A Tabela 23 apresenta as projeções para a utilização setorial e total de energia elétrica frente as condições impostas pelo Cenário B.

Tabela 23 - Projeção do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica, em 10³ *tep*, para os anos de 2013 a 2015 - Cenário B

Setor	2013	2014	2015	2013-2015 (Var. %)
Agropecuária	1.840,61	1.876,51	1.913,56	3,8125%
Mineração e Pelotização	836,83	854,80	872,47	4,0851%
Minerais Não-Metálicos	750,19	764,30	778,68	3,6590%
Ferro e Aço	2.237,84	2.284,13	2.330,01	3,9557%
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	3.380,48	3.448,85	3.517,21	3,8876%
Papel e Celulose	1.735,12	1.768,85	1.803,38	3,7849%
Química	1.562,64	1.584,41	1.607,95	2,8178%
Alimentos e Bebidas	2.504,73	2.554,34	2.605,67	3,8739%
Têxtil e Vestuário	826,27	840,90	856,47	3,5268%
Outras Indústrias	4.279,08	4.364,85	4.451,82	3,8802%
Comércio e Serviços	7.070,00	7.207,46	7.349,52	3,8033%
Transporte	161,11	164,10	167,21	3,6458%
Serviços Públicos	3.317,64	3.413,56	3.499,11	5,1863%
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	1.846,40	1.880,05	1.915,05	3,5851%
Total	32.348,94	33.007,11	33.668,14	3,9182%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como o Cenário A, o setor de Serviços Públicos é o que apresenta maior crescimento percentual do nível de consumo de energia elétrica (5,1863%), passando do patamar de 3,32 milhões de *tep* para 3,50 milhões de *tep*, entre 2013 e 2015. Entretanto, o crescimento percentual do setor, bem como o dos demais setores, foi menos acentuado do que o apresentado no Cenário A, fato que se deve pelo caráter pessimista do Cenário B. Assim, tem-se novamente a afirmação da relação entre a expansão da atividade econômica e a

demanda por energia elétrica, sendo que a retração no padrão de crescimento da economia brasileira acarreta na redução das pressões de demanda sobre o setor de energia elétrica.

Com exceção do setor de Serviços Públicos, o setor de Mineração e Pelotização e o setor de Ferro e Aço foram as atividades econômicas que tiveram a maior retração no padrão de crescimento do consumo de eletricidade com relação ao Cenário A. Isto se deve ao caráter pessimista do Cenário B para a evolução dos componentes exógenos do modelo.

Os resultados das projeções do consumo setorial e total de energia elétrica para o Cenário C estão dispostos na Tabela 24. A análise comparativa com o Cenário A, devido ao fato de ambos serem otimistas com diferenças apenas no valor do câmbio, permite visualizar que, no presente trabalho, a apreciação cambial leva, em geral, a expansão mais acentuada da utilização de energia elétrica pelos setores produtivos brasileiros²⁸.

Tabela 24 - Projeção do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica, em 10³ tep, para os anos de 2013 a 2015 - Cenário C

Setor	2013	2014	2015	2013-2015 (Var. %)
Agropecuária	1.830,11	1.869,73	1.907,26	4,0449%
Mineração e Pelotização	839,60	860,00	881,53	4,7566%
Minerais Não-Metálicos	751,06	766,45	780,53	3,8254%
Ferro e Aço	2.247,53	2.297,14	2.347,38	4,2539%
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	3.390,45	3.463,23	3.535,05	4,0904%
Papel e Celulose	1.728,09	1.766,46	1.803,08	4,1588%
Química	1.565,82	1.594,24	1.618,25	3,2400%
Alimentos e Bebidas	2.484,57	2.539,62	2.591,71	4,1341%
Têxtil e Vestuário	819,28	835,79	850,35	3,6538%
Outras Indústrias	4.273,96	4.364,06	4.449,67	3,9488%
Comércio e Serviços	7.019,82	7.175,10	7.320,35	4,1054%
Transporte	160,22	163,59	166,69	3,8781%
Serviços Públicos	3.334,16	3.473,82	3.632,50	8,2130%
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	1.836,23	1.876,06	1.912,63	3,9948%
Total	32.280,91	33.045,29	33.797,40	4,4870%

Fonte: Elaborado pelo autor.

²⁸ A hipótese que se levanta para esse comportamento baseia-se no fato do crescimento das importações no Cenário C ser inferior ao do Cenário A, cujo efeito seria o aumento da produção nacional para abastecer a lacuna dos produtos importados. Desta forma, este aumento da produção acarretaria na necessidade de maior consumo de eletricidade, visto que este é um insumo vital para a continuidade do processo produtivo.

Todavia, de acordo com a Tabela 24, ressalta-se o fato do setor de Ferro e Aço e do setor de Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias serem as únicas atividades produtivas a apresentarem taxas de crescimento no consumo de energia elétrica, para o período entre 2013 e 2015, inferiores as apresentadas pelo Cenário A, de forma que a apreciação cambial apresenta efeitos negativos sobre estes dois setores. Apesar disso, no Cenário C, os setores ainda estão entre os que apresentam o maior crescimento percentual na utilização de eletricidade no período analisado (Ferro e Aço: 4,2539%; Minerais Ferrosos e Outras Metalurgias: 4,0904%).

Com relação as previsões frente ao Cenário D, ou seja, cenário com apreciação cambial e crescimento retraído das variáveis exógenas do modelo econométrico, tem-se que, no geral, o consumo de energia elétrica situa-se abaixo dos patamares dos cenários otimistas (Cenário A e Cenário C), como já apontado anteriormente ao se comparar o Cenário A e o Cenário B. As previsões para o Cenário D são apresentadas na Tabela 25.

Tabela 25 - Projeção do Consumo Setorial e Total de Energia Elétrica, em 10³ tep, para os anos de 2013 a 2015 - Cenário D

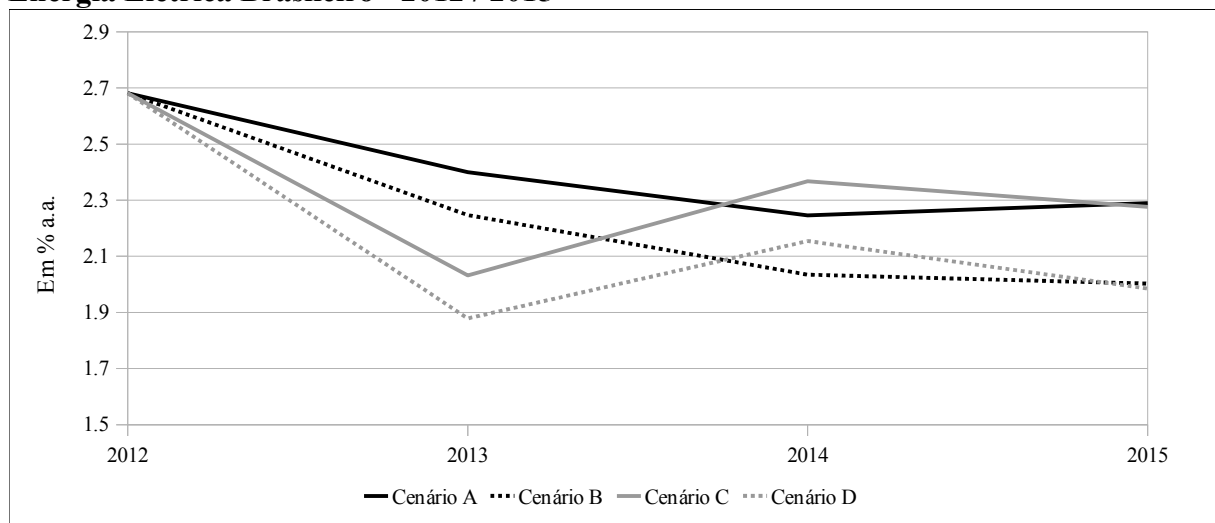
Setor	2013	2014	2015	2013-2015 (Var. %)
Agropecuária	1.828,27	1866,74	1.903,62	3,9584%
Mineração e Pelotização	838,69	856,98	875,07	4,1582%
Minerais Não-Metálicos	750,24	765,07	779,10	3,7036%
Ferro e Aço	2.245,24	2.291,67	2.337,48	3,9461%
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	3.386,92	3.456,09	3.523,68	3,8811%
Papel e Celulose	1.725,99	1.762,23	1.796,42	3,9204%
Química	1.564,15	1.591,20	1.613,77	3,0753%
Alimentos e Bebidas	2.481,92	2.535,32	2.586,50	4,0432%
Têxtil e Vestuário	818,49	835,01	850,31	3,7417%
Outras Indústrias	4.269,27	4.357,08	4.442,14	3,8915%
Comércio e Serviços	7.011,12	7.159,98	7.300,05	3,9579%
Transporte	160,05	163,32	166,38	3,8071%
Serviços Públicos	3.318,25	3.414,79	3.500,20	5,1981%
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	1.833,76	1.871,36	1.905,59	3,7696%
Total	32.232,37	32.926,82	33.580,33	4,0141%

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Cenário D, com exceção do setor de Serviços Públicos, que apresentou o maior crescimento percentual nos quatro cenários alternativos, o setor de Mineração e Pelotização e o setor de Alimentos e Bebidas são os que apresentam maior crescimento percentual no período compreendido entre 2013 e 2015, sendo cerca de 4,1582% e 4,0432%, respectivamente. Contudo, com relação ao aumento efetivo em *tep*, o setor de Comércio e Serviços é o que apresenta a maior variação absoluta no consumo de energia elétrica no período, apesar de sua taxa de crescimento ter se situado em 3,9579%.

Apesar das Tabelas 21 a 25 apresentarem a previsão do consumo total de energia elétrica por cenário estabelecido, o Gráfico 5 apresenta a evolução das taxas de crescimento destas para os quatro cenários alternativos estabelecidos no presente trabalho.

Gráfico 5 - Evolução da Taxa de Crescimento das Projeções para o Consumo Total de Energia Elétrica Brasileiro - 2012 / 2015



Fonte: Elaborado pelo autor.

As taxas de crescimento em 2012 são semelhantes para todos os cenários devido ao fato das projeções para 2011 e 2012 serem iguais para as quatro simulações. Desta forma, o crescimento percentual do consumo total de energia elétrica situa-se em 2,6816%.

Observa-se também que o crescimento percentual do consumo total de energia elétrica retrai entre os anos de 2012 e 2013 para todos os cenários analisados, sendo que o Cenário C e o Cenário D apresentam as reduções mais vigorosas no período.

Todavia, a partir de 2013, enquanto o Cenário A e o Cenário B ainda apresentam redução em suas taxas de crescimento, os dois demais cenários apresentam acentuada elevação em seu crescimento percentual, sendo explicado pelos efeitos positivos acarretados pela apreciação cambial. Este efeito do câmbio, contudo, não se sustenta nos

demais anos, de forma que o crescimento percentual do Cenário C e do Cenário D convergem para próximo dos patamares do Cenário A e do Cenário B, respectivamente.

Afirma-se também que os cenários otimistas apresentarem projeções de expansão do consumo total de energia elétrica maiores do que suas respectivas versões pessimistas configura-se como mais uma evidência que corrobora a relação positiva entre o crescimento da economia e a expansão da utilização de energia elétrica.

5 CONCLUSÃO

Visto a importância da infraestrutura como suporte à atividade econômica, tem-se que o setor de energia elétrica pode ser considerado uma peça vital para o desenvolvimento de uma nação, fazendo com que seja necessária a gestão estratégica do suprimento deste insumo para a continuidade do processo produtivo nacional.

A crise energética de 2001 revelou a fragilidade do setor com relação ao padrão pluviométrico brasileiro, de forma que a continuidade de grande parte da produção deste serviço prover de fonte hidráulica ainda gera incertezas acerca da capacidade de provisão do setor. Cria-se, portanto, a necessidade de mecanismos de análise acerca do comportamento futuro do consumo de eletricidade, cujo intuito é fornecer ao tomador de decisão informações que direcionem as políticas de auxílio ao setor. Desta forma, o presente trabalho insere-se nesta discussão ao apresentar projeções de longo prazo para o consumo setorial e total de eletricidade.

Para a realização das previsões acerca da utilização de energia elétrica, foi utilizada a abordagem integrada de modelos de econometria de séries temporais e de insumo-produto, considerada uma alternativa superior em comparação a abordagem isolada dos modelos.

Em seu componente econométrico, foi estimado um Modelo Vetorial de Correção de Erros (VEC) para o período compreendido entre o 1º trimestre de 1995 e o 1º trimestre de 2011, de forma a gerar projeções, frente a quatro cenários alternativos, para os agregados macroeconômicos de consumo final das famílias, investimento, exportações e importações. Observou-se que, em 2011, os agregados tendem a apresentar taxa de crescimento negativas, com exceção do consumo final das famílias, enquanto que de 2012 a 2015, de forma geral, as projeções apresentam taxas de crescimento positivas. Ressalta-se a peculiaridade de cenários com apreciação cambial apresentarem taxas de crescimento das importações menores do que os cenários de depreciação cambial, sendo que tal fato pode representar a ausência da Condição de Marshall-Lerner para a economia brasileira no período analisado no presente trabalho.

À partir das previsões geradas pelo componente econométrico, foi realizada a desagregação setorial dos elementos da demanda final e calculados os níveis futuros do consumo setorial e total de energia elétrica, com auxílio de dados disponibilizados pelo Balanço Energético Nacional. Pode-se verificar, desta forma, que a tendência de crescimento

da economia brasileira efetivamente está correlacionada ao aumento do consumo de energia elétrica nos próximos anos, ou seja, há evidências de aumento das pressões de demanda sobre o setor elétrico.

O setor de Serviços Públicos e o setor de Mineração e Pelotização foram os que apresentaram maiores taxas de crescimento de consumo de energia elétrica entre 2013 e 2015 independente do cenário estabelecido. Entretanto, no período compreendido de 2011 a 2012, apesar do setor de Serviços Públicos ainda se manter como a atividade econômica com maior crescimento percentual na utilização de eletricidade, o segundo maior crescimento percentual se dá no setor de Outras Indústrias.

Verificou-se também, através das análises dos cenários construídos, que valorizações cambiais tendem a ampliar temporariamente a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, sendo que esta apresenta redução com o passar o tempo. Isto pode se dar devido a efeitos multiplicadores iniciais gerados pelo choque de apreciação do câmbio, que posteriormente se dissipam e acarretam em retração dos agregados macroeconômicos — fato comprovado pelo modelo econométrico para os anos de 2013 a 2015.

Apesar da limitação de ausência de projeções de institutos especializados para as variáveis exógenas do modelo econométrico, os cenários criados permitiram, portanto, realizar simulações sobre o consumo setorial e total de energia elétrica frente o crescimento mais vigoroso ou mais retraído tanto da economia brasileira quanto da economia mundial, além de gerar resultados acerca da influência cambial sobre a demanda por eletricidade.

Sugere-se que futuros trabalhos busquem métodos alternativos para a previsão do consumo setorial e total de energia elétrica para a economia brasileira, como a utilização das Redes Neurais Artificiais (RNAs), de modelos de previsão bayesianos, da abordagem de Box & Jenkins, dentre outros. A utilização de matrizes inter-regionais também é uma estratégia para melhor determinação de políticas regionais para o setor de forma a detectar os principais pontos de estrangulamento brasileiros.

Também sugere-se maior detalhamento dos elementos que determinam a oferta de energia elétrica no Brasil, bem como sua previsão, para que seja possível realizar um contraposto às pressões de demanda sobre o setor.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Atlas de Energia Elétrica. Brasília: 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 2 de mai. 2011.

ARAÚJO, J. L. A questão do investimento no setor elétrico brasileiro: reforma e crise. In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA, 29., 2001, Salvador. *Anais...* Salvador: UFBA, 2001. Disponível em: <<http://www.anpec.org.br/encontro2001/artigos/200104187.pdf>>. Acesso em: 8 de abr. 2011.

ARÊDES, A.F; PEREIRA, M. W. G. Potencialidade da utilização de modelos de series temporais na previsão do preço do trigo no Estado do Paraná. *Revista de Economia Agrícola*, São Paulo, v. 55, n. 1, p. 63-76, jan./jun. 2008.

AZEVEDO, A. F. Z.; PORTUGAL, M. S. Abertura comercial brasileira e instabilidade da demanda de importações. *Nova Economia*, v. 8, n. 1, jul. 1998.

BENITEZ, R. M. A infra-estrutura, sua relação com a produtividade total dos fatores e seu reflexo sobre o produto nacional. *Planejamento e Políticas Públicas*, n. 19. p. 278-306, jun. 1999.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). *Boletim Focus* (21/10/2011). Brasília: 2011. Acesso em: 23 de out. 2011.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). *Nota para a Imprensa (Julho/2011)*. Brasília: 2011. Acesso em: 10 de nov. 2011.

BANCO CENTRAL DO BRASIL (BCB). *Nota para a Imprensa (Setembro/2011)*. Brasília: 2011. Acesso em: 10 de nov. 2011.

BLANCHARD, O. *Macroeconomia*. 4. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2007. 624 p.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). *O Setor Elétrico Brasileiro*. Brasília, 2008. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em: 20 de abr. de 2011.

DENARDIM, A. A.; NETO, G. B. O Mecanismo de Transmissão da Política Monetária: evidências empíricas para o canal do empréstimo bancário no Brasil. In: XI Encontro Regional de Economia ANPEC-Sul, 11, 2008, Curitiba. *Anais...* Curitiba: 2008.

DIAS, R. F. *et al.* *Panorama do Setor de Energia Elétrica no Brasil*. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1998.

DICKEY, D.; FULLER, W. A. Distribution of the Estimates for Autoregressive Time Series with a Unit Root. *Journal of the American Statistical Association*, v. 74, n. 366, p. 427-431, jun. 1979.

DICKEY, D.; FULLER, W. A. Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root. *Econometrica*, v. 49, n. 4, p. 1057-1072, jun. 1981.

ENDERS, W. *Applied Econometric Time Series*. 3. ed. Nova York: Wiley, 2010. 517 p.

ENGLE, R. F. Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of UK inflation. *Econometrica*, v. 50, n. 4, p. 987-1008, jun. 1982.

FEIJÓ, C. A. *et al.* *Contabilidade Social – A nova referência das Contas Nacionais do Brasil*. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 340 p.

FERREIRA, P. G. C. *Previsão e Impactos Setoriais do Consumo de Energia Elétrica no Brasil: uma análise integrada econométrica com insumo-produto para o período de 2009 a 2014*. 2008. 131 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Faculdade de Economia e Administração, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

FERREIRA, P. C.; MALLIAGROS, T. G. Impactos Produtivos de Infra-estrutura no Brasil, 1950-1995. *Pesquisa e Planejamento Econômico*, Rio de Janeiro, v. 2, p. 315-338, 1998.

FERREIRA, P. C.; MALLIAGROS, T. G. Investimentos, fontes de financiamento e evolução do setor de infra-estrutura no Brasil: 1950-1996. *Ensaio Econômicos*, Rio de Janeiro, n. 346, p. 1-39, 1999.

FROYEN, R. T. *Macroeconomia*. 5. ed. São Paulo: Saraiva, 1999. 635 p.

GOLDEMBERG, J., PRADO, L. T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. *Tempo Social*, São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219-235, nov. 2003.

GUILHOTO, J. J. M. *Análise de Insumo-Produto: Teoria e Fundamentos*. São Paulo: USP/FEA, 2004. 66 p. Apostila.

GUILHOTO, J. J. M.; SESSO FILHO, U. A. Estimação da Matriz Insumo-Produto Utilizando Dados Preliminares das Contas Nacionais: Aplicação e Análise de Indicadores Econômicos para o Brasil em 2005. *Economia & Tecnologia*, Curitiba, ano 6, v. 23, out./dez. 2010.

GRANGER, C. Investigating Causal Relations by Econometric Models and Cross-Spectral Methods. *Econometrica*, v. 37, p. 424-438, jun. 1969.

GUJARATI, D. N. *Econometria Básica*. 3. ed. São Paulo: Makron Books, 1999. 860 p.

HADDAD, P. R. *et al. Economia regional: teorias e métodos de análise*. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, 1989. 694 p.

INTERNACIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Key World Energy Statistics*. França: 2010.

KEYNES, J. M. *A Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda*. 1. ed. São Paulo: Atlas, 1998. 328 p.

LUPORINI, V.; ALVES, J. Investimento privado: uma análise empírica para o Brasil. *Economia e Sociedade*, Campinas, v. 19, n. 3 (40), p. 449-475, dez. 2010.

LÜTKEPOHL, H.; KRÄTZIG, M. *Applied Time Series Econometrics*. 1. ed. Nova York: Cambridge University Press, 2004. 352 p.

MARRECO, J. M. *Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais*. 2007. 150 f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

MASCARENHAS, J. F. *A Infra-Estrutura no Brasil em 2005*. Brasília: 2005.

MATTOS, R. S. *et al.* Integração de Modelos Econométricos e de Insumo Produto Para Previsões de Longo Prazo na Demanda de Energia no Brasil. *Estudos Econômicos*, São Paulo, v. 38, n. 4, p. 675-699, out./dez. 2008.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). *Balanço Energético Nacional 2010: ano base 2009*. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2010. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 05 abr. 2011.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2020*. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2011. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 27 de mar. 2011.

OLIVEIRA, F. H. P. *Crescimento econômico, retornos crescentes de escala e difusão tecnológica - o caso brasileiro*. Belo Horizonte, 2002. Dissertação (Mestrado) - CEDEPLAR, Universidade Federal de Minas Gerais.

OLIVEIRA, M. A. S. *Aumento da Oferta e Redução de Impostos nos Serviços de Infra-estrutura na Economia Brasileira: uma abordagem de equilíbrio geral*. 2006. 172 f. Tese (Doutorado em Economia Aplicada) - Universidade Federal de Viçosa, Viçosa, 2006.

PÊGO, B., CAMPOS NETO, C. A. S. *O PAC e o Setor Elétrico: Desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007-2010)*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada: Texto para Discussão n. 1329. Brasília, fev. 2008.

PEROBELLI, F. S.; NOVAIS, M. P.; FARIA, W. R. Energia e exportações: impactos do comércio exterior de Minas Gerais sobre o uso de energia. In: IV Encontro Nacional da Associação Brasileira de Estudos Regionais e Urbanos, 4, 2006, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu: 2006.

PEROBELLI, F. S.; FARIA, W. R.; GUILHOTO, J. J. M. Impacto das Exportações Brasileiras para o Mercosul, União Européia e Nafta sobre a Produção e Emprego: uma Análise de Insumo-produto para 1997-2001. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Economia e Sociologia Rural, 4, 2006, Fortaleza. *Anais...* Brasília: Sociedade Brasileira de Economia e Sociologia Rural, 2006.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. *Econometria: modelos e previsões*. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2004. 752 p.

PINHEIRO, A. C.; FUKASAKU, K. (Eds.). *A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública*. Rio de Janeiro: BNDES/BNDESPAR, 2000. 370 p.

PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F. *As perspectivas do setor elétrico após o Racionamento*. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social: Texto para Discussão n. 97. Rio de Janeiro, out. 2002.

PROJECT LINK RESEARCH CENTRE. *World Economic Outlook* (meeting forecasts). Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br>>. Acesso em: 10 de set. 2011.

RESENDE, M. F. C. *Crescimento econômico, disponibilidade de divisas e importações totais e por categoria de uso no Brasil: um modelo de correção de erros*. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA): Texto para Discussão, n. 714. Brasília, 2000.

REY, S. J. Integrated regional econometric+input-output modeling: issues and opportunities. *Papers in Regional Science*, v. 79, p. 271-292, 2000.

SAURIN, V.; PEREIRA, B. A. D. O Programa Nacional de Desestatização: aspectos relevantes da política de privatização. *Revista de Ciências da Administração*, Florianópolis, ano 1, n. 0, p. 43-59, ago. 1998.

SILVA, L. M. S. da. *Relações intersetoriais da economia acreana e sua inserção na economia brasileira: uma análise de insumo-produto*. 2004. 184 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba, 2004.

SOUZA, R. M. *Exportações e Consumo de Energia Elétrica: uma análise baseada na integração de modelos econométrico e de insumo-produto inter-regional para Minas Gerais e o restante do Brasil*. 2008. 115 f. Dissertação (Mestrado em Economia Aplicada) – Faculdade de Economia e Administração, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

TALAMINI, E.; PEDROSO, E. A. Matriz Insumo-Produto (MIP) e alguns indicadores para gestão e planejamento de propriedades rurais: Uma aplicação prática. *Teoria e Evidência Econômica*, Passo Fundo, v. 12, n. 23, p. 25-43, nov. 2004.

TOSTA, M. C. R. *et al.* Importância e encadeamento dos setores de produção e abate e processamento da cadeia suinícola em Minas Gerais. *Revista de Economia e Sociologia Rural*, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 331-351, 2005.

APÊNDICE

APÊNDICE 1 - Compatibilização entre os setores da MIP e do BEN

<p>1 - Agropecuária Agropecuária</p> <p>2 - Mineração e Pelotização Extrativa mineral Extração de petróleo, gás e outros</p> <p>3 - Minerais Não-Metálicos Minerais não-metálicos</p> <p>4 - Ferro e Aço Siderurgia</p> <p>5 - Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias Metalurgia dos não-ferrosos Outros metalúrgicos</p> <p>6 - Papel e Celulose Papel e gráfica Borracha</p> <p>7 - Química Químicos não-petroquímicos Refino de petróleo e indústria petroquímica Químicos diversos</p> <p>8 - Alimentos e Bebidas Indústria do café Prod. Benef. de origem vegetal Carnes Leite e laticínios Indústria do açúcar Óleos vegetais Bebidas e outros alimentos</p> <p>9 - Têxtil e Vestuário Têxtil Vestuário e acessórios Calçados e artigos de couro e peles</p>	<p>10 - Outras Indústrias Máquinas e tratores Material elétrico Material eletrônico Automóveis, caminhões e ônibus Outros veículos, peças e acessórios Madeira e mobiliário Farmacêuticos e perfumaria Material plástico Indústrias diversas Construção civil Comunicações</p> <p>11 - Comércio e Serviços Comércio Instituições financeiras Serviços prestados às famílias Serviços prestados às empresas Aluguel de imóveis Serviços privados não-mercantis</p> <p>12 - Transporte Transporte</p> <p>13 - Serviços Públicos Administração pública</p> <p>14 - Energia Elétrica S.I.U.P.</p>
---	--

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 2 - Cenários trimestrais para as variáveis exógenas - 2º trimestre de 2011 ao 4º trimestre de 2015

Período	Cenário A					Cenário B				
	Q	R	G	Y	YW	Q	R	G	Y	YW
2011 T2	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2011 T3	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2011 T4	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2012 T1	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T2	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T3	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T4	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2013 T1	R\$1,90	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,90	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T2	R\$1,90	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,90	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T3	R\$1,90	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,90	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T4	R\$1,90	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,90	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2014 T1	R\$1,90	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,90	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T2	R\$1,90	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,90	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T3	R\$1,90	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,90	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T4	R\$1,90	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,90	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2015 T1	R\$1,90	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,90	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T2	R\$1,90	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,90	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T3	R\$1,90	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,90	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T4	R\$1,90	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,90	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%

Fonte: Elaborado pelo autor.

(Continua)

APÊNDICE 2 - Cenários trimestrais para as variáveis exógenas - 2º trimestre de 2011 ao 4º trimestre de 2015

Período	Cenário C					Cenário D				
	Q	R	G	Y	YW	Q	R	G	Y	YW
2011 T2	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2011 T3	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2011 T4	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%	R\$1,70	11,78% a.a.	+ 0,79%	+ 0,81%	+ 0,45%
2012 T1	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T2	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T3	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2012 T4	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%	R\$1,80	10,50% a.a.	+ 0,89%	+ 0,86%	+ 0,52%
2013 T1	R\$1,60	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,60	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T2	R\$1,60	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,60	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T3	R\$1,60	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,60	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2013 T4	R\$1,60	9,75% a.a.	+ 0,99%	+ 0,91%	+ 0,52%	R\$1,60	11,25% a.a.	+ 0,79%	+ 0,74%	+ 0,45%
2014 T1	R\$1,60	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,60	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T2	R\$1,60	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,60	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T3	R\$1,60	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,60	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2014 T4	R\$1,60	9,00% a.a.	+ 1,08%	+ 0,96%	+ 0,59%	R\$1,60	12,00% a.a.	+ 0,69%	+ 0,62%	+ 0,37%
2015 T1	R\$1,60	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,60	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T2	R\$1,60	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,60	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T3	R\$1,60	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,60	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%
2015 T4	R\$1,60	8,25% a.a.	+ 1,18%	+ 1,01%	+ 0,67%	R\$1,60	12,75% a.a.	+ 0,59%	+ 0,55%	+ 0,30%

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 3 - Testes de raízes unitárias (ADF) para variáveis originais

Variável	Característica	Lags	Razão t	Valor Crítico		
				1%	5%	10%
CO_t	Intercepto	4	-1,076261	-3,544063	-2,910860	-2,593090
CO_t	Intercepto e Tendência	2	-0,072184	-4,113017	-3,483970	-3,170071
ΔCO_t	Intercepto	3	-2,494925	-3,544063	-2,910860	-2,593060
ΔCO_t	Intercepto e Tendência	1	-9,914193*	-4,113017	-3,483970	-3,170071
EX_t	Intercepto	3	-1,333240	-3,542097	-2,910019	-2,592645
EX_t	Intercepto e Tendência	6	0,341432	-4,124265	-3,489228	-3,173114
ΔEX_t	Intercepto	2	-8,505782*	-3,542097	-2,910019	-2,592645
ΔEX_t	Intercepto e Tendência	5	-6,178950*	-4,124265	-3,489228	-3,173114
I_t	Intercepto	2	0,319626	-3,540198	-2,909206	-2,592215
I_t	Intercepto e Tendência	2	-0,798939	-4,113017	-3,483970	-3,170071
ΔI_t	Intercepto	1	-9,396383*	-3,540198	-2,909206	-2,592215
ΔI_t	Intercepto e Tendência	1	-9,649515*	-4,113017	-3,483970	-3,170071
M_t	Intercepto	6	-0,733002	-3,548208	-2,912631	-2,594027
M_t	Intercepto e Tendência	2	-3,138083	-4,113017	-3,483970	-3,170071
ΔM_t	Intercepto	5	-6,379424*	-3,548208	-2,912631	-2,594027
ΔM_t	Intercepto e Tendência	5	-6,320793*	-4,124265	-3,489228	-3,173114
G_t	Intercepto	4	-0,506999	-3,544063	-2,910860	-2,593090
G_t	Intercepto e Tendência	4	-1,300934	-4,118444	-3,486509	-3,171541
ΔG_t	Intercepto	3	-3,318338**	-3,544063	-2,910860	-2,593090
ΔG_t	Intercepto e Tendência	3	-3,421972***	-4,118444	-3,486509	-3,171541
R_t	Intercepto	0	-2,955119**	-3,536587	-2,907660	-2,591396
R_t	Intercepto e Tendência	1	-5,503529*	-4,110440	-3,482763	-3,169372
ΔR_t	Intercepto	1	-6,800477*	-3,540198	-2,909206	-2,592215
ΔR_t	Intercepto e Tendência	1	-6,965301*	-4,113017	-3,483970	-3,170071
Q_t	Intercepto	0	-1,102476	-3,536587	-2,907660	-2,591396
Q_t	Intercepto e Tendência	0	-2,370694	-4,107947	-3,481595	-3,168695
ΔQ_t	Intercepto	0	-7,231131*	-3,538362	-2,908420	-2,591799
ΔQ_t	Intercepto e Tendência	0	-7,267408*	-4,110440	-3,482763	-3,169372
Y_t	Intercepto	5	0,302414	-3,546099	-2,911730	-2,593551
Y_t	Intercepto e Tendência	5	-0,619029	-4,121303	-3,487845	-3,172314
ΔY_t	Intercepto	4	-3,767738*	-3,546099	-2,911730	-2,593551
ΔY_t	Intercepto e Tendência	4	-4,072359**	-4,121303	-3,487845	-3,172314
YW_t	Intercepto	2	-1,707736	-3,540198	-2,909206	-2,592215
YW_t	Intercepto e Tendência	2	-0,819007	-4,113017	-3,483970	-3,170071
ΔYW_t	Intercepto	1	-6,377840*	-3,540198	-2,909206	-2,592215
ΔYW_t	Intercepto e Tendência	1	-6,699177*	-4,113017	-3,483970	-3,170071

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: * indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 1% de significância; ** indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 5% de significância; *** indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 10% de significância.

APÊNDICE 4 - Testes de raízes unitárias (ADF) para variáveis em logaritmo

Variável	Característica	Lags	Razão t	Valor Crítico		
				1%	5%	10%
$\log CO_t$	Intercepto	4	-1,219403	-3,544063	-2,910860	-2,593090
$\log CO_t$	Intercepto e Tendência	2	-0,286576	-4,113017	-3,483970	-3,170071
$\Delta \log CO_t$	Intercepto	3	-2,514875	-3,544063	-2,910860	-2,593090
$\Delta \log CO_t$	Intercepto e Tendência	1	-9,875039*	-4,113017	-3,483970	-3,170071
$\log EX_t$	Intercepto	3	-1,493177	-3,542097	-2,910019	-2,592645
$\log EX_t$	Intercepto e Tendência	3	-0,622025	-4,115684	-3,485218	-3,170793
$\Delta \log EX_t$	Intercepto	2	-8,596130*	-3,542097	-2,910019	-2,592645
$\Delta \log EX_t$	Intercepto e Tendência	5	-5,802823*	-4,124265	-3,489228	-3,173114
$\log I_t$	Intercepto	2	0,004955	-3,540198	-2,909206	-2,592215
$\log I_t$	Intercepto e Tendência	2	-0,980605	-4,113017	-3,483970	-3,170071
$\Delta \log I_t$	Intercepto	1	-8,905159*	-3,540198	-2,909206	-2,592215
$\Delta \log I_t$	Intercepto e Tendência	1	-9,076883*	-4,113017	-3,483970	-3,170071
$\log M_t$	Intercepto	6	-1,375356	-3,548208	-2,912631	-2,594027
$\log M_t$	Intercepto e Tendência	2	-2,973902	-4,113017	-3,483970	-3,170071
$\Delta \log M_t$	Intercepto	5	-5,921366*	-3,548208	-2,912631	-2,594027
$\Delta \log M_t$	Intercepto e Tendência	5	-5,944456*	-4,124265	-3,489228	-3,173114
$\log G_t$	Intercepto	4	-0,814441	-3,544063	-2,910860	-2,593090
$\log G_t$	Intercepto e Tendência	4	-1,495661	-4,118444	-3,486509	-3,171541
$\Delta \log G_t$	Intercepto	3	-3,312983**	-3,544063	-2,910860	-2,593090
$\Delta \log G_t$	Intercepto e Tendência	3	-3,355373***	-4,118444	-3,486509	-3,171541
$\log R_t$	Intercepto	0	-2,503788	-3,536587	-2,907660	-2,591396
$\log R_t$	Intercepto e Tendência	0	-3,856176**	-4,107947	-3,481595	-3,168695
$\Delta \log R_t$	Intercepto	0	-7,774021*	-3,538362	-2,908420	-2,591799
$\Delta \log R_t$	Intercepto e Tendência	0	-7,742811*	-4,110440	-3,482763	-3,179372
$\log Q_t$	Intercepto	0	-0,679585	-3,536587	-2,907660	-2,591396
$\log Q_t$	Intercepto e Tendência	0	-2,217655	-4,107947	-3,481595	-3,168695
$\Delta \log Q_t$	Intercepto	0	-6,959269*	-3,538362	-2,908420	-2,591799
$\Delta \log Q_t$	Intercepto e Tendência	0	-7,040220*	-4,110440	-3,482763	-3,169372
$\log Y_t$	Intercepto	5	0,210763	-3,546099	-2,911730	-2,593551
$\log Y_t$	Intercepto e Tendência	5	-0,679569	-4,121303	-3,487845	-3,172314
$\Delta \log Y_t$	Intercepto	4	-4,019290*	-3,546099	-2,911730	-2,593551
$\Delta \log Y_t$	Intercepto e Tendência	4	-4,267710*	-4,121303	-3,487845	-3,172314
$\log YW_t$	Intercepto	0	-2,277366	-3,536587	-2,907660	-2,591396
$\log YW_t$	Intercepto e Tendência	0	-0,843184	-4,107947	-3,481595	-3,168695
$\Delta \log YW_t$	Intercepto	0	-6,334649*	-3,538362	-2,908420	-2,591799
$\Delta \log YW_t$	Intercepto e Tendência	0	-6,758022*	-4,110440	-3,482763	-3,169372

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: * indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 1% de significância; ** indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 5% de significância; *** indica a rejeição da hipótese nula de não-estacionariedade a 10% de significância.

APÊNDICE 5 - Modelo de Correção de Erros Vetorial Escolhido

Equação de Co-Integração	Equação de Co-Integração 1			
CO(-1)	1,0000			
EX(-1)	1,2330 [2,4325]			
I(-1)	-1,5939 [-2,9863]			
M(-1)	-2,2507 [-2,2311]			
C	-165318,1			
Correção de Erro	D(CO)	D(EX)	D(I)	D(M)
Equação de Co-Integração 1	-0,1030 [-1,0765]	0,1214 [1,9915]	0,0910 [1,9689]	0,1139 [2,7148]
D(CO(-1))	0,1502 [1,1828]	-0,0842 [-1,0419]	-0,0412 [-0,6721]	0,0577 [1,0361]
D(CO(-2))	-0,2754 [-1,8732]	-0,2650 [-2,8311]	0,0362 [0,5101]	-0,1759 [-2,7282]
D(EX(-1))	0,4709 [1,5065]	-0,6200 [-3,1148]	-0,1714 [-1,1356]	-0,0841 [-0,6136]
D(EX(-2))	0,2623 [0,9672]	-0,6907 [-3,9990]	-0,4295 [-3,2780]	-0,3395 [-2,8538]
D(I(-1))	0,6213 [2,7521]	0,2423 [1,6858]	0,2577 [2,3632]	0,4706 [4,7526]
D(I(-2))	-0,0726 [-0,2779]	-0,0176 [-0,1059]	-0,4020 [-3,1856]	-0,0295 [-0,2575]
D(M(-1))	-0,7901 [-1,7468]	0,3807 [1,3219]	0,3180 [1,4556]	0,0136 [0,0687]
D(M(-2))	-0,5106 [-1,1691]	0,3405 [1,2243]	0,2671 [1,2663]	0,2522 [1,3166]
C	3930,17 [2,4804]	1469,56 [1,4566]	1056,10 [1,3799]	784,15 [1,1284]
D(G)	-0,1069 [-1,1276]	0,0836 [1,3848]	-0,0624 [-1,3629]	-0,0279 [-0,6730]
D(Q)	810,3404 [2,6012]	-20,1130 [-0,1013]	-154,5091 [-1,0268]	134,0392 [0,9810]
D(R)	-711,5558 [-2,0321]	132,5886 [0,5946]	-68,6686 [0,4060]	48,5349 [0,3160]
D((Y),2)	0,0746 [-2,0321]	0,0128 [0,5510]	0,0233 [1,3182]	0,0396 [2,4615]
D(YW)	-0,0042 [-3,3587]	0,0031 [3,9778]	-0,0003 [-0,5700]	0,0014 [2,4615]
R ²	0,623754	0,699777	0,653954	0,734375
R ² - ajustado	0,511681	0,610349	0,550876	0,655253
Teste F	5,5655	7,825018	6,344280	9,281514
AIC	21,67441	20,77164	20,21902	20,02597
SIC	22,18904	21,28627	20,73365	20,54060

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: Estatística *t* em colchetes.

Tamanho da amostra: 1º trimestre de 1995 - 1º trimestre de 2011.

APÊNDICE 6 - Teste de Autocorrelação do tipo LM

Lags	Estatística do teste	<i>p</i>-valor
1	22,27327	0,1346
2	15,92529	0,4582
3	23,35064	0,1047
4	19,30706	0,2531
5	13,61788	0,6272
6	20,72506	0,1893
7	6,83837	0,9763
8	11,76956	0,7597
9	21,52570	0,1592
10	30,97794	0,0135
11	14,61342	0,5531
12	10,10569	0,8611

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: A hipótese nula refere-se a ausência de correlação serial nos resíduos no lag de ordem h .

APÊNDICE 7 - Teste de Normalidade de Jarque-Bera

Componente	Jarque-Bera	<i>p</i>-valor
1	1,937050	0,3796
2	2,910409	0,2334
3	4,628152	0,0989
4	4,797721	0,0908
Conjunto	14,27333	0,0749

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: A hipótese nula refere-se a normalidade dos resíduos.

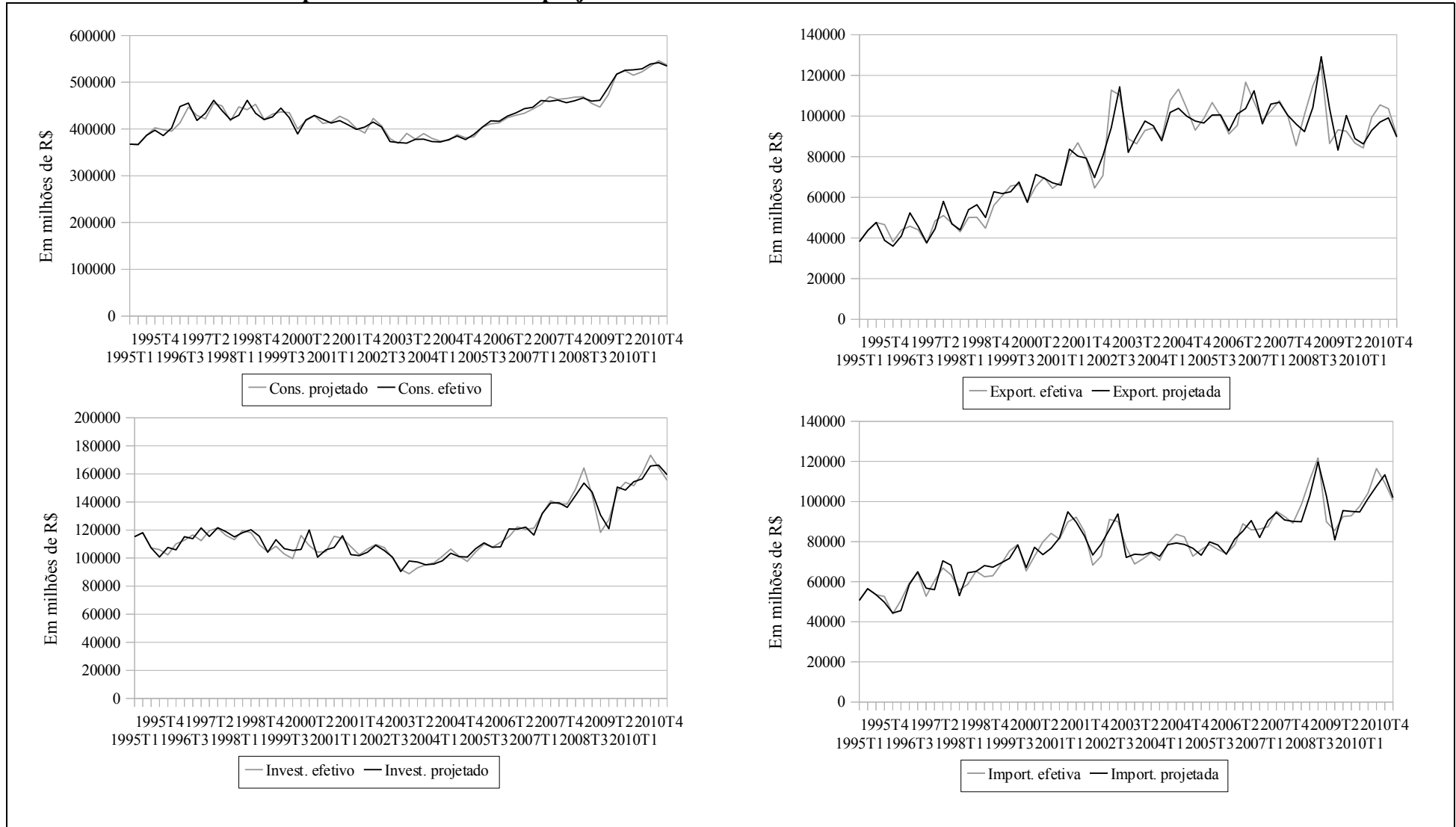
APÊNDICE 8 - Teste de Heterocedasticidade de White (Teste Conjunto)

Estatística chi-quadrado	<i>p</i>-valor
314,6294	0,0757

Fonte: Elaborado pelo autor.

Nota: A hipótese nula refere-se a homocedasticidade dos resíduos.

APÊNDICE 9 - Gráficos comparativos das variáveis projetadas e das variáveis efetivamente observadas - 4º trim. 1995 ao 1º trim. 2011



Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 10 - Previsões Trimestrais para os Componentes da Demanda Final, em milhões de R\$

Período	Cenário A				Cenário B			
	CO	EX	I	M	CO	EX	I	M
2011 T2	538.025,00	95.920,25	158.224,30	100.343,10	538.025,00	95.920,25	158.224,30	100.343,10
2011 T3	548.796,50	104.495,10	166.552,20	107.611,50	548.796,50	104.495,10	166.552,20	107.611,50
2011 T4	557.171,40	100.580,40	167.002,30	110.276,10	557.171,40	100.580,40	167.002,30	110.276,10
2012 T1	557.171,40	98.896,07	164.057,20	109.760,50	557.171,40	98.896,07	164.057,20	109.760,50
2012 T2	557.364,90	103.058,70	167.348,30	110.581,80	557.364,90	103.058,70	167.348,30	110.581,80
2012 T3	553.128,10	104.844,90	170.547,20	112.882,40	553.128,10	104.844,90	170.547,20	112.882,40
2012 T4	559.141,80	105.015,20	169.167,10	114.664,40	559.141,80	105.015,20	169.167,10	114.664,40
2013 T1	566.177,40	104.775,30	168.350,20	115.075,70	568.512,90	104.812,90	168.250,40	115.054,50
2013 T2	569.486,40	106.068,00	170.835,50	115.738,00	567.959,60	105.898,00	170.704,80	115.484,10
2013 T3	568.841,60	107.891,40	173.189,20	117.520,60	571.934,70	107.786,80	172.996,90	117.347,90
2013 T4	572.214,50	109.202,40	173.350,20	119.341,40	576.759,00	108.947,70	173.235,00	119.154,60
2014 T1	576.812,50	109.372,90	173.476,60	119.857,40	577.682,70	108.940,00	173.389,90	119.584,70
2014 T2	578.698,30	110.243,80	174.647,50	120.417,70	578.892,00	109.613,80	174.646,30	119.941,00
2014 T3	579.672,60	111.964,60	175.976,10	121.772,90	582.761,00	111.362,60	175.990,50	121.425,10
2014 T4	586.185,30	113.082,90	176.621,10	123.157,60	586.699,00	112.148,10	176.725,80	122.758,40
2015 T1	588.666,90	113.598,60	177.148,10	123.939,10	588.345,50	112.362,30	177.337,70	123.411,90
2015 T2	590.224,90	114.783,90	178.143,10	124.872,30	590.319,20	113.286,00	178.530,70	124.134,60
2015 T3	592.632,20	116.214,60	179.275,10	126.080,50	593.861,10	114.632,80	179.752,40	125.472,90
2016 T4	595.496,60	117.349,20	179.950,10	127.306,10	597.361,20	115.293,80	180.553,60	126.617,70

Fonte: Elaborado pelo autor.

(Continua)

APÊNDICE 10 - Previsões Trimestrais para os Componentes da Demanda Final, em milhões de R\$

Período	Cenário C				Cenário D			
	CO	EX	I	M	CO	EX	I	M
2011 T2	538.025,00	95.920,25	158.224,30	100.343,10	538.025,00	95.920,25	158.224,30	100.343,10
2011 T3	548.796,50	104.495,10	166.552,20	107.611,50	548.796,50	104.495,10	166.552,20	107.611,50
2011 T4	557.171,40	100.580,40	167.002,30	110.276,10	557.171,40	100.580,40	167.002,30	110.276,10
2012 T1	557.171,40	98.896,07	164.057,20	109.760,50	557.364,90	98.896,07	164.057,20	109.760,50
2012 T2	557.364,90	103.058,70	167.348,30	110.581,80	553.128,10	103.058,70	167.348,30	110.581,80
2012 T3	553.128,10	104.844,90	170.547,20	112.882,40	559.141,80	104.844,90	170.547,20	112.882,40
2012 T4	559.141,80	105.015,20	169.167,10	114.664,40	566.177,40	105.015,20	169.167,10	114.664,40
2013 T1	558.656,40	105.044,10	170.415,20	113.284,30	557.682,90	105.081,70	170.315,40	113.263,10
2013 T2	560.215,10	105.716,60	172.375,10	113.133,80	559.333,10	105.546,70	172.244,30	112.880,00
2013 T3	568.343,40	108.654,00	172.019,20	115.494,20	568.063,40	108.549,40	171.826,80	115.321,60
2013 T4	571.363,90	108.438,00	171.937,00	116.260,40	571.310,10	108.183,20	171.821,70	116.073,60
2014 T1	571.571,80	107.781,80	173.184,20	116.014,60	570.546,80	107.356,10	173.092,10	115.739,50
2014 T2	573.790,20	110.409,70	175.029,80	117.604,90	572.990,20	109.789,90	175.016,00	117.121,20
2014 T3	577.960,40	112.233,80	176.151,50	119.571,30	578.020,10	111.645,10	176.145,00	119.211,70
2014 T4	580.596,90	112.203,20	176.192,70	120.383,60	581.074,70	111.289,20	176.271,50	119.970,80
2015 T1	581.865,30	113.002,20	176.882,60	120.867,90	581.488,70	111.801,80	177.038,40	120.324,80
2015 T2	584.006,70	114.857,10	178.359,80	122.174,20	584.025,10	113.406,00	178.702,80	121.417,10
2015 T3	587.411,60	116.055,50	179.249,00	123.583,50	588.544,00	114.532,70	179.669,20	122.953,10
2016 T4	589.770,90	116.798,90	179.585,60	124.552,50	591.515,60	114.819,20	180.123,70	123.840,90

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 11 - Previsões Anuais para os Componentes da Demanda Final, em milhões de R\$

Período	Cenário A				Cenário B			
	CO	EX	I	M	CO	EX	I	M
2011	2.178.413,25	391.332,24	647.248,22	418.875,45	2.178.413,25	391.334,24	647.248,22	418.875,45
2012	2.235.812,20	411.814,87	671.119,80	447.889,10	2.235.812,20	411.814,87	671.119,80	447.889,10
2013	2.287.355,00	427.937,10	685.725,10	467.675,70	2.285.166,20	427.445,40	685.187,10	467.041,10
2014	2.327.230,80	444.664,20	700.721,30	485.205,60	2.326.034,70	442.064,50	700.752,50	483.709,20
2015	2.367.020,60	461.946,30	714.516,50	502.198,00	2.369.887,00	455.574,90	716.174,40	499.637,10

Fonte: Elaborado pelo autor.

(Continua)

APÊNDICE 11 - Previsões Anuais para os Componentes da Demanda Final, em milhões de R\$

Período	Cenário C				Cenário D			
	CO	EX	I	M	CO	EX	I	M
2011	2.178.413,25	391.334,24	647.248,22	418.875,45	2.178.413,25	391.334,24	647.248,22	418.875,45
2012	2.235.812,20	411.814,87	671.119,80	447.889,10	2.235.812,20	411.814,87	671.119,80	447.889,10
2013	2.258.578,80	427.852,70	686.746,50	458.172,70	2.256.389,50	427.361,00	686.208,20	457.538,30
2014	2.303.919,30	442.628,50	700.558,20	473.574,40	2.302.631,80	440.080,30	700.524,60	472.043,20
2015	2.343.054,50	460.713,70	714.077,00	491.178,10	2.345.573,40	454.559,70	715.534,10	488.535,90

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 12 - Previsões Setoriais da Demanda Final, em milhões de R\$ - Cenário A

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	111.110,11	114.051,31	116.614,42	118.936,70	121.282,68
Minação e Pelotização	41.163,16	43.082,09	44.699,30	46.468,53	48.344,33
Minerais Não-Metálicos	783,81	637,06	558,22	508,36	466,48
Ferro e Aço	12.094,53	12.309,94	12.565,43	12.956,77	13.390,56
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	26.917,03	27.577,63	28.077,51	28.678,20	29.277,93
Papel e Celulose	30.983,82	31.682,50	32.377,37	31.989,36	33.625,58
Química	4.636,29	1.684,70	183,23	(1.120,50)	(2.274,25)
Alimentos e Bebidas	286.791,10	294.927,80	302.177,66	308.260,48	314.423,10
Têxtil e Vestuário	84.005,85	86.029,97	87.922,02	89.436,36	90.966,90
Outras Indústrias	802.611,61	825.639,86	842.580,27	858.683,78	874.147,95
Comércio e Serviços	1.230.510,97	1.263.982,01	1.293.552,39	1.317.737,84	1.342.000,89
Transporte	129.091,33	132.084,66	134.886,51	137.153,19	139.440,53
Serviços Públicos	628.637,91	649.694,64	674.414,03	702.835,28	735.328,62
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	58.892,70	60.017,97	61.177,08	62.021,90	62.876,86

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 13 - Previsões Setoriais da Demanda Final, em milhões de R\$ - Cenário B

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	111.110,11	114.051,31	116.511,73	118.780,79	121.112,00
Minação e Pelotização	41.163,16	43.082,09	44.650,88	46.152,60	47.524,46
Minerais Não-Metálicos	783,81	637,06	560,24	510,22	465,04
Ferro e Aço	12.094,53	12.309,94	12.557,93	12.869,28	13.146,22
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	26.917,03	27.577,63	28.058,80	28.632,57	29.192,37
Papel e Celulose	30.983,82	31.682,50	32.348,63	32.936,03	33.548,39
Química	4.636,29	1.684,70	217,49	(1.028,82)	(2.114,26)
Alimentos e Bebidas	286.791,10	294.927,80	301.886,39	307.849,37	314.043,25
Têxtil e Vestuário	84.005,85	86.029,97	87.841,11	89.372,39	91.011,64
Outras Indústrias	802.611,61	825.639,86	841.889,43	858.392,76	875.272,57
Comércio e Serviços	1.230.510,97	1.263.982,01	1.292.265,58	1.316.471,05	1.341.970,75
Transporte	129.091,33	132.084,66	134.765,43	137.067,42	139.536,41
Serviços Públicos	628.637,91	649.694,64	671.147,33	690.680,64	708.066,03
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	58.892,70	60.017,97	61.122,99	62.019,32	63.027,28

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 14 - Previsões Setoriais da Demanda Final, em milhões de R\$ - Cenário C

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	111.110,11	114.051,31	116.126,36	118.577,17	120.914,86
Minação e Pelotização	41.163,16	43.082,09	44.980,26	46.548,87	48.507,47
Minerais Não-Metálicos	783,81	637,06	676,38	644,29	597,84
Ferro e Aço	12.094,53	12.309,94	12.978,10	13.334,19	13.785,63
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	26.917,03	27.577,63	28.417,73	28.992,56	29.588,85
Papel e Celulose	30.983,82	31.682,50	32.219,85	32.895,67	33.530,99
Química	4.636,29	1.684,70	1.399,21	558,55	(686,31)
Alimentos e Bebidas	286.791,10	294.927,80	299.263,75	305.808,76	311.972,76
Têxtil e Vestuário	84.005,85	86.029,97	87.051,75	88.780,18	90.286,72
Outras Indústrias	802.611,61	825.639,86	841.360,21	857.716,33	872.839,45
Comércio e Serviços	1.230.510,97	1.263.982,01	1.280.159,91	1.306.802,64	1.330.792,11
Transporte	129.091,33	132.084,66	133.702,93	136.300,67	138.543,85
Serviços Públicos	628.637,91	649.694,64	674.617,26	703.144,10	735.612,61
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	58.892,70	60.017,97	60.495,54	61.563,18	62.383,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 15 - Previsões Setoriais da Demanda Final, em milhões de R\$ - Cenário D

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	111.110,11	114.051,31	116.023,65	118.421,31	120.744,86
Minação e Pelotização	41.163,16	43.082,09	44.931,82	46.241,33	47.730,77
Minerais Não-Metálicos	783,81	637,06	678,39	646,76	598,25
Ferro e Aço	12.094,53	12.309,94	12.970,59	13.250,49	13.555,28
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	26.917,03	27.577,63	28.398,99	28.947,76	29.506,97
Papel e Celulose	30.983,82	31.682,50	32.191,09	32.843,25	33.456,75
Química	4.636,29	1.684,70	1.433,41	658,69	(503,32)
Alimentos e Bebidas	286.791,10	294.927,80	298.972,42	305.395,00	311.583,69
Têxtil e Vestuário	84.005,85	86.029,97	86.970,82	88.714,35	90.323,83
Outras Indústrias	802.611,61	825.639,86	840.669,00	857.381,29	873.820,37
Comércio e Serviços	1.230.510,97	1.263.982,01	1.278.872,79	1.305.495,43	1.330.612,78
Transporte	129.091,33	132.084,66	133.581,81	136.212,03	138.627,83
Serviços Públicos	628.637,91	649.694,64	671.350,55	690.990,39	708.351,73
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	58.892,70	60.017,97	60.441,43	61.558,55	62.524,45

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 16 - Previsões Setoriais do Valor Total da Produção, em milhões de R\$ - Cenário A

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	309.578,10	317.929,09	325.382,99	331.924,79	338.576,89
Minação e Pelotização	136.600,75	140.121,92	143.490,11	146.939,67	150.580,59
Minerais Não-Metálicos	51.020,98	52.273,29	53.331,94	54.373,30	55.423,34
Ferro e Aço	96.484,09	99.042,52	101.185,45	103.421,35	105.698,75
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	105.924,58	108.752,05	111.064,98	113.426,57	115.807,94
Papel e Celulose	112.381,86	115.300,80	117.975,63	120.409,25	122.916,56
Química	265.418,69	268.656,02	272.926,18	276.969,01	281.331,54
Alimentos e Bebidas	426.759,41	438.780,22	449.562,53	458.749,78	468.104,05
Têxtil e Vestuário	126.057,51	129.142,53	132.006,01	134.337,10	136.696,88
Outras Indústrias	1.249.502,03	1.285.149,00	1.313.322,11	1.340.262,20	1.366.965,34
Comércio e Serviços	1.933.195,31	1.986.087,73	2.033.616,19	2.074.896,58	2.117.053,42
Transporte	292.320,67	299.655,56	306.349,73	312.195,12	318.154,61
Serviços Públicos	643.178,23	664.633,39	689.722,43	718.493,47	751.352,80
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	184.310,46	188.708,43	192.950,46	196.690,33	200.575,39

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 17 - Previsões Setoriais do Valor Total da Produção, em milhões de R\$ - Cenário B

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	309.578,10	317.929,09	325.057,09	331.397,74	337.941,17
Minação e Pelotização	136.600,75	140.121,92	143.334,19	146.412,17	149.438,88
Minerais Não-Metálicos	51.020,98	52.273,29	53.273,94	54.276,25	55.297,24
Ferro e Aço	96.484,09	99.042,52	101.082,32	103.173,03	105.245,57
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	105.924,58	108.752,05	110.949,15	113.193,21	115.436,87
Papel e Celulose	112.381,86	115.300,80	117.832,77	120.122,92	122.468,10
Química	265.418,69	268.656,02	272.634,80	276.433,14	280.539,82
Alimentos e Bebidas	426.759,41	438.780,22	449.088,62	457.983,62	467.187,17
Têxtil e Vestuário	126.057,51	129.142,53	131.879,39	134.215,16	136.700,53
Outras Indústrias	1.249.502,03	1.285.149,00	1.311.884,17	1.228.177,63	1.364.842,99
Comércio e Serviços	1.933.195,31	1.986.087,73	2.031.116,99	2.070.608,15	2.111.421,73
Transporte	292.320,67	299.655,56	306.017,79	311.689,54	317.596,71
Serviços Públicos	643.178,23	664.633,39	686.431,10	706.278,22	723.978,78
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	184.310,46	188.708,43	192.693,02	196.204,86	199.858,11

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 18 - Previsões Setoriais do Valor Total da Produção, em milhões de R\$ - Cenário C

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	309.578,10	317.929,09	323.203,72	330.200,68	336.828,06
Minação e Pelotização	136.600,75	140.121,92	143.808,41	147.302,98	150.990,43
Minerais Não-Metálicos	51.020,98	52.273,29	53.335,92	54.428,96	55.457,41
Ferro e Aço	96.484,09	99.042,52	101.519,90	103.760,76	106.030,34
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	105.924,58	108.752,05	111.276,52	113.665,02	116.022,30
Papel e Celulose	112.381,86	115.300,80	117.355,50	119.961,05	122.447,92
Química	265.418,69	268.656,02	273.188,45	278.147,00	282.336,01
Alimentos e Bebidas	426.759,41	438.780,22	445.473,26	455.343,65	464.683,77
Têxtil e Vestuário	126.057,51	129.142,53	130.764,85	133.399,28	135.723,97
Outras Indústrias	1.249.502,03	1.285.149,00	1.310.314,49	1.337.936,99	1.364.183,22
Comércio e Serviços	1.933.195,31	1.986.087,73	2.016.702,89	2.061.311,77	2.103.041,67
Transporte	292.320,67	299.655,56	304.333,96	310.730,61	316.612,57
Serviços Públicos	643.178,23	664.633,39	689.849,68	718.745,37	751.576,70
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	184.310,46	188.708,43	191.631,51	195.788,21	199.605,36

Fonte: Elaborado pelo autor.

APÊNDICE 19 - Previsões Setoriais do Valor Total da Produção, em milhões de R\$ - Cenário D

Setor	2011	2012	2013	2014	2015
Agropecuária	309.578,10	317.929,09	322.877,72	329.671,60	336.185,37
Minação e Pelotização	136.600,75	140.121,92	143.652,44	146.785,25	149.885,01
Minerais Não-Metálicos	51.020,98	52.273,29	53.277,90	54.330,65	55.885,01
Ferro e Aço	96.484,09	99.042,52	101.416,73	103.513,70	105.583,13
Minerais Não-Ferrosos e Outras Metalurgias	105.924,58	108.752,05	111.160,64	113.430,66	115.649,11
Papel e Celulose	112.381,86	115.300,80	117.212,60	119.673,62	121.995,33
Química	265.418,69	268.656,02	272.896,90	277.616,72	281.555,67
Alimentos e Bebidas	426.759,41	438.780,22	444.999,25	454.572,65	463.749,73
Têxtil e Vestuário	126.057,51	129.142,53	130.638,19	133.274,53	135.716,73
Outras Indústrias	1.249.502,03	1.285.149,00	1.308.876,03	1.335.795,74	1.361.873,98
Comércio e Serviços	1.933.195,31	1.986.087,73	2.014.203,16	2.056.968,48	2.097.209,66
Transporte	292.320,67	299.655,56	304.001,92	310.219,59	316.033,73
Serviços Públicos	643.178,23	664.633,39	686.558,33	706.530,77	724.203,37
Energia Elétrica (S.I.U.P.)	184.310,46	188.708,43	191.374,01	195.298,47	198.870,74

Fonte: Elaborado pelo autor.