

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**UMA ANÁLISE DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: UMA
PERSPECTIVA METODOLÓGICA**

Yanna Clara Prade e Braga

Orientador: Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro, 2014

YANNA CLARA PRADE E BRAGA

**UMA ANÁLISE DA DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: UMA
PERSPECTIVA METODOLÓGICA**

Dissertação apresentada ao Corpo Docente do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Economia da Indústria e da Tecnologia.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida
(Orientador)

Prof. Dr. Luciano Losekann

Prof. Dr. Marcelo Colomer

Prof.^a Dr.^a Lavinia Rocha de Hollanda

Agosto de 2014

It's a new dawn, it's a new day, it's a new life for me.

And I'm feeling good

Nina

AGRADECIMENTOS

Ao querido professor Edmar de Almeida, por toda atenção e dedicação para a realização dessa dissertação e por todas oportunidades de aprendizado e crescimento profissional oferecidas, que foram essenciais para meu desenvolvimento profissional.

Aos professores Marcelo e Luciano por aceitarem participar da banca e estarem sempre disponíveis para questões da dissertação.

À professora Lavinia pela disponibilidade e interesse em participar da defesa desta dissertação.

Aos professores Winston Fritsch, Jorge Chami e Rafael Herrera pela troca de conhecimento e grande aprendizado mútuo que acabaram se transformando na presente dissertação.

Ao Grupo Economia de Energia por todo apoio e oportunidades de aprendizado. Especialmente à Joseane pela paciência e dedicação na resolução de problemas ao longo do mestrado. Agradeço pela oportunidade em fazer parte do Programa de Recursos Humanos ANP-Petrobras.

Aos amados e lindos amigos do PPGE que fizeram da minha vida melhor e muito, muito mais feliz. Amigos que eu pretendo levar para vida toda, que serviram de apoio nos momentos difíceis e compartilharam sorrisos nos mais fáceis. Nossos rumos podem e devem seguir outros caminhos, mas esse amor e as lembranças dos melhores anos das vidas de muitos de nós ficam pra sempre. Com lágrimas nos olhos digo com muito orgulho que PPGE é amor e continuará. Agradeço especialmente aos queridos Camilinha, Gabriela, Laísa, Eduardo, André, Érico e Pedro, que fizeram da nossa turma uma das mais bonitas e incríveis dos últimos tempos desse mestrado. Que nossa genialidade perdure e se dissemine pelo mundo. Os outros mil que não foram citados, sintam-se igualmente lembrados com carinho.

Ao Diogo por toda parceria, apoio e carinho que foram essenciais em diversos momentos estressantes do mestrado.

Ao meu amado Gabriel por todo apoio, muita paciência e parceria nas questões acadêmicas. E por todo amor, carinho, compreensão nas questões da vida e por ter sido o melhor presente do PPGE.

Aos meus pais porque sem o apoio deles nada disso teria sido possível.

Ao meu irmão por estar sempre por perto para me mostrar o quão importante é ser forte em certos momentos.

À minha tia querida que mesmo a uma distância inacreditável é uma das pessoas mais presentes nos momentos de dúvidas e ansiedades, com palavras de carinho e apoio que foram essenciais para manter o foco ao longo desses anos.

RESUMO

O objetivo principal da presente dissertação é discutir a questão metodológica da previsão de demanda industrial de gás natural no Brasil. Para tanto, apresentamos as nuances do mercado brasileiro com o intuito de demonstrar as razões pelas quais é aconselhável a utilização de metodologias específicas vis-à-vis os modelos tradicionais de previsão de demanda. Com base em toda discussão realizada na dissertação, são propostos dois modelos desenvolvidos pelo Grupo Economia de Energia, que buscam suprir a deficiência metodológica atual no que diz respeito à previsão de demanda industrial de gás natural.

Os modelos aqui apresentados possuem uma metodologia alternativa à tradicional e se adequam à complexidade do caso brasileiro. Os resultados, utilizados conjuntamente, servem como indicação para o futuro do mercado industrial de gás natural em uma determinada região geográfica. A importância de tais modelos é a possibilidade de utilizá-los como instrumentos para estudos de monetização do gás e planejamento de longo prazo, importantes para decisão de investimento em infraestrutura do mercado.

ABSTRACT

The main objective of this dissertation is to discuss the methodological issue of forecast industrial demand for natural gas in Brazil. Therefore, we present the nuances of the Brazilian market with the intention of demonstrating the reasons why it is advisable to use specific methodologies instead the traditional forecast models of demand. Based on discussions held throughout the dissertation, we propose two models developed by the Grupo Economia de Energia of UFRJ (Energy Economics Group), seeking to meet the current methodological weakness with regard to the prediction of industrial demand for natural gas.

The models presented here have an alternative methodology to the traditional and are suited to the complexity of the Brazilian case. The results, used together, serve as an indication for the future of the industrial gas market in a given geographical region. The importance of such models is the possibility to use them as tools for studies of gas monetization and long-term planning, relevant to the investment decision for the market infrastructure.

Sumário

INTRODUÇÃO.....	10
Capítulo 1 – O Mercado de Gás Natural	12
1.1 Características do Mercado de Gás Natural.....	12
1.1.1 O Produto do Gás Natural	12
1.1.2 Cadeia produtiva do Gás Natural	14
1.1.3 Usos do Gás Natural.....	17
1.1.4 A questão da competitividade no mercado de Gás Natural	19
1.2 Mercado Brasileiro de Gás Natural	22
1.2.1 Oferta.....	22
1.2.2 Demanda.....	25
1.2.3 Preços	31
1.3 Conclusão.....	35
Capítulo 2 – Estimativa de demanda: uma revisão bibliográfica	37
2.1 Revisão Bibliográfica.....	37
2.1.1 Modelos de Grey	39
2.1.2 Modelos Estatísticos.....	42
2.1.3 Modelos de Rede Neural	45
2.1.4 Modelos Econométricos e Matemáticos	50
2.2 Modelagem para caso brasileiro: experiência e dificuldades	51
2.3 Previsões de demanda no Brasil	58
2.3.1 PDE	58
2.3.2 PEMAT	61
2.3.3 PNE	63
2.3.4 WEO.....	64
2.4 Conclusão.....	65
Capítulo 3 – Modelos propostos.....	67
3.1 Modelo GEE-Matriz	67
3.2 Modelo do Cadastro Industrial	76
3.3 Conclusão.....	80
Capítulo 4 – Resultados e Discussão	82
4.1 A economia mineira de gás natural.....	82
4.2 Resultados do Modelo GEE-Matriz.....	86

4.3 Resultados do Modelo de Cadastro Industrial	89
4.4 Conclusão.....	92
CONCLUSÃO.....	93
REFERÊNCIAS	96

INTRODUÇÃO

O Brasil está diante de uma nova perspectiva para a exploração e produção de gás natural. O interesse das empresas e as novas descobertas de gás não-convencional podem significar uma revolução no mercado brasileiro. Ademais, a própria produção de gás convencional em terra vem mostrando perspectivas positivas para o futuro.

Além de incentivar a competição, advinda de uma maior oferta de gás natural no mercado, espera-se uma maior interiorização do consumo de gás, dado que as bacias onshore de maior potencial estão distantes dos centros de consumo tradicionais.

No Brasil, ainda não existem campos produzindo gás não-convencional. Porém, de acordo com estudos feitos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), estima-se que apenas nas Bacias de Parecis, Parnaíba e Recôncavo contenham aproximadamente 208 trilhões de pés cúbicos (TCF) de *shale gas* (ANP, 2012). Já em estudo realizado pelo *U.S. Energy Information Administration* (EIA) estima-se que existam mais de 226 TCF em reservas de *shale gas* recuperável no Brasil, mais especificamente, na Bacia do Paraná, o que levaria o país a ser a décima maior reserva mundial (EIA, 2011).

Além do gás natural *onshore*, a produção *offshore* apresenta uma clara tendência de crescimento devido à exploração da camada do pré-sal, a qual possui grande quantidade de petróleo e gás associado. Apesar da dificuldade de viabilizar o escoamento deste gás, as projeções das empresas (Petrobras, principalmente) são de trazê-lo para a costa através da construção de gasodutos.

A projeção realizada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é de que a produção bruta de gás natural no país se eleve de um patamar de 80 MMm³/d em 2013 para 106 MMm³/d em 2022. Se consideramos os recursos contingentes (sem comprovação de comercialidade), esse valor alcança o patamar de 175 MMm³/d (EPE, 2013). A quantidade projetada de gás natural associado ao petróleo representa a maior parte da produção de gás no horizonte estudado, tendo participação média de 70% da produção total ao longo dos anos. No total, a EPE prevê que a produção de gás natural mais que dobre entre 2013-2022.

É possível afirmar, portanto, que o Brasil tem potencial para se posicionar em um novo patamar de produção, inédito no país. Diante da expansão da oferta, estudaremos quais as melhores alternativas para alocá-la na demanda industrial.

O objetivo principal do trabalho é avaliar o potencial de demanda industrial para gás natural levando em consideração diferentes cenários de competitividade para o energético.

Para que possamos chegar a um resultado consistente, iremos analisar os aspectos metodológicos na literatura existente. Os modelos tradicionais de estimativa do potencial de demanda de gás natural, como será discutido extensamente, não são aconselhados para o caso brasileiro. Isso se deve às especificidades da indústria brasileira de gás natural, principalmente no que diz respeito ao perfil recente do seu desenvolvimento, impulsionado apenas após a construção do Gasbol em 2000. Por essa razão, os dados históricos de demanda de gás natural não podem ser a única e mais importante diretriz nos modelos de previsão para o Brasil.

Posteriormente, iremos identificar e propor modelos de estimativa, desenvolvidos pelo Grupo Economia de Energia – UFRJ e aprimorados pela autora. Como exemplo da aplicação dos modelos, utilizaremos os dados de mercado de Minas Gerais.

A importância de se propor uma metodologia de previsão para demanda de gás natural está na necessidade de planejar o investimento em infraestrutura. Se é possível afirmar que existe demanda para gás natural em um local em que não há uma rede de distribuição ou transporte do energético, torna-se necessária uma avaliação de como suprir essa demanda. Portanto, é de extrema importância que exista uma metodologia confiável que seja base para decisões de investimento em infraestrutura. A questão principal que se coloca é quais deveriam ser as premissas e as ferramentas para que o método desenvolvido seja consistente. Dessa forma, a presente dissertação busca discutir as metodologias existentes para previsão de demanda, numa tentativa de esclarecer a razão pela qual os modelos tradicionais (econômicos, estatísticos, dentre outros) e os modelos utilizados atualmente pelo governo não são os mais adequados para o caso brasileiro.

O presente trabalho está dividido em 4 capítulos. No primeiro capítulo, iremos apresentar o mercado de gás natural brasileiro e discutir suas especificidades que trazem dificuldades à modelagem da demanda. No Capítulo 2, o objetivo é fazer uma discussão metodológica no que tange aos modelos de previsão e potencial de demanda para o caso do gás natural. Por final, apresentaremos as dificuldades em se modelar potencial de demanda para o caso brasileiro. No capítulo 3, serão apresentados os dois modelos desenvolvidos pelo Grupo Economia de Energia – UFRJ. A base de dados e a metodologia são detalhadas para cada modelo, neste capítulo. No capítulo 4, são apresentados os resultados dos modelos para o caso de Minas Gerais.

Capítulo 1 – O Mercado de Gás Natural

É importante, para o entendimento pleno da modelagem proposta no presente trabalho, uma análise sobre as questões específicas do mercado de gás natural. O objetivo é apresentar os detalhes do mercado de gás natural que nos fornecerão um *background* para ponderar qual melhor forma de modelagem para a previsão de demanda de gás natural para o Brasil.

No presente capítulo, portanto, serão apresentadas as especificidades do mercado de gás natural. Na seção 1, buscaremos realizar a exposição das características gerais do mercado de gás natural: seu funcionamento, de que maneira pode ser utilizado e as questões relativas à competitividade do gás frente seus substitutos. Na seção 2, exploraremos as características brasileiras, apresentando dados e informações que definem o perfil do mercado brasileiro de gás, como demanda, oferta e as condições de preço do energético.

1.1 Características do Mercado de Gás Natural

Nesta seção trataremos das características gerais do mercado de gás natural. Primeiramente apresentaremos as características do produto gás natural. Posteriormente, descreve-se o funcionamento do mercado de maneira geral e, em seguida, os diferentes tipos de utilização do gás natural pelos consumidores. Por fim, abordaremos as questões relativas à competitividade do gás natural frente seus substitutos.

1.1.1 O Produto do Gás Natural

O gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos gasosos que tem o metano (CH_4) como gás predominante, que pode ser encontrado associado ou não a uma jazida de petróleo. Quanto maior a quantidade de hidrocarbonetos com cadeias mais complexas (C_3 e maiores), maior o poder calorífico do gás natural, e, portanto, mais rico é o gás natural. A Tabela 1 abaixo mostra as diferentes composições do gás natural bruto em diversos países. O gás natural bruto passa por tratamento antes de chegar ao consumidor final e, em geral, os gases pesados, de cadeias mais complexas, são extraídos e vendidos separadamente, pois possuem maior valor frente ao metano. Portanto, o gás natural comercializado é basicamente metano. Além dos gases pesados, gases tóxicos devem ser retirados do gás natural no processo de tratamento por questões ambientais e de segurança.

Tabela 1 – Composição Média do Gás Natural Bruto em diferentes regiões

País/Origem	Composição em % de Volume						Poder Calorífico Superior (MJ/Nm ²)
	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Propano C ₃ H ₈	C ₄ e maiores	CO ₂	N ₂	
USA/Panh	81,8	5,6	3,4	2,2	0,1	6,9	42,7
USA/Ashlaw	75,0	24,0	-	-	-	1,0	46,7
Canadá	88,5	4,3	1,8	1,8	0,6	2,6	43,4
Rússia	97,8	0,5	0,2	0,1	0,1	1,3	39,6
Austrália	76,0	4,0	1,0	1,0	16,0	2,0	35,0
França	69,2	3,3	1,0	1,1	9,6	0,6	36,8
Alemanha	74,0	0,6	-	-	17,8	7,5	29,9
Holanda	81,2	2,9	0,4	0,2	0,9	14,4	31,4
Venezuela	78,1	9,9	5,5	4,9	0,4	1,2	47,7
Argentina	95,0	4,0	-	-	-	1,0	40,7
Bolívia	90,8	6,1	1,2	0,0	0,5	1,5	38,8
Chile	90,0	6,6	2,1	0,8	-	-	45,2
Brasil							
Rio de Janeiro	89,44	6,70	2,26	0,46	0,34	0,80	40,22
Bahia	88,56	9,17	0,42	-	0,65	1,20	39,25
Alagoas	76,9	10,10	5,80	1,67	1,15	2,02	47,70
Rio Grande do Norte	84,8	11,0	0,41	-	1,95	3,16	38,54
Espírito Santo	84,80	8,90	3,00	0,90	0,30	1,58	45,40
Ceará	76,05	8,00	7,00	4,30	1,06	1,53	52,40

Fonte: Almeida e Colomer (2013).

O gás natural pode ser do tipo convencional (associado ou não ao petróleo) ou não-convencional (*tight gas*, *shale gas*, entre outros). O gás convencional é aquele que está em reservatórios cuja extração do produto é simples, prática e economicamente viável. Tipicamente, é um gás preso em pequenas zonas porosas e formações rochosas diversas. O gás não-convencional se encontra em reservatórios de difícil acesso (em geral mais profundos), tornando-se economicamente menos atrativo. São gases aprisionados em rochas de baixa porosidade e permeabilidade (ANP, 2010). Com a evolução da tecnologia disponível para extração de gás, os reservatórios não-convencionais vem se tornando convencionais com

os novos processos e técnicas. O gás do tipo convencional se refere ao gás dos campos tradicionais de petróleo e gás.

O gás não-convencional entrou em destaque nos últimos anos devido às novas tecnologias e técnicas inseridas no mercado, as quais permitem que sua extração seja economicamente viável. Essas técnicas foram desenvolvidas nos Estados Unidos e proporcionaram ao país uma revolução no mercado, devido à quantidade abundante de gás sendo oferecida no mercado, contrastando com a queda na produção do gás natural convencional. Tais técnicas envolvem a perfuração de poços horizontais e a utilização de fraturamento hidráulico.

O fraturamento hidráulico (*fracking*, em inglês) consiste em bombear um fluido químico, água e areia em alta pressão nas rochas reservatório pouco permeáveis através da tubulação dos poços horizontais. A grande pressão cria fraturas nas rochas e a injeção de areia permite que as fraturas não se fechem ao se retirar o líquido, permitindo, por fim, que o gás que estava aprisionado possa ser extraído.

1.1.2 Cadeia produtiva do Gás Natural

A cadeia de produção do gás natural pode ser dividida em três partes: o *upstream*, que engloba a exploração e produção; o *midstream*, que contém a fase de tratamento, estocagem e transporte; e o *downstream*, que inclui a distribuição, comercialização, medição e cobrança. No esquema abaixo (Figura 2), podemos observar os estágios da indústria de gás natural (IGN) para o transporte via gasodutos.

Figura 2 – Cadeia da Indústria de Gás Natural



Fonte: Galp Energia (2011).

Na fase de exploração e produção, as características são semelhantes às do mesmo processo da indústria do petróleo. O gás natural no Brasil, na maior parte das vezes, é encontrado junto ao petróleo e, portanto, está sujeito ao mesmo procedimento de exploração. Dessa forma, as grandes empresas de petróleo são também as empresas que buscam explorar o gás natural.

O gás natural, após produzido, deve passar por Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN), onde o gás recebe o tratamento precedente à sua comercialização. O tratamento consiste em remover a água salgada, a separação das moléculas pesadas de gás (C_3 e maiores) e o processo de dessulfurização.

Após o tratamento, o gás natural pode ser transportado para os consumidores. Existem algumas maneiras de realizar o transporte de gás, que será escolhido de acordo com as características técnicas e econômicas do negócio. O gás natural pode ser transportado por dutos ou a granel através de navios, trem ou caminhões, podendo estar no estado líquido, o chamado gás natural liquefeito (GNL), ou após ser comprimido em cilindros, o chamado gás natural comprimido (GNC).

O transporte por gasodutos apresenta características específicas de uma economia de rede, a qual possui uma dinâmica muito distinta dos demais segmentos da cadeia. Estas características são a necessidade de um elevado investimento na construção dos gasodutos, baixa flexibilidade e grandes economias de escala (Pinto et al, 2006). Ou seja, o transporte de gás natural apresenta elevado custo fixo e um reduzido custo marginal. A razão para esta característica está no fato de que se pode aumentar o volume de GN no gasoduto, apenas aumentando sua capacidade de compressão, sendo um custo muito reduzido se comparado com o custo de construção de gasodutos. Portanto, para minimizar o custo médio do transporte, deve-se maximizar o volume transportado no gasoduto.

Outra opção de transporte para o gás natural é via GNL, importante para os casos em que não existe infraestrutura de transporte por gasodutos ou nos casos em que sua construção é economicamente inviável, isto é, quando o volume a ser transportado não compensa sua construção, seja porque a oferta é escassa ou porque não existe demanda fixa relevante. A cadeia do GNL é distinta da opção por gasodutos, uma vez que existem as etapas adicionais de liquefação do GN e posterior regaseificação. Na Figura 3 abaixo, pode-se visualizar as etapas da cadeia do GNL.

Figura 3 – Cadeia de valor do GNL



Fonte: Galp Energia (2011).

O GNL pode ser transportado por navios metaneiros, substituindo o transporte por dutos, como indicado na figura, ou por caminhões-tanque, substituindo a malha de distribuição por dutos. Os navios são mais utilizados na comercialização internacional de GNL, enquanto os caminhões são utilizados para percorrer distâncias menores e distribuir gás em locais onde não existe malha de gasodutos, são os chamados “gasodutos virtuais”.

Por último, temos a opção de transporte por GNC que utiliza caminhões-tanque para o transporte de gás através de cilindros com gás comprimido. É utilizado principalmente para levar gás até os consumidores que não estão próximos da malha de distribuição.

Comparando-se as opções de transporte no que se refere aos custos e à distância percorrida, temos que o GNL pode percorrer grandes distâncias sem perder quantidade significativa de energia. No caso dos navios metaneiros, atualmente, a capacidade de transporte é de mais de 250 Mm³ de GNL e pode percorrer distâncias intercontinentais.¹ Os caminhões-tanque para transporte de GNL têm capacidade de carregar entre 10 e 40 mil m³ de gás natural. Já no transporte por GNC, um caminhão usual carrega 5.000 m³ e o ideal é que este seja utilizado para distâncias de até 150 km. Para distâncias maiores que 150 km, o GNL tende a ser mais competitivo que o gás comprimido.

¹ Atualmente, na Europa, existem contratos firmes de importação de GNL da Austrália (Almeida e Colomer, 2013).

1.1.3 Usos do Gás Natural

O gás natural tem diversas aplicações. Na indústria, este pode ser consumido tanto como matéria-prima, quanto como combustível. Enquanto matéria-prima, o gás natural pode ser utilizado nas indústrias químicas, petroquímicas, de fertilizantes e siderúrgicas. Na indústria química, o gás natural é transformado primeiramente em gás de síntese, uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, que pode ser produzida a partir da reforma das moléculas de gás natural.

O gás síntese é utilizado na produção de metanol, o qual tem diversas aplicações como intermediário químico para a produção de formaldeído² e ácido acético³. Outro uso para o gás síntese é a produção de GTL (*gas to liquid*), um combustível líquido sintético.⁴

Na indústria petroquímica, o etano, proveniente do gás natural (assim como a nafta e o gasóleo), é utilizado para obter eteno, propeno, butadieno, benzeno, tolueno e xileno. Esta é a 1ª geração da cadeia petroquímica. Posteriormente, na 2ª geração da cadeia, esses componentes são transformados em polietileno, polipropileno, poliestireno, PVC, PET e outros. Na 3ª geração da cadeia, estes componentes são transformados em produtos acabados, como embalagens e peças plásticas (Machado, 2012). Além dos exemplos já comentados, o gás natural pode, ainda, passar por transformação química e produzir amônia e ureia, agentes importantes na indústria de fertilizantes nitrogenados.

No setor siderúrgico, o gás natural é aplicado principalmente na produção de ferro esponja, uma das maneiras para a fabricação de aço no processo de redução direta, no qual o gás natural é utilizado como redutor siderúrgico em substituição ao carvão. A utilização do ferro esponja para produzir aço é considerada de qualidade superior, se comparado aos processos tradicionais, devido a ação do gás natural como gás redutor do processo.

O gás natural é aplicado na siderurgia principalmente como redutor na fabricação de ferro esponja. Este processo de produção de ferro esponja, matéria prima rica em ferro e carbono utilizada para a produção de aço, teve ampliação da aplicação devido ao aumento das fontes de gases redutores e às exigências de mercado por produtos de maior qualidade.

² É utilizado em diversos mercados como o de medicamentos, cosméticos, construção civil, entre outros.

³ Está presente nas indústrias de cosméticos, alimentícios, entre outros.

⁴ O GTL apresenta alguma vantagens se comparado ao gás natural. Uma dessas vantagens é a de que o custo de transporte do GTL é muito menor que o do gás natural, que pode ser feito como qualquer outro combustível líquido (como diesel, gasolina, etc) ao invés de ser necessariamente por dutos ou GNL. Além disso, o GTL tem uma vantagem ambiental por ser menos poluente que os outros combustíveis fósseis, dado que provém do gás natural e não tem enxofre em seu composto, devido à conversão química.

Enquanto combustível, o gás natural pode ser utilizado para geração de calor e força motriz. Na geração de calor, o gás é usado em três tipos de equipamento: caldeiras/*boilers*, fornos e secadores. O gás utilizado nas caldeiras e *boilers* tem como objetivo a produção de calor de processo na forma de vapor ou água quente. Nos fornos e secadores, o gás é queimado diretamente em contato com o produto final. Na produção de força motriz, o gás pode ser utilizado em diversos tipos de motores a combustão interna e turbinas (Almeida e Colomer, 2013).

Além do consumo industrial, o gás natural também é utilizado no segmentos residencial e comercial. Nas residências, este pode ser utilizado no aquecimento de água, em fogões e outros diversos equipamentos. No segmento comercial, o gás natural ainda pode ser utilizado na climatização de ambientes, principalmente em sistemas de ar condicionado central a gás natural, comum em *shopping centers*.

Outro uso para o gás natural é sua utilização para geração elétrica, através de motores ou turbinas a gás. Existem plantas termelétricas a gás de ciclo simples e ciclo combinado. Nas de ciclo simples, a queima do gás natural gera energia mecânica que produz energia elétrica. Nas de ciclo combinado, além do aproveitamento da energia mecânica das turbinas para a produção de eletricidade, o calor produzido no processo de combustão do gás natural é utilizado no intuito de produzir uma quantidade adicional de eletricidade com o uso de turbinas a vapor. As plantas de ciclo combinado são mais eficientes se comparadas ao ciclo simples, pois aproveitam uma maior porcentagem da energia contida no gás natural.

Uma modalidade similar às plantas de ciclo combinado são as unidades de cogeração. Diferentemente do ciclo combinado, no qual a geração de calor é utilizada para produção adicional de eletricidade, a cogeração utiliza o calor produzido em processos industriais específicos. As unidades de cogeração são bastante comuns em setores industriais intensivos em energia (Almeida e Colomer, 2013).

Outra utilização para o gás natural é em motores a combustão interna de ciclo Otto. Este tipo de tecnologia é mais comum em carros leves, uma vez que os veículos pesados, com motores a diesel dependem de vasta rede distribuição pelo país, que não é o caso do GNV.

1.1.4 A questão da competitividade no mercado de Gás Natural

Diante do exposto, fica claro que o gás natural tem possibilidades de uso em diversos segmentos consumidores. É importante considerar que o segmento industrial é o mais energo-intensivo e que, portanto, é o segmento que impulsiona o surgimento e o crescimento da indústria de gás natural. No entanto, as dificuldades de crescimento da IGN não se limitam somente ao crescimento da indústria consumidora de tal energético e aos problemas de infraestrutura de transporte. A questão crucial do mercado é a competitividade do gás natural frente aos demais energéticos concorrentes.

O gás natural é um produto que não possui mercado cativo, isto é, não existe demanda fixa para o gás natural. Isso se deve ao fato de que o gás natural pode ser substituído por diversos energéticos, e, portanto, o GN só será demandado caso seu preço seja competitivo. Ou seja, a demanda do gás natural é bastante sensível ao preço, não existindo consumo se o gás natural tiver um preço acima dos demais combustíveis concorrentes.

A razão pela qual o gás não possui um mercado exclusivo é a sua tardia penetração no mercado energético. O mercado de gás natural só se desenvolveu fortemente após a evolução das tecnologias de transporte com dutos de alta pressão, que ocorreu a partir da década de 1920 (Almeida e Colomer, 2013). Portanto, o gás não conseguiu entrar num mercado como fonte única e principal de energia, uma vez que a indústria já utilizava outros energéticos com mercados bem estabelecidos.

Evidentemente, apesar da questão do preço, existem certos benefícios na utilização do gás natural que o torna atrativo em relação aos demais energéticos. Um aspecto positivo na utilização de gás natural é sua vantagem ambiental. O gás natural é o mais limpo e gera menores emissões de gás carbônico dentre os combustíveis fósseis. Portanto, através do consumo mais intensivo deste combustível, os países podem alcançar um patamar de emissões menores, colaborando na transição para uma matriz energética mais limpa. Além disso, o gás natural possui baixo nível de enxofre e particulados, o que acarreta em menor poluição local. Ou seja, em comparação com os demais combustíveis fósseis, o gás natural é vantajoso em diversos aspectos ambientais: qualidade local do ar, chuvas ácidas, efeito estufa e ataques à camada de ozônio (Santos, 2002).

O gás natural possui, também, algumas condições técnicas vantajosas, como afirma Pinto et al (2007):

“...seu alto poder calorífico torna viável sua utilização direta, sem necessidade de refino ou transformações importantes, (...). Cabe mencionar, também que o gás natural dispensa estocagem no local de consumo. Ele é consumido imediatamente quando entregue ao consumidor final. Isto representa uma importante vantagem competitiva, dado que os consumidores não precisam investir na infraestrutura de armazenamento e imobilizar capital constituindo estoque.” (Pinto et al, 2007 pg 232)

Mesmo considerando as relevantes vantagens apresentadas, o principal fator determinante para seu consumo é o preço competitivo. Portanto, para cada submercado, o gás natural tem um preço teto que o torna competitivo em relação aos seus concorrentes, de forma que o preço do gás representa o custo de oportunidade do consumidor ante a opção de usar os combustíveis alternativos (Almeida e Colomer, 2013). A partir desse preço, não existe demanda para o gás natural, que é substituído. Ou seja, para cada mercado consumidor, o gás natural tem uma curva de demanda distinta, que só existe até um determinado preço, a partir do qual, a demanda é inexistente para o gás e é transferida para outro energético com preços mais vantajosos.

Pela ótica microeconômica, o gás natural e seus concorrentes são bens substitutos. Dois bens são substitutos quando o aumento no preço de um deles provoca aumento na quantidade demandada do outro produto (Pindyck, 2006). Isto é, aumentando-se o preço do gás natural, a demanda pelos demais energéticos eleva-se.

No caso extremo, o de bens substitutos perfeitos, o consumidor é totalmente indiferente entre consumir o bem ou seu substituto, de forma que a taxa marginal de substituição de um bem pelo outro é constante (Pindyck, 2006). Este caso não descreve o mercado de gás natural. Quando o consumidor opta por trocar seu energético por gás natural, existe um custo de conversão dos equipamentos para que estes se tornem aptos para queimar gás. Desta forma, o consumidor não pode simplesmente trocar seu combustível pelo gás natural e vice-versa, uma vez que essa troca envolve adaptação dos equipamentos de queima. No caso do segmento residencial e comercial, os equipamentos para utilização de gás natural, em geral, não permitem o uso de combustíveis alternativos e, portanto, a demanda em tais segmentos não responde tão rapidamente a mudanças no preço, sendo mais inelásticas. Ou seja, no curto prazo a decisão de consumir gás natural dos consumidores do segmento residencial e comercial não pode ser alterada (IEA, 2002). Existem equipamentos bicom bustíveis que

permitem maior flexibilidade na escolha do combustível, tornando a demanda mais elástica ao preço. Esses equipamentos são, em geral, utilizados no segmento industrial, o que garante maior flexibilidade aos consumidores industriais no curto prazo.

Um aspecto relevante do mercado de gás natural é a questão da flexibilidade da demanda e da oferta. No caso do segmento industrial, oferta e demanda se igualam no curto prazo devido o uso de instrumentos de flexibilidade. Em mercados de gás natural liberalizados, o mecanismo de preços tem atuado como importante fator em igualar demanda e oferta no curto prazo. No entanto, no segmento residencial, o preço não é capaz de oferecer a flexibilidade no volume para que este se adeque às variações e flutuações na demanda (IEA, 2002).

A variabilidade da demanda de gás para o segmento residencial e comercial, principalmente nos países com invernos rigorosos, advém de mudanças na temperatura. Existem dois aspectos nessa variação: a variação sazonal, que se repete em intervalos regulares e pode ser prevista; e a variação devido forças exógenas, o caso de temperaturas extremas não esperadas e que gera grande incerteza nos volumes demandados, dificultando a adequação da oferta. Para conseguir se adequar a mudanças na demanda, os ofertantes de gás utilizam três instrumentos de flexibilização: (i) elevar a capacidade de oferta a um nível capaz de suprir a demanda mais alta possível, o que é feito através de investimentos em capacidade de produção e transporte; (ii) criar capacidade estocagem subterrânea ou em tanques de GNL para compensar picos de demanda; e (iii) acordos entre os ofertantes e demandantes de gás para que os últimos reduzam ou interrompam seu consumo de gás ao pedido do ofertante, em troca de preços mais baratos de gás natural. Ofertantes de gás natural utilizam esses métodos conjuntamente, a fim de manter a oferta condizente com as variações e picos de demanda (IEA, 2002).

O preço é um fator relevante para a maior parte da indústria, no entanto a competitividade do gás natural não depende exclusivamente deste fator. Outros fatores são considerados em Anisie (2014) como disponibilidade de gás natural e risco político. Preços baixos não conseguem manter a competitividade industrial caso não existam reservas suficientes e produção de gás natural capazes de suportar a demanda atual e futura do energético pela indústria. Ademais, a estabilidade política é de extrema relevância para garantir lucratividade em indústrias energo-intensivas. Anisie (2014) usa o exemplo dos países do Oriente Médio, os quais apresentam gás natural extremamente barato e grandes reservas, porém com alto risco político. Por exemplo, o Irã tem a segunda maior reserva de gás do mundo, com baixos

preços de gás, porém apresenta alto risco político e fraco ambiente de negócios, acentuado pelos efeitos das sanções econômicas. Portanto, não apresenta grande competitividade industrial frente a países com maior estabilidade política.

Dadas as condições e características de um mercado de gás natural típico, na próxima seção, iremos explorar as características do mercado brasileiro, pontuando suas especificidades e desafios de crescimento.

1.2 Mercado Brasileiro de Gás Natural

A indústria de gás natural brasileira é relativamente recente. Até a década de 80, o mercado não era ainda desenvolvido, devido a reservas escassas e à utilização de gás manufacturado⁵. O gás natural encontrado era totalmente reinjetado, queimado ou consumido na própria unidade produtora, não sendo comercializado devido o alto investimento necessário para escoar o gás para o mercado (Almeida e Colomer, 2013). A partir da década de 80, com as descobertas da Bacia de Campos e as novas regras para a distribuição canalizada de GN, a indústria se abriu a uma nova perspectiva. A construção do Gasbol em 2000, que permitiu expandir o mercado de gás natural até a região Sul, e a Lei do Gás de 2009, que trouxe um novo arcabouço regulatório para a IGN, são os fatores que impulsionaram o crescimento mais rigoroso do mercado na última década. Nesta seção buscaremos traçar o perfil atual de demanda e oferta do gás natural brasileiro, enfatizando questões referentes à competitividade do gás frente aos demais energéticos. Ademais, faremos um panorama da questão dos preços nacionais do gás natural e como este afeta a competitividade da indústria brasileira.

1.2.1 Oferta

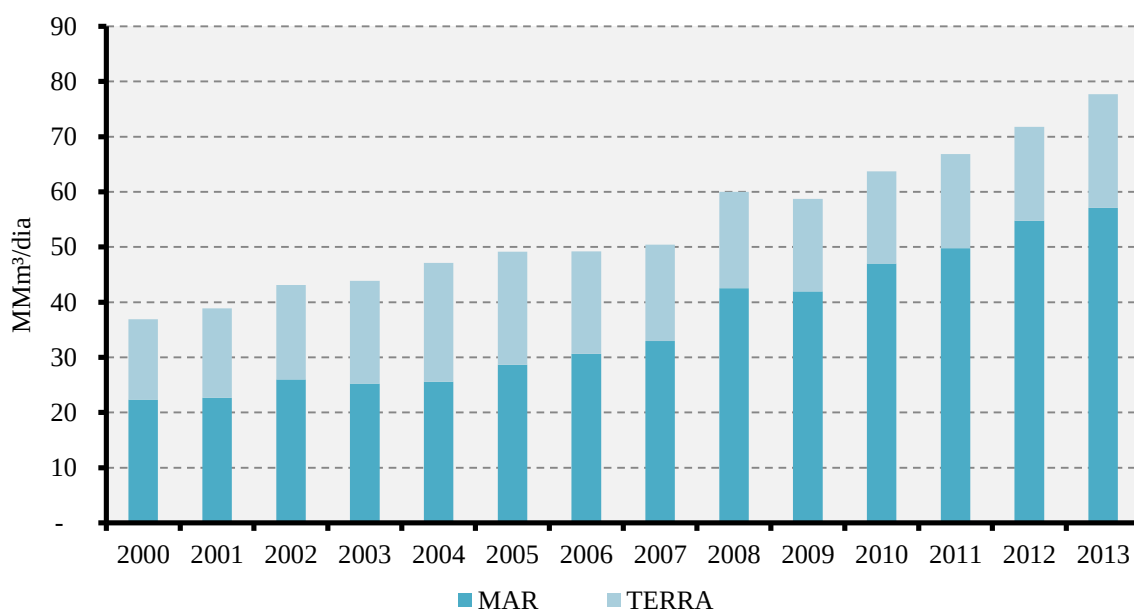
O Brasil produz gás natural desde a criação da Petrobras em 1953. Nesta época a produção se concentrava em campos *onshore* no Nordeste, principalmente na região do Recôncavo Baiano. Até a descoberta da Bacia de Campos, na década de 80, o gás não era

⁵ O gás manufacturado é proveniente do carvão e era utilizado principalmente como combustível nos lampiões para iluminação pública no século XIX.

comercializado. Após essa descoberta, o eixo de produção de gás natural no país passou para o Sudeste, especificamente no Rio de Janeiro.

A oferta de gás no Brasil pode ser dividida por duas fontes: gás nacional e gás importado. O gás nacional é produzido principalmente pela Petrobras, em campos *offshore*, em geral, associados à produção de petróleo. No Gráfico 2 abaixo pode-se observar o montante produzido de gás natural por localização, no qual fica clara a predominância da produção *offshore* no Brasil. No Gráfico 3, pode-se observar o nível de reservas provadas de gás natural, no qual fica novamente clara a tendência à exploração e produção em *offshore*. Um ponto importante a ser notado em ambos gráficos é o crescimento da produção e reservas provadas do gás natural, refletindo o desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural. A produção de gás natural cresceu 93% entre 2000 e 2013.

Gráfico 2 – Produção de gás natural nacional por localização – 2000 a 2013 (em MMm³/dia)



Fonte: Elaboração Própria com base em dados da ANP.

Gráfico 3 – Reservas Provadas de Gás Natural



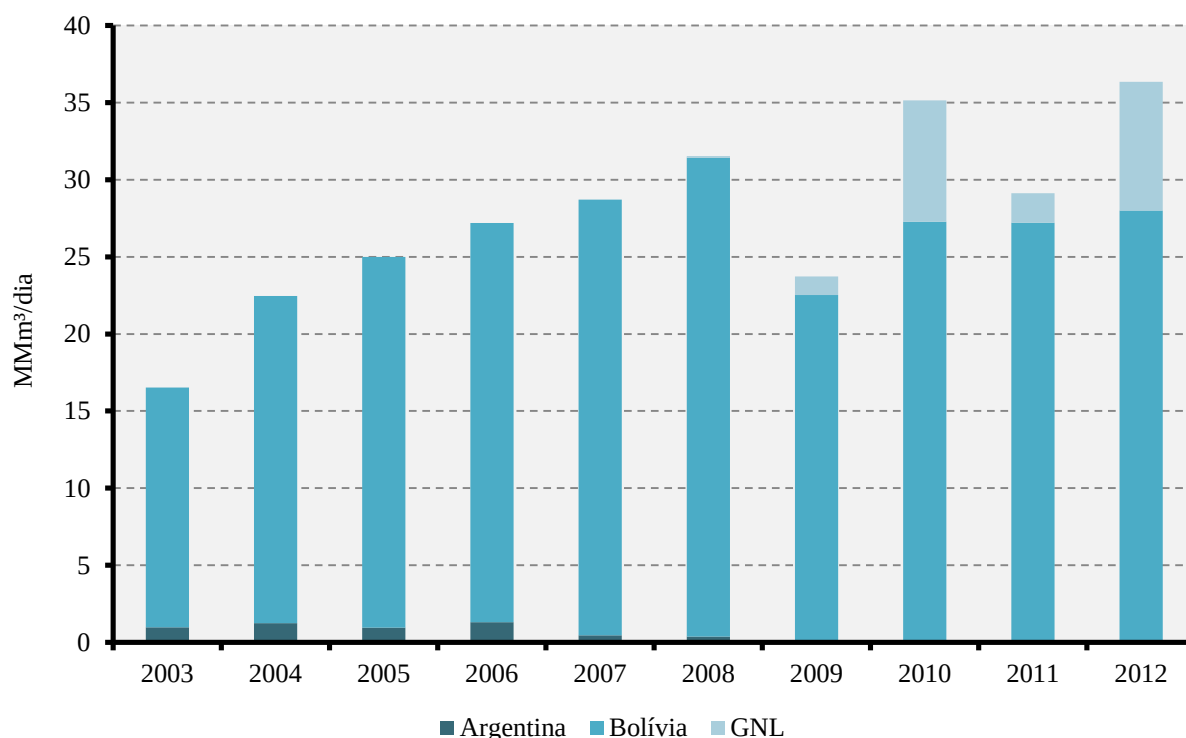
Fonte: Anuário ANP (2013).

Uma característica importante do mercado brasileiro de gás natural é a forte presença da Petrobras em todas as fases da cadeia. A empresa é a principal produtora de gás natural no Brasil e detém quase a totalidade da infraestrutura de transporte, por meio de empresas subsidiárias. Essa característica gera dificuldades para novos entrantes no mercado e, portanto, impede um crescimento vigoroso na indústria de gás natural.

O gás importado tem origem, principalmente, na Bolívia, o qual é transportado para diversos estados do Brasil através do Gasbol. O restante do gás importado chega ao Brasil via GNL, sendo proveniente de países como Trinidad e Tobago, Nigéria e Catar. No Brasil, existem apenas três terminais de regaseificação que se localizam no Rio de Janeiro, no Ceará e na Bahia. As centrais foram construídas devido à incerteza quanto à produção e às questões políticas do gás natural boliviano.

Até 2008, o Brasil também contava com a importação de gás da Argentina, que teve que se encerrar devido à crise de oferta do país. A partir de 2009, foi necessário o incremento das importações via GNL, como pode ser observado no Gráfico 4 abaixo. A grande variação das importações de GNL se deve ao despacho irregular das termelétricas, principais consumidoras do GNL.

Gráfico 4 – Importação de gás natural – 2003 a 2012 (MMm³/dia)

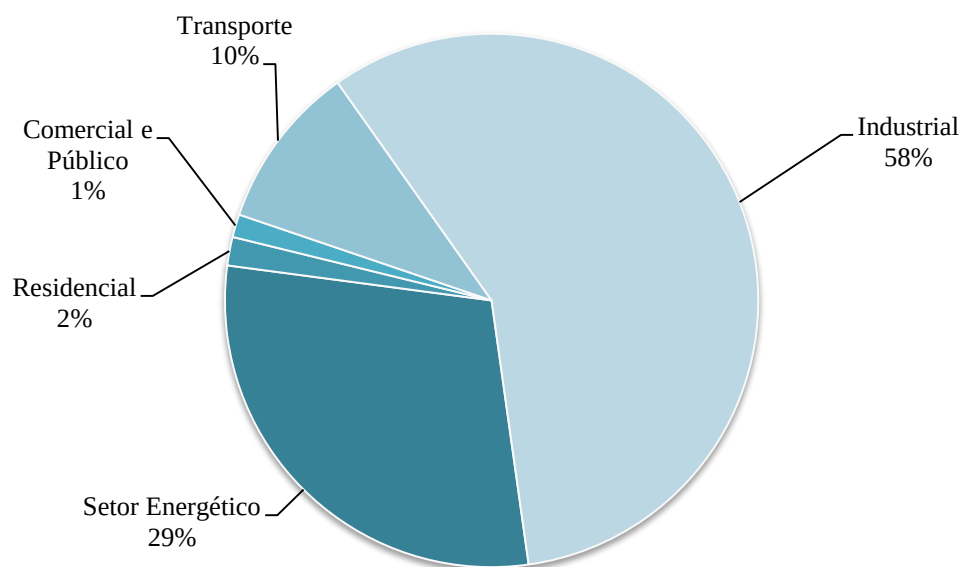


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados do Anuário ANP (2013).

1.2.2 Demanda

O mercado brasileiro de gás natural se modificou desde seu surgimento em 1954. Saindo de uma demanda basicamente industrial até a década de 2000, o mercado de gás buscou a diversificação ao incluir o segmento residencial/comercial, de transportes e termelétrico no consumo brasileiro. Ainda assim, a indústria continua tendo seu papel estratégico de âncora da expansão do mercado de gás natural, por se tratar de grandes consumidores de energia. No Gráfico 5 abaixo pode-se observar a distribuição do consumo de gás natural por segmentos em 2012. O setor industrial é o mais relevante, com 58% do consumo total de gás natural, seguido pelo setor energético, com 29% do total.

Gráfico 5 – Consumo de Gás Natural por Segmento em 2012 (%)

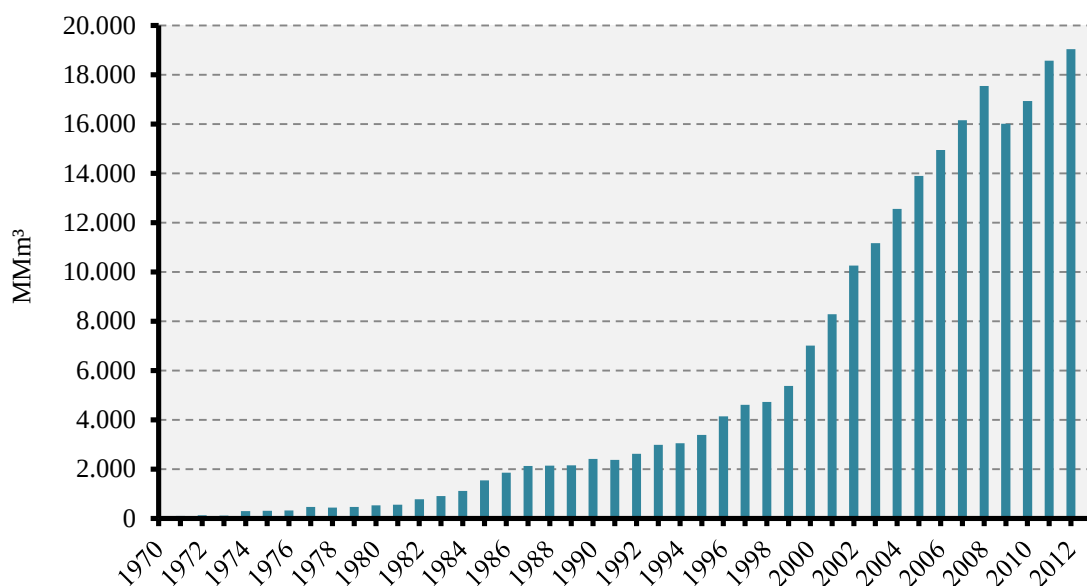


Fonte: Elaboração Própria com base em dados do BEN (2012).

No Gráfico 6 abaixo observamos a evolução da demanda de gás natural no país desde 1970. Fica claro que o mercado de gás natural no Brasil é muito jovem, tornando-se mais relevante apenas após a implementação do Gasbol em 2000. Essa é uma das principais razões pelas quais o mercado brasileiro de gás natural não pode ser comparado com o de outros países, sendo, portanto, um caso muito específico.

Devido a essa característica da indústria de gás natural, a escolha da metodologia para previsão da demanda de gás natural torna-se bastante complexa, uma vez que não seria aconselhável utilizar os dados históricos de demanda como base para projeção do futuro. Esse problema será discutido com maior detalhe no capítulo seguinte.

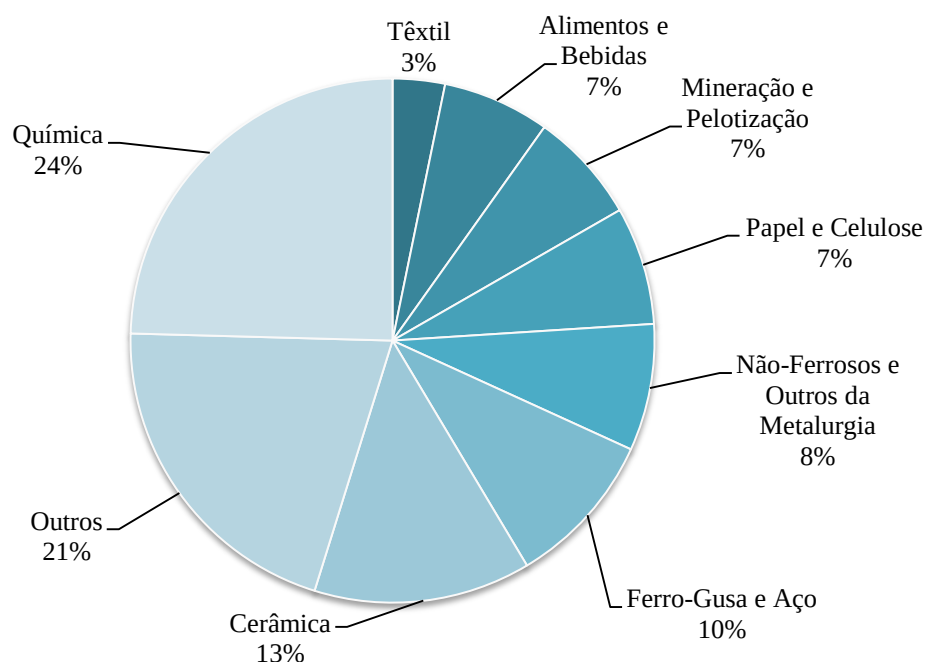
Gráfico 6 – Evolução do Consumo de Gás Natural no Brasil - (MMm³)



Fonte: Elaboração Própria com base em dados do BEN.

Em 2012, as principais indústrias consumidoras de gás natural no Brasil foram a química, com um consumo de 7,6 MMm³/d; a metalurgia, com consumo de 5,4 MMm³/d e a cerâmica, consumindo 4,1 MMm³/d (Gráfico 7). O setor industrial é o mais importante dentre os consumidores de gás natural, por ser o mais intensivo em energia, com demanda estável e em grande volume. São os consumidores industriais que fornecem contratos com os comercializadores de gás natural que acabam por viabilizar a expansão da malha de gasodutos e incentivar a produção de gás nacional. Portanto, a demanda industrial tem o papel de alavancar o crescimento do mercado de gás natural.

Gráfico 7 – Principais indústrias consumidoras de gás natural - 2012



Fonte: Elaboração Própria com base em dados do BEN 2013.

A participação do gás natural na matriz energética do setor industrial vem aumentando a cada ano, e em 2012 alcançou o percentual de 11%. O gás natural vem ganhando o espaço de outros combustíveis, como o óleo combustível, lenha e carvão (Tabela 2). Apesar do aumento significativo da participação do gás natural e da consequente diversificação na matriz energética ao longo dos anos, o Brasil ainda está distante de se equiparar aos demais países industrializados, nos quais os combustíveis fósseis são predominantes. Essa diferença se dá pela distinta condição do mercado brasileiro de energéticos. A principal característica do país é a abundância de recursos hídricos e seus baixos custos no Brasil, motivos pelos quais a eletricidade é predominante na matriz energética industrial brasileira. Ao observar a evolução da matriz energética do setor industrial, percebemos uma tendência à diversificação. Em 1970, a matriz era composta basicamente de óleo combustível e lenha/carvão vegetal. Em 2012, o cenário se modificou e os energéticos antes predominantes perderam espaço para gás natural, a eletricidade e o bagaço da cana, principalmente.

Tabela 2 – Evolução da Estrutura da Matriz Energética do Setor Industrial

	1970 (%)	1980 (%)	1990 (%)	2000 (%)	2005 (%)	2012 (%)
Gás Natural	0	1	3	6	10	11
Óleo Combustível	30	35	16	12	6	3
Outros derivados de petróleo	3	4	4	11	10	12
Carvão Mineral (*)	8	11	16	17	15	14
Eletricidade	10	16	22	21	21	20
Lenha e carvão vegetal	30	18	25	16	15	13
Bagaço de Cana e outras renováveis	19	15	14	18	24	27

(*) Inclui coque de carvão mineral e gás de coqueria.

Fonte: Almeida e Colomer (2013).

Além do setor industrial, o gás também é consumido em residências e no segmento comercial. No entanto, o consumo nos segmentos residencial e comercial são muito baixos em comparação com o setor industrial e elétrico. Em 2012, por exemplo, o consumo residencial e comercial correspondeu a aproximadamente 3% do consumo total de gás natural no país. Essa baixa participação se deve, principalmente, à escassa rede de distribuição de gás natural no país.

Existe um grande potencial para a expansão do consumo no segmento comercial, principalmente para uso no resfriamento do ar e na cocção e aquecimento de água, em substituição ao GLP. O mercado residencial não apresenta tal potencial, dado que existem elevados subsídios ao GLP (principal concorrente do gás natural no mercado residencial) e que os investimentos de instalação de gás seriam elevados.

O mercado de gás natural no segmento veicular, ao contrário do comercial e residencial, apresentou um crescimento vigoroso a partir dos anos 2000, incentivado pelos baixos preços do GNV em relação ao álcool e gasolina. Em 2002, o consumo de GNV foi de aproximadamente 2 MMm³/dia e em 2006, pico do consumo de gás veicular no Brasil, o consumo foi de 7,2 MMm³/dia. Após esse período, o GNV perdeu competitividade em relação aos demais combustíveis, o que acarretou numa queda do consumo de gás natural no setor automotivo.

Outro mercado importante para o gás natural é o de energia elétrica. No Brasil, as térmicas são utilizadas como complementar do sistema elétrico brasileiro. Isto é, quando o nível dos reservatórios das hidrelétricas está baixo, as térmicas são acionadas. Atualmente, as termelétricas brasileiras são contratadas através da modalidade de contrato por disponibilidade de energia, quando negociadas no ACR⁶. Neste tipo de contratação a empresa ganhadora do leilão tem a responsabilidade de construir a termelétrica e de mantê-la em condições operacionais, ou seja, a geradora se compromete a disponibilizar um determinado volume de capacidade ao ACR. Fica combinada uma renda fixa anual para que a usina cubra seus custos fixos. Quando a usina é chamada para despacho pela ONS, os custos variáveis são responsabilidade das distribuidoras compradoras de energia elétrica. Os custos adicionais que possam ser imputados à distribuidora são repassados aos consumidores. As usinas são escolhidas na geração por ordem de mérito, isto é, primeiramente as usinas com menor custo variável de operação.

A escolha por uma matriz baseada em recursos hídricos era óbvia, dado que o Brasil é o terceiro maior potencial hidráulico do mundo, conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). De acordo com o Balanço Energético de 2012, o potencial hidráulico do país é de aproximadamente 250 mil MW, estando em operação apenas 34,8% do total. É importante observar que 40% do potencial remanescente brasileiro se encontra na Região Norte, nas áreas da Floresta Amazônica. Esta condição traz grandes dificuldades em explorar o potencial hidrelétrico, uma vez que, por poder da legislação, não se pode construir hidrelétricas com grandes reservatórios associados na região, somente usinas a fio d'água, visando a preservação do meio ambiente. Outro problema relativo a tal exploração é a distância em que essas usinas se encontrariam dos centros de carga do país, o que elevaria os custos de transmissão dessa energia.

Essa organização do sistema acaba por tornar a eletricidade das térmicas a gás relativamente mais cara, pois as usinas não tem uma demanda fixa e previsível de gás natural e óleo combustível, o que leva os fornecedores desses combustíveis a cobrar preços altos. A consequência para o mercado de gás natural é que a intermitência das termelétricas geram inseguranças para os produtores. Caso as termelétricas não fossem utilizadas de forma intermitente e assumissem um papel fixo na geração de energia elétrica, o mercado seria

⁶ Atualmente, o mercado brasileiro apresenta dois ambientes para comercialização de energia: (i) o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O primeiro funciona como um mercado livre, as geradoras vendem diretamente a seus consumidores. No segundo, existe o sistema de leilões públicos e dois tipos de contratos, o de quantidade e o de disponibilidade.

impulsionado e a demanda por gás natural seria incentivada. Uma demanda fixa traria mais estabilidade e previsibilidade para o consumo de gás natural nas termelétricas, o que acarretaria em preços mais razoáveis para o gás natural.

Além do problema de intermitência da geração termelétrica que gera incertezas a curto prazo, existe uma preocupação de longo prazo no mercado. A questão atual é a imprevisibilidade da geração de energia via termelétricas no longo prazo, uma vez que estas não têm sido competitivas nos leilões de energia, perdendo para outras fontes, como eólica. Tal condição do mercado torna complexa a previsão de demanda do gás natural para geração térmica, uma vez que as incertezas quanto ao futuro do mercado não permitem a garantia de que existirá geração em novas termelétricas. Por esta razão, não consideramos a geração térmica no presente trabalho, procurando apenas estimar a demanda industrial de gás natural, por ser a de maior relevância no mercado.

Este paradigma das térmicas pode sofrer alterações devido às mudanças no mercado de energia elétrica atual. Com a queda da capacidade de geração dos reservatórios e a escassez de chuva, os debates sobre a matriz elétrica tem sido mais constantes, buscando uma solução para o problema de segurança energética. Uma das questões levantadas são as mudanças na forma de contratação das térmicas, que poderiam incentivar o uso desta na base da matriz.

1.2.3 Preços

Como exposto anteriormente, o preço do gás natural é uma das variáveis chaves do mercado, sendo importante determinante de demanda. Se o preço do gás natural for maior que o dos energéticos concorrentes, a tendência do mercado é de substituir o gás natural pelo energético mais competitivo. A tarifa do gás natural pode ser obtida de diversas maneiras: (i) atrelada ao preço do petróleo; (ii) na competição gás-gás, no qual o preço é obtido pela oferta e demanda no mercado; (iii) acordos bilaterais entre o comprador e o vendedor de gás natural; (iv) o *netback value*, no qual o preço final é calculado com base na competição com algum combustível concorrente⁷; (v) regulação do custo de serviço, no qual o preço é formado com base nos custos médios do transporte, distribuição e comercialização⁸; (vi) preço regulado, no qual o preço é definido por órgão público por critério próprio; e (vii) regulação abaixo do

⁷ No método do *netback value* se considera a ótica do consumidor, na qual se tenta valorar a disposição do consumidor a pagar pelo gás natural.

⁸ Este método também é conhecido como *cost-plus* e consiste em agregar os custos ao longo da cadeia de gás natural e reflete a ótica do produtor, não garantindo competitividade no mercado final.

custo, no qual o preço é fixado abaixo do custo como forma de subsidiar a população consumidora (Almeida e Colomer, 2013).

No Brasil, a metodologia de precificação do gás natural sofreu diversas mudanças ao longo do tempo. Inicialmente, até 1999, a formação de preço do gás natural no Brasil se estabelecia conforme um teto em relação ao óleo combustível, sendo o preço máximo do gás natural um valor que correspondia a 75% do preço do óleo combustível A1, não identificando a parcela referente ao transporte do GN (Filgueiras, 2009). Com a Lei do Petróleo de 1997, diversas mudanças ocorreram na precificação do petróleo, gás e derivados. Os preços do óleo combustível foram flexibilizados e com a forte oscilação experimentada pelo mercado a partir de 1999, a metodologia de precificação do gás natural precisava ser revista.

Dessa forma, criou-se uma metodologia que conseguia separar as atividades de comercialização e transporte de gás natural. Em 2000, a regulamentação criada pelo MME fixou os preços máximos de venda à vista do gás natural produzido internamente às distribuidoras estaduais no *citygate*, considerando-se não somente os custos relacionados ao produto (referentes à produção, transferência e processamento do gás natural), mas também os custos relacionados ao transporte do energético (Filgueiras, 2009).

Em 2008, tal metodologia foi abandonada e substituída pela metodologia vigente, na qual o preço é composto de duas parcelas: uma Fixa e uma Variável. A parcela Fixa tem como objetivo a remuneração dos custos de transporte de gás natural e a parcela Variável reflete os preços do câmbio e preço do petróleo. O gás importado da Bolívia tem metodologia semelhante, sendo dividida igualmente em duas parcelas, a *Commodity* e o Transporte. A primeira se refere à molécula do gás e é atualizada trimestralmente através de uma cesta de óleos internacionais, enquanto a parcela de Transporte se refere à remuneração do custo da infraestrutura disponível.

A tarifa do gás natural é definida pela Petrobras, para o gás no *citygate* vendido às distribuidoras de gás natural. Estas, por sua vez, cobram uma margem de distribuição que é somada ao preço no *citygate* que, acrescidos os impostos, transforma-se no preço final ao consumidor. A margem cobrada pelas distribuidoras tem como objetivo pagar o serviço de distribuição de gás natural e é distinta para cada segmento de consumo. Na Tabela 3 abaixo temos a composição média do preço do gás natural para o consumidor industrial do Brasil em agosto de 2011. Como o esperado, nota-se que a parcela variável ou *commodity* tem o maior

peso na tarifa final. Em seguida, a parcela dos impostos na tarifa é a de maior peso, respondendo a 22,1% do total. Dentre os países analisados pela Firjan (2011), nenhum possui uma carga tributária tão alta como a do Brasil.

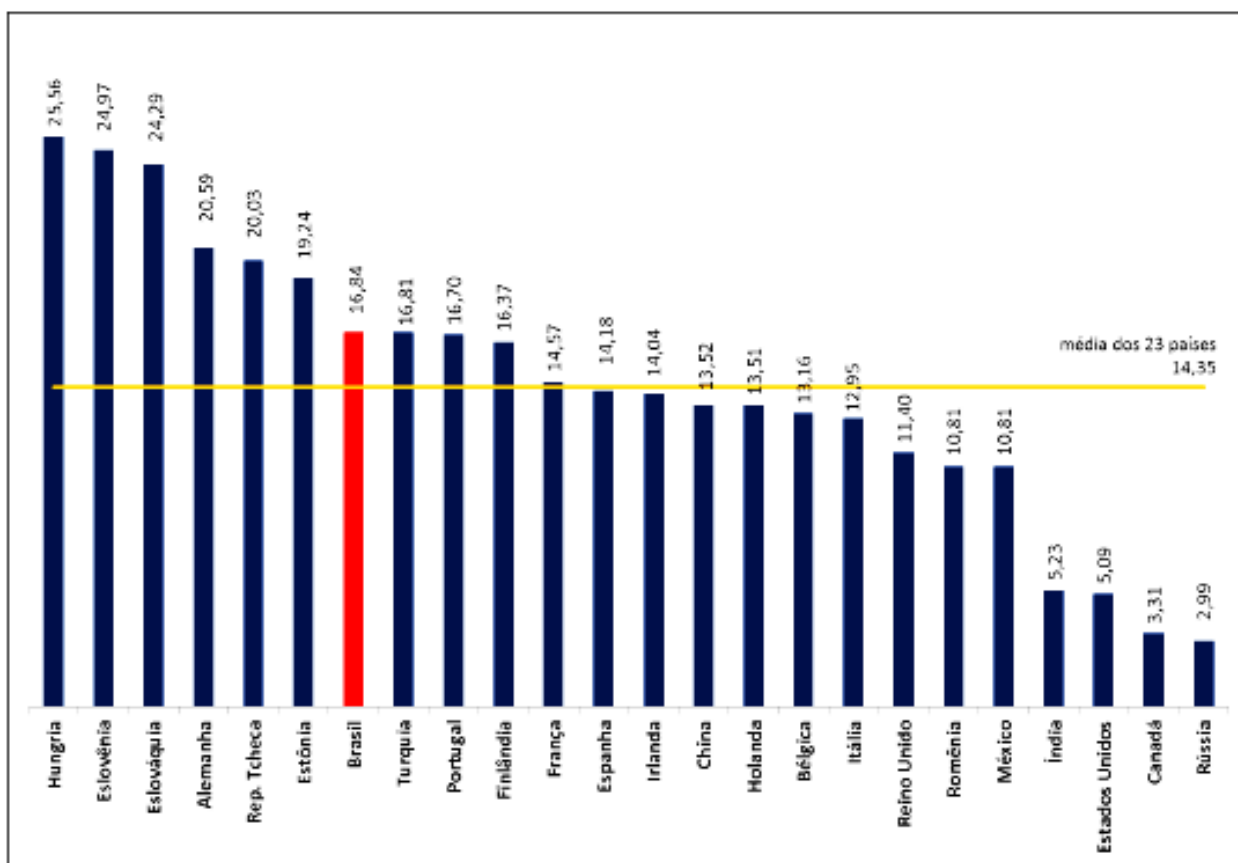
Tabela 3 – Decomposição do preço do gás natural para o consumidor industrial do Brasil

Item	US\$/MMBtu	Participação (%)
Parcela Variável ou <i>Commodity</i>	7,30	43,3%
Parcela Fixa ou Transporte	2,66	15,8%
Margem de Distribuição	3,16	18,8%
Impostos (PIS/COFINS e ICMS)	3,72	22,1%
Preço do Gás para o Consumidor Industrial	16,84	100,0%

Fonte: Firjan (2011).

No Gráfico 8 abaixo, observam-se as tarifas de gás natural para indústria em diferentes países. O Brasil está 17,3% acima da média das tarifas dos 23 países selecionados, mostrando sua fraca competitividade frente aos demais países. Apenas seis países possuem tarifas mais elevadas, sendo eles a Hungria, Eslovênia, Eslováquia, Alemanha, República Tcheca e Estônia. A tarifa do gás natural no Brasil é 29% superior à média das tarifas dos seus principais parceiros comerciais: EUA, China e Alemanha.

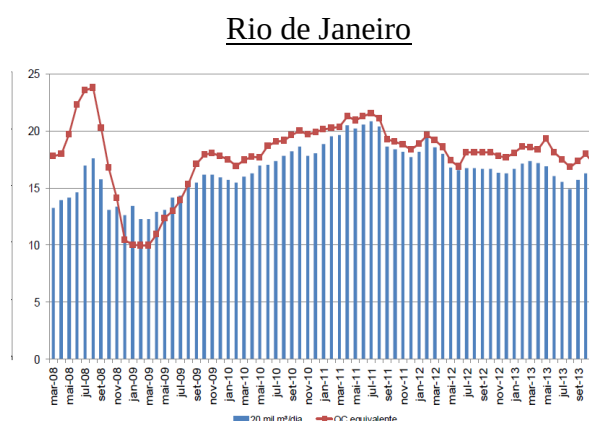
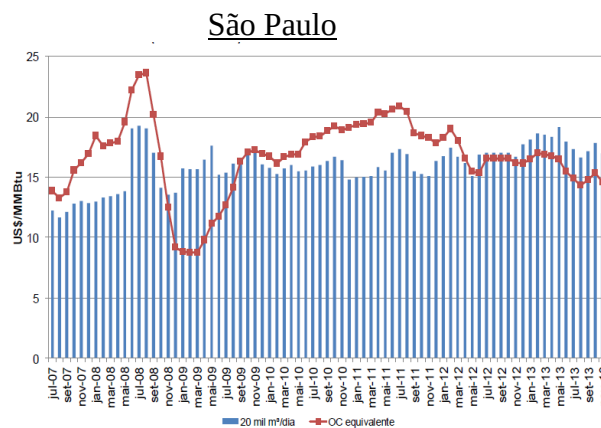
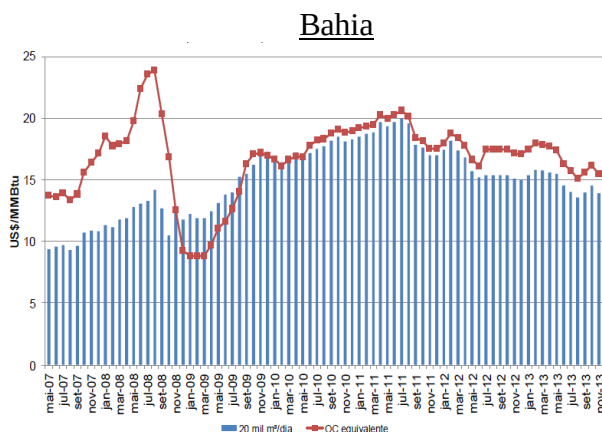
Gráfico 8 – Tarifa Industrial de Gás Natural em 2011 (US\$/MMBtu)



Fonte: Firjan (2011).

Além da questão da competitividade do gás natural na indústria na comparação de tarifas entre os países, existe a questão interenergética, isto é, a competição do gás natural frente os demais energéticos pelos quais o gás pode ser substituído. Dentre estes, um dos mais relevantes é o óleo combustível. No Gráfico 9, podemos observar os preços do gás natural industrial comparado com o preço do óleo combustível em alguns Estados do país. Podemos observar que, em 2013, o preço do gás no Rio de Janeiro e na Bahia são menores que o preço do óleo combustível, enquanto no caso de São Paulo a situação é inversa.

Gráfico 9 – Comparativo de preços entre Gás Natural para o segmento Industrial (20.000 m³/dia) e Óleo Combustível – Dezembro/2013



Fonte: MME (2013).

Ademais, ao analisar a evolução através dos anos não percebe-se um padrão competitivo pro gás natural entre os Estados citados, isto é, o gás não é permanentemente competitivo ao longo do tempo e também não existe um padrão entre os Estados. Uma questão que se põe sobre esse assunto é o poder de mercado da Petrobras no que diz respeito à precificação dos energéticos. A Petrobras define o preço do gás natural, assim como define o preço do óleo combustível. Dessa forma, esta pode tomar decisões em prol de um dos energéticos. Essa situação acaba por gerar incertezas no mercado, uma vez que não se pode prever qual será a política de preços a ser adotada pela empresa.

1.3 Conclusão

Neste capítulo apresentamos questões gerais sobre o mercado de gás natural, que servirão como base para nossas premissas e considerações ao longo da presente dissertação. Dentre elas, uma das mais relevantes é a condição de competitividade do gás natural e sua relação com o preço dos energéticos. Se o gás natural não tem preço competitivo frente seus

substitutos, perdem-se potenciais consumidores no curto prazo e, no longo prazo, os atuais consumidores tendem a trocar seus equipamentos em prol do energético mais barato. No caso do Brasil, a Petrobras é predominante no mercado de gás natural, inclusive definindo seu preço. Essa situação torna muito complexa a previsão de demanda do gás natural, uma vez que não se sabe qual será a posição da empresa no mercado, dado que esta aplica descontos sucessivos em determinados contratos de gás natural.

Outra consideração feita neste primeiro capítulo, que será discutida com maior detalhe no próximo capítulo, diz respeito à condição histórica da demanda de gás natural. A indústria de gás natural é muito recente no país, não apresentando demanda relevante até os anos 2000 (conforme Gráfico 6). Portanto, o caso brasileiro difere bastante do mercado nos demais países consumidores de gás natural, não permitindo uma comparação ou replicação de metodologias usadas em outros países, inclusive por uma questão de infraestrutura escassa no Brasil. Além disso, não é aconselhável se espelhar no comportamento passado da demanda de gás natural para projetar o futuro, uma vez que as probabilidades de se manter o padrão de forte crescimento dos anos seguintes à inauguração do Gasbol são baixas.

Capítulo 2 – Estimativa de demanda: uma revisão bibliográfica

Neste capítulo, iremos explorar as diversas metodologias que têm como objetivo elaborar projeções para a demanda de gás natural. Para esta revisão bibliográfica utilizamos, principalmente, os textos Groenendaal (1998) e Soldo (2012). O primeiro autor tem uma visão geral sobre modelagens para previsão de demanda de gás natural. O segundo autor procura fazer uma vasta revisão bibliográfica, listando todos os trabalhos e metodologias de previsão de demanda de gás, a partir do qual escolhemos alguns exemplos para ilustrar os métodos discutidos.

Ademais, iremos apresentar as características do mercado brasileiro de gás natural que impedem ou dificultam a utilização desses métodos tradicionais de estimativa de demanda de gás natural para o caso brasileiro. Portanto, iremos criticar os modelos apresentados sob a ótica das dificuldades de replicá-los para o caso específico do Brasil. Em seguida, apresentaremos a escassa literatura nacional a respeito de previsão de demanda de gás natural, assim como as metodologias e previsões desenvolvidas pelas instituições de pesquisa do governo.

2.1 Revisão Bibliográfica

A literatura sobre modelos de previsão de demanda de gás natural é vasta. Podemos, no entanto, separar as estimativas em dois grupos: a abordagem econométrica e a abordagem descritiva. De acordo com Groenendaal (1998), os modelos econométricos podem ser divididos em dois tipos de abordagem: a de produção e a de demanda. A abordagem da produção pode ser feita pela utilização de uma função de produção do tipo KLEM, onde K, L, E e M são, respectivamente, o capital, trabalho, energia e outros *inputs* intermediários. Essa abordagem é mais utilizada para estimar elasticidades energéticas e não-energéticas, isto é, quando se pretende analisar os efeitos dos *inputs* não-energéticos na demanda por energia.

Outra abordagem econométrica é baseada na relação entre demanda de energia e PIB, com a qual é possível calcular as elasticidades entre PIB e consumo de energia. Colocando-se mais variáveis explicativas, o modelo econométrico tende a ficar melhor. No entanto, dadas as condições de agregação do PIB, a elasticidade só pode ser usada para prever a demanda de

energia para os casos em que não existam grandes mudanças estruturais na economia (Groenendaal, 1998).

Uma terceira maneira apontada pelo autor consiste em fazer a análise econométrica da demanda de energia através da demanda final por bens, considerando como variável dependente a parcela de participação de um determinado bem no orçamento, o qual é função da renda e dos preços (Groenendaal, 1998). O problema dessa abordagem é a impossibilidade de se estimar a demanda para um determinado tipo específico de energia, uma vez que é difícil saber como cada tipo de energia é utilizada no processo produtivo.

A abordagem descritiva, de acordo com Groenendaal (1998), é baseada em relações que refletem a quantidade de energia utilizada na produção, onde produção pode ser o PIB ou, para uma análise mais desagregada, a produção bruta de um determinado setor. Uma das relações utilizadas na abordagem descritiva é a intensidade energética da economia ou de um determinado setor, definido como o total de energia consumida dividido pelo produto (PIB ou setorial), podendo-se, ainda, especificar a relação para um determinado tipo de energia. Mudanças na intensidade energética indicam mudanças tecnológicas, maior industrialização, dentre outros aspectos. Outra relação utilizada na abordagem descritiva é o coeficiente energético, definido como a divisão entre a mudança relativa de energia consumida e a mudança relativa da produção.

Existem desvantagens nas duas abordagens (econométrica e descritiva) mencionadas anteriormente, de acordo com Groenendaal (1998). Na abordagem econométrica, mudanças na estrutura dos setores industriais não são incorporadas, a não ser que o método tenha níveis altos de desagregação e que, combinados, levariam a demanda total. Outra questão é a necessidade de longas séries de tempo, o que pode ser impeditivo na estimativa para países em desenvolvimento. Para tais países, com rápido crescimento em alguns setores, é necessária uma abordagem que permita avaliar os planos para o desenvolvimento industrial futuro. Além disso, por serem países, em geral, com sistema de transmissão pouco desenvolvido, não é suficiente estimar globalmente a demanda de gás natural, já que esta não considera o fator geográfico da distribuição de gás. Portanto, de acordo com tais desvantagens, utilizar a abordagem econométrica para o caso brasileiro pode ser equivocada. Ao fim do presente capítulo entraremos em uma discussão mais profunda sobre o caso brasileiro.

Na abordagem descritiva, a principal desvantagem é que esta só descreve tendências e não conecta mudanças nas taxas de energia com mudanças no mercado de energia e com outras variáveis. Outra desvantagem é que as séries de dados são instáveis em um longo período de tempo em países menos desenvolvidos. Em muitos países, os combustíveis tradicionais, como lenha, não são incluídos nas estatísticas (Groenendaal, 1998).

Existem, portanto, diversas maneiras de estimar a demanda de gás natural e cada uma apresenta suas vantagens e desvantagens. Além das duas vertentes mencionadas anteriormente, podemos detalhá-las em subgrupos. Em Soldo (2012) estão listados todos os artigos nos quais foram apresentados modelos de previsão de consumo de gás natural. No mencionado artigo, o autor busca organizar os métodos utilizados pelos pesquisadores, que podem ser divididos em: (i) Modelos de Grey; (ii) Modelos Estatísticos; (iii) Modelos de Rede Neural; e (iv) Modelos Econométricos e Matemáticos. Nas próximas subseções iremos detalhar cada um dos métodos mencionados, os resultados obtidos pelos autores e, por fim, analisaremos criticamente cada metodologia, tentando apontar quais características dos modelos podem se tornar obstáculos para a utilização no caso brasileiro.

2.1.1 Modelos Grey

Os modelos de Grey têm sido utilizados como método de previsão em diversas disciplinas e tem a capacidade de lidar com casos em que as informações estão incompletas ou são escassas. No entanto, a precisão da estimativa é baixa para dados com sequência muito aleatória, sendo necessária adaptação do modelo, que pode ser pela união com o modelo de previsão da cadeia de Markov. O modelo da cadeia de Markov é um sistema dinâmico que consegue fazer a previsão do próprio sistema de acordo com mudanças nas probabilidades entre os estados, as quais refletem a influência da aleatoriedade.

Apresentamos o modelo de Grey abaixo em alguns passos, de acordo com Kazemi et al (2011). O modelo de previsão de Grey possui três componentes: (i) o operador de geração acumulada; (ii) o operador de acumulação inversa (IAGO); e (iii) o modelo de Grey (GM). O modelo GM(M,N) corresponde ao modelo de Grey onde M é a classificação da equação diferencial e N o número de variáveis. Abaixo apresentamos um modelo GM(1,1).

Passo 1: Uma série temporal original com n pontos no tempo é expressa por:

$$x^{(0)} = \{x^{(0)}(1), x^{(0)}(2), \dots, x^{(0)}(n)\}$$

Passo 2: O operador de acumulação (AGO) é utilizado para converter as séries caóticas $x^{(0)}$ em séries monotonicamente crescentes $x^{(1)}$, a fim de reduzir a aleatoriedade dos dados:

$$x^{(1)} = \{x^{(1)}(1), x^{(1)}(2), \dots, x^{(1)}(n)\}$$

$$\text{Onde } x^{(1)}(j) = \sum_{i=1}^j x^{(0)}(i)$$

Passo 3: O modelo de Grey é formado estabelecendo-se a equação diferencial de primeira ordem para $x^{(1)}(j)$ (Hsu, 2003) :

$$\frac{dx^{(0)}(j)}{dj} + ax^{(1)}(j) = b$$

Na última equação, j representa o tempo, a é chamado de coeficiente de desenvolvimento, que reflete a tendência da série $x^{(0)}$ e da série $x^{(1)}$; e b é chamado de coeficiente de direção. Portanto, a e b devem ser estimados para que se tenha uma previsão da evolução da série de tempo $x^{(0)}$ estudada. Usando o Método do Mínimo Quadrado Ordinário, $[a, b]^T$ pode ser estimado.

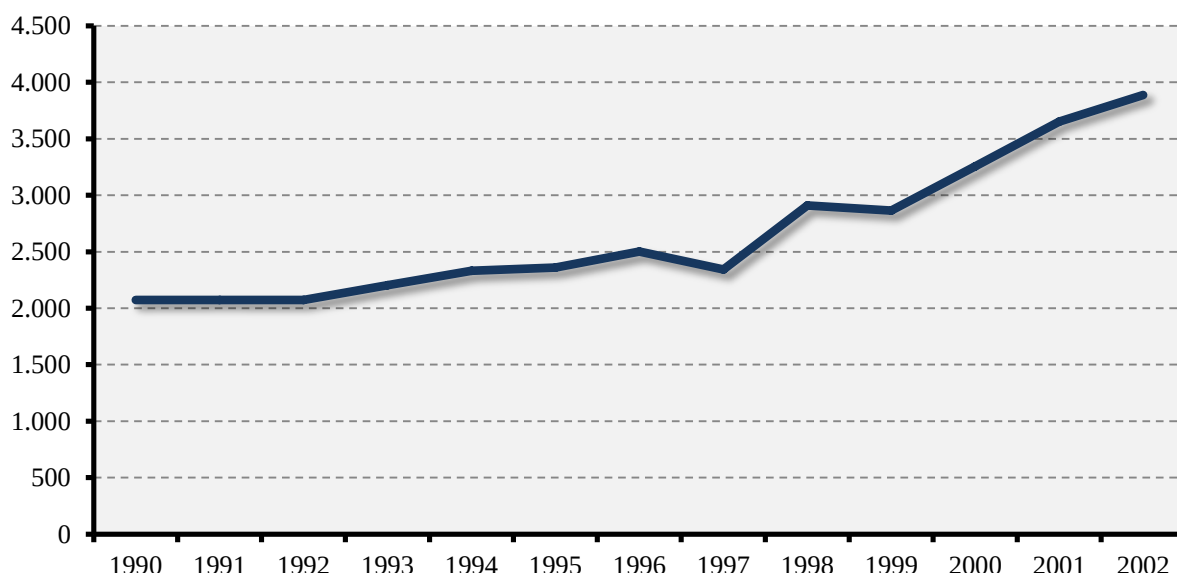
A Cadeia de Markov é utilizada para aumentar a precisão das previsões do modelo GM. A Cadeia de Markov é uma sequência de valores em que a probabilidade de que um evento ocorra em $t+1$ depende somente dos acontecimentos no tempo t , ou seja, desconsidera-se o que ocorreu em períodos antecedentes ($t-1, t-2, \dots$). A probabilidade P_{ij} é a probabilidade de acontecer j em $t+1$ dado que aconteceu i em t . A matriz de transição de Markov é construída com base nas probabilidades P_{ij} e serve para descrever as transições da Cadeia de Markov.

Sem entrar em detalhes matemáticos, o procedimento da utilização da Cadeia de Markov com GM consiste em modelar os dados, primeiramente, via GM. Posteriormente são obtidos os erros residuais entre os valores previstos e os valores reais para todos os períodos de tempo anteriores. A ideia do Modelo GM com cadeia de Markov é de estabelecer o comportamento de transição através da matriz de transição de Markov. As correções para os valores estimados podem ser realizadas com essas matrizes de Markov (Kazemi et al, 2011).

Podemos citar o trabalho de Ma e Wu (2009), o qual buscou usar o modelo GM (1,1) para fazer a previsão do consumo e produção de gás natural na China de 2008 a 2015. Os autores utilizaram o modelo de Grey adaptado com a utilização do modelo da cadeia de Markov, com a justificativa de que os dados de consumo de gás natural na China possuem grande

aleatoriedade, como se pode observar no Gráfico 10 abaixo. Os autores utilizam os dados de 1990 a 2003, mesmo tendo dados disponíveis até 2007.

Gráfico 10 – Consumo de Gás Natural na China de 1990 a 2003 – (em 10 mil toneladas de SCE*)



Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Ma e Wu (2009).

* SCE: Standard Coal Equivalent.

Os autores comparam os dois tipos de modelo: o Modelo de Grey puro, GM(1,1), e o modelo agregando a Cadeia de Markov, a fim de testar a precisão de cada modelo em suas previsões. Na tabela 4 abaixo, tem-se os resultados dos dois modelos vis-à-vis os dados reais de 2004 a 2007. Pela análise dos resultados, pode-se afirmar que o modelo de Grey-Markov foi mais preciso em suas previsões, apesar da eficácia deste diminuir conforme o horizonte temporal aumenta.

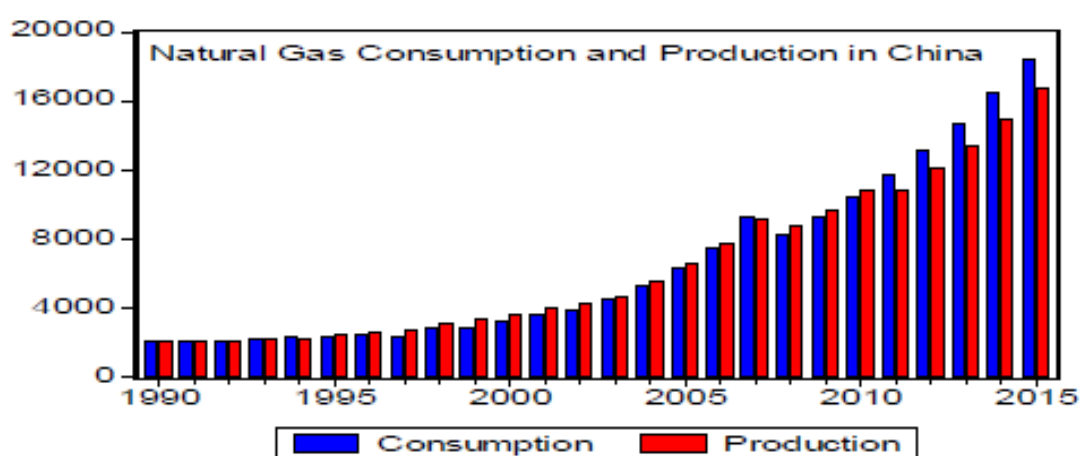
Tabela 4 - Comparação entre o Modelo GM (1,1) e o Modelo Grey-Markov

Ano	Realidade	GM (1,1)		Grey-Markov	
		Valor	Precisão	Valor	Precisão
2004	5.283,89	4.727,67	89,47%	4.949,31	95,00%
2005	6.291,10	5.114,29	81,29%	5.335,93	84,82%
2006	7.461,98	5.532,53	74,14%	5.754,17	77,11%
2007	9.295,41	5.984,97	64,39%	6.206,61	66,77%

Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Ma e Wu (2009).

No Gráfico 11 abaixo, temos o resultado da previsão para o consumo e produção de gás natural do modelo Grey-Markov desenvolvido pelos autores. O consumo e a produção de gás natural vão continuar a crescer ao longo dos anos, sendo que o consumo se torna maior que a produção a partir de 2011. Os dados chineses para gás natural são representados em MTCE, milhões de toneladas de carvão equivalente. Fazendo-se a conversão, temos que o consumo de gás natural fica em aproximadamente 14 MMm³ em 2015, crescimento expressivo frente aos 7,6 MMm³ de 2007.

Gráfico 11 – Consumo e Produção de Gás Natural – 1990 a 2015 (MTCE*)



Fonte: Ma e Wu (2009).

* MTCE: Millions Tons of Coal Equivalent.

2.1.2 Modelos Estatísticos

Os modelos estatísticos para estimativa de consumo de gás natural vêm sendo desenvolvidos desde a década de 60. São diversas as metodologias listadas em Soldo (2012) e aqui apresentaremos apenas duas metodologias para previsão de demanda industrial de gás natural. O primeiro artigo que iremos desenvolver é o de Herbert et al (1986), no qual o autor busca examinar a demanda industrial de gás natural e quais variáveis afetam o consumo de gás nos EUA. Dessa forma, o autor analisa fatores como a temperatura, o preço do gás natural, o preço do petróleo e a produção industrial para o caso específico dos EUA.

Os resultados da regressão desenvolvida por Herbert et al (1986) estão na Tabela 5 abaixo. Os sinais dos coeficientes se apresentaram coerentes com a dedução econômica. Quanto maior a temperatura, maiores as vendas industriais e maior o consumo de gás natural.

Da mesma forma, quanto maior o preço do petróleo, maior a competitividade do gás natural e, portanto, maior a demanda deste pela indústria. Evidentemente, quanto maior o preço do gás natural, menor a demanda de gás natural, justificado pelo sinal negativo do coeficiente.

Tabela 5 – Sumário de resultados de Herbert et al (1986)

Variável	Coeficiente	Erro-padrão	Estatística t
Temperatura	+ 0,123	(0,005)	24,6
Preço gás natural	- 2,03	(0,064)	- 31,72
Preço petróleo	+ 1,07	(0,163)	6,56
Produção	+ 1,64	(0,352)	4,66
R² = 98%; DW = 1,55			

Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Herbert et al (1986).

O R² tem um alto valor e indica que 98% da variação mensal do consumo de gás natural nos EUA é explicada pelas variáveis consideradas pelo autor. A estatística de Durbin-Watson (DW)⁹ é inconclusiva quanto a autocorrelação entre resíduos. Dessa forma, o ideal seria fazer outros testes, como o Box-Pierce, para afirmar a não existência de autocorrelação nos resíduos da regressão.

O objetivo de Herbert et al (1986) ao fazer a regressão era o de estimar os efeitos das variáveis explicativas sobre a demanda de gás natural. Por exemplo, se o preço do petróleo for 30% maior que o preço do ano base, pode-se estimar qual a variação da demanda de gás natural com base na regressão estimada pelo autor.

Um exemplo mais recente de trabalho estatístico na área de previsão de demanda por energéticos, é o artigo de Sánchez-Úbeda e Berzosa (2007) que apresenta um modelo próprio para estimar a demanda industrial de gás natural na Espanha para o médio prazo (1-3 anos) com uma precisão diária. A Espanha depende do GNL importado e é de extrema relevância ter a capacidade de prever a demanda de gás para que possa haver planejamento para a adequação da infraestrutura, não só por uma questão de expansão, mas também adequação operacional do sistema, de temperatura, pressão e fluxo de gás natural. O objetivo dos autores é criar uma ferramenta capaz de prever a demanda de gás natural para que seja utilizado na operação do sistema de distribuição e transporte numa base diária.

⁹ O teste de Durbin-Watson é utilizado para avaliar a presença de autocorrelação nos resíduos da regressão, isto é, testamos a independência dos resíduos. Quando existe autocorrelação temos um problema de eficiência na regressão.

O modelo proposto pelos autores é adaptado para trabalhar com séries de tempo que apresentam sazonalidade tanto anual quanto semanal. O modelo matemático é:

$$y(t) = M(t) + N(t)$$

Onde $N(t)$ é o componente irregular no tempo e $M(t)$ é o componente determinístico dado por

$$M(t) = \{(T_d(t) + S_d(t) + R_d(t))c_d(t)\}$$

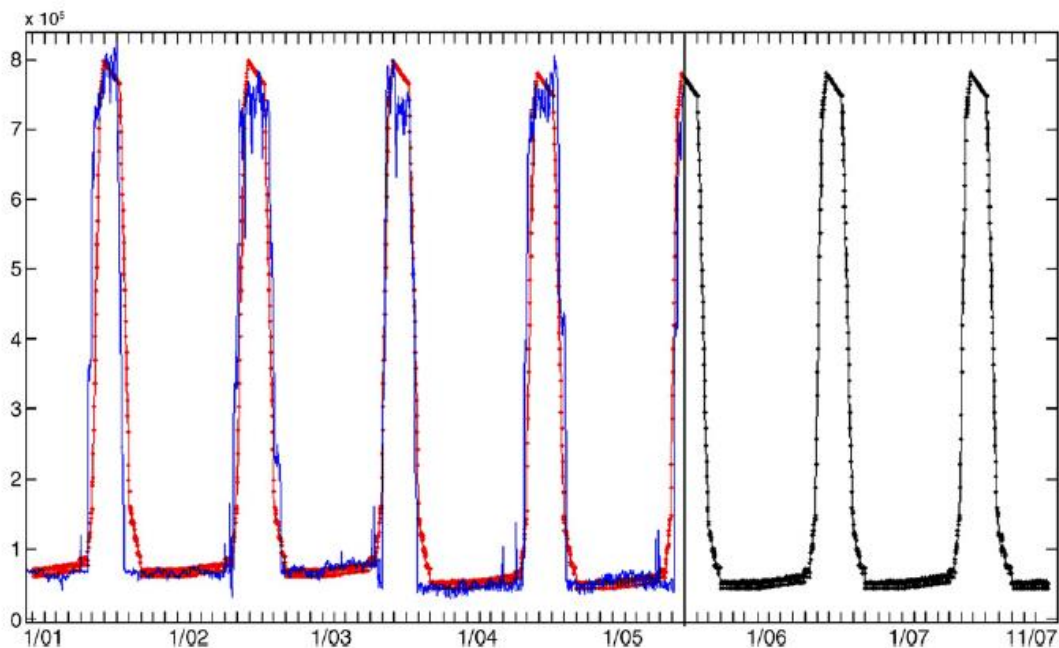
Onde $T_d(t)$ é o componente de tendência no tempo, $S_d(t)$ é o componente sazonal no tempo, $R_d(t)$ é o componente transitório no tempo e $c_d(t)$ é “the constant term for judgmental adjustment of the rest of the model” (Sánchez-Úbeda e Berzosa, 2007 pg. 714). Os autores utilizam um método próprio de decomposição para estimar o termo sazonal da série de tempo¹⁰.

“Following the decomposition methodology, this model first allows breaking the initial daily time series into a set of independent subseries, where each subseries groups days with similar behavior. (...) Each time subserie is modeled independently.” (Sánchez-Úbeda e Berzosa, 2007 pg. 713)

Os autores utilizam três exemplos práticos para o uso do modelo com dados de diferentes indústrias. Em um dos exemplos, Sánchez-Úbeda e Berzosa (2007) utilizam os dados de uma usina produtora de açúcar de beterraba da Espanha. Esse tipo de indústria utiliza o gás natural em caldeiras e em eletricidade. O Gráfico 12 abaixo mostra os dados existentes até junho de 2005 e a estimativa para o consumo de gás natural. A série em azul representa os dados históricos e a linha vermelha representa os resultados do modelo.

¹⁰ Para mais detalhes ver Sánchez-Úbeda e Berzosa (2007), pg 714.

Gráfico 12 – Consumo de gás natural em uma determinada usina – (m³)



Fonte: Sánchez-Úbeda e Berzosa (2007).

2.1.3 Modelos de Rede Neural

Os modelos de rede neural (ANN) utilizam como base as redes neurais artificiais, ferramenta desenvolvida para imitar os sistemas biológicos neurais (como o cérebro humano) e é composto de um determinado número de elementos interconectados, chamados neurônios ou nódulos. A ideia é buscar imitar certos comportamentos do cérebro humano que não poderiam ser recriados por programas computacionais tradicionais, como, por exemplo, a habilidade de: (i) identificar rapidamente tendências, mesmo com a presença de ruído; (ii) de entender, interpretar e agir com noções probabilísticas ou imprecisas; (iii) fazer deduções e opinar com base em experiências passadas e relacionar com situações nunca vivenciadas; e (iv) sofrer danos localizados, sem perder sua funcionalidade completa (Warner e Misra, 1996).

O neurônio é a unidade computacional básica do cérebro e este é conectado com diversos outros neurônios. Um modelo de rede neural é um conjunto de unidades computacionais que são altamente interligadas, imitando a ligação dos neurônios humanos. As unidades podem ser chamadas de neurônios ou nódulos (Warner e Misra, 1996). O processo consiste em cada neurônio receber um *input* de outros neurônios ou de algum estímulo externo para posteriormente processar a informação e transformá-la em *output* para outros neurônios.

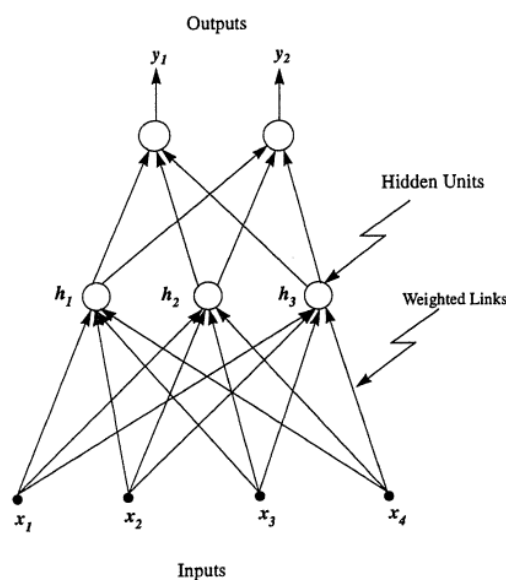
Individualmente os processos são lentos e imperfeitos, mas em conjunto a rede neural pode trabalhar eficientemente em diversas funções. Na Figura 4 abaixo temos a representação de um modelo de redes neurais. Os círculos representam os neurônios e as setas representam as conexões entre eles. Cada conexão possui um peso, w_{ij} , que representa a força da ligação da unidade j -ésima com a unidade i -ésima. O *input* de um neurônio é, portanto, uma soma ponderada pelos pesos dos *outputs* recebidos por outros nódulos. Assim o *input* “líquido” de um neurônio i é:

$$netinput_i = \sum_j w_{ij} \times output_j + \mu_i$$

Onde w_{ij} são os pesos de conexão do neurônio j para o neurônio i , $output_j$ é o *output* da unidade j , e μ_i é a base do neurônio i . A base é necessária para o caso em que não se tem *inputs* para o nódulo i .

O interessante do modelo de redes neurais é sua capacidade de aprendizado. Cada neurônio utiliza uma função matemática para processar o *input* e transformá-lo em *output* com base nos pesos w_{ij} . As redes neurais são capazes de descobrir e ajustar o peso das conexões através de um processo de aprendizado, assim como no cérebro humano.¹¹

Figura 4 – Representação de um modelo de Redes Neurais



Fonte: Warner e Misra (1996).

¹¹ Para mais detalhes sobre a capacidade de aprendizado do modelo de Redes Neurais, ver Warner e Misra (1996), pg 287.

O modelo de redes neurais é uma poderosa ferramenta para previsão de demanda (Soldo, 2012). Como exemplo, temos o trabalho de Suykens et al (1996) que utilizou redes neurais artificiais para estimar o consumo industrial e residencial de gás natural na Bélgica. O autor tem como objetivo mostrar como o modelo por redes neurais é muito mais consistente para a previsão de demanda de gás natural do que o modelo tradicional, utilizado pela empresa de energia da Bélgica, Electrabel. Tal modelo consiste na estimação por Mínimos Quadrados Ordinários do seguinte modelo temporal:

$$\hat{G}_k = a_k + b_k \varphi(T_k)$$

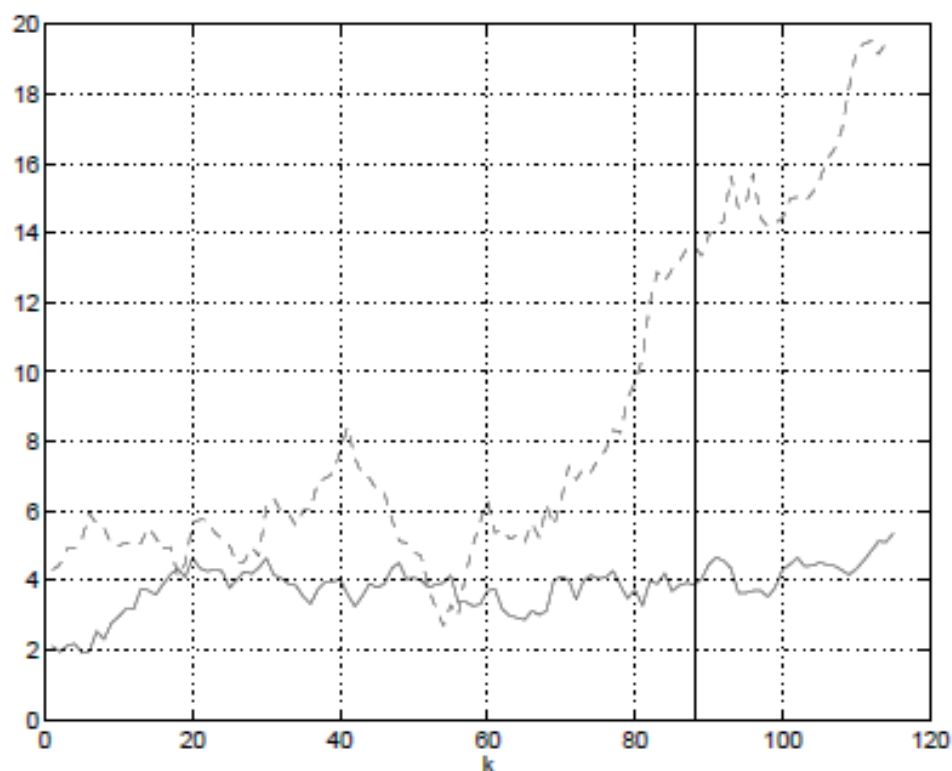
Onde a e b são relacionados ao consumo industrial e residencial, respectivamente. O consumo residencial no tempo k é relacionado com a temperatura do mês k , T_k . O autor argumenta que o modelo como está definido não é adequado para fazer previsões, uma vez que a evolução de a e b ao longo do tempo é desconhecida. A variação de a_k e b_k no tempo é explicado por fatores externos, como influências econômicas, número de clientes, temperatura anormal, entre outros. Portanto, não se pode fazer uma previsão consistente de ambos fatores. A solução encontrada pelo autor foi se utilizar de uma quantidade maior de *inputs*, conforme o modelo a seguir:

$$\hat{G}_k = f(T_k, T_k - T_k^N, P_k^*, N_k, I_k)$$

Onde $\hat{G}_k$ é o consumo mensal de gás natural estimado, o qual é função da temperatura média mensal, T_k ; da diferença entre essa temperatura média e a temperatura média normal, $T_k - T_k^N$; do preço do petróleo, P_k^* ; do número de clientes residenciais, N_k ; e o consumo de gás natural na indústria, I_k . A diferença $T_k - T_k^N$ é a medida de anormalidade da temperatura mensal. A temperatura normal corresponde ao valor esperado da temperatura, medida com base em dados de 30 anos.

No Gráfico 13 abaixo, os modelos são comparados com base nos erros ao longo do tempo. A linha tracejada, com crescimento mais acentuado, representa os erros do modelo tradicional por MQO. A linha cheia com valores bem menores e mais estáveis representa os erros do modelo de rede neural desenvolvido por Suykens et al (1996) com as cinco variáveis adicionais. O eixo horizontal representa o tempo em meses e o eixo vertical o erro percentual.

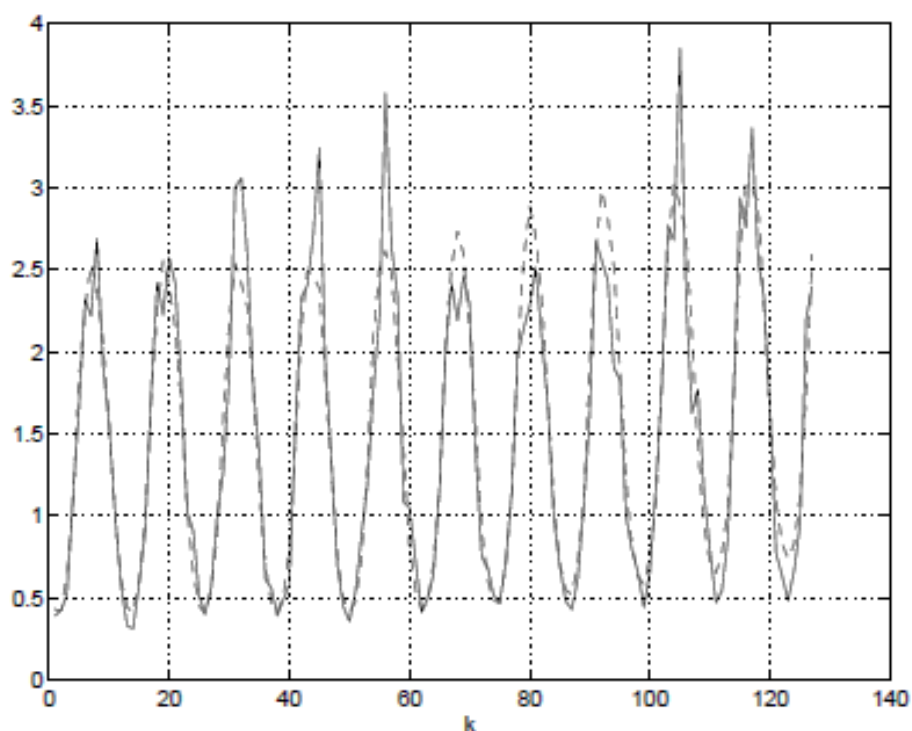
Gráfico 13 – Comparação entre o modelo tradicional (tracejado) e o modelo por redes neurais – Erro anual em % ao longo do tempo ($k=1$ refere-se a julho de 1982)



Fonte: Suykens et al (1996).

No Gráfico 14 abaixo, pode-se visualizar o poder do modelo de redes neurais. A linha tracejada representa o consumo de gás estimado e a linha cheia o consumo real de gás natural. Observa-se que as duas séries são bastante semelhantes, sendo idênticas em diversos períodos, o que é uma forte indicação do poder do modelo.

Gráfico 14 – Comparação entre o consumo de gás e o consumo de gás estimado via rede neural (linha tracejada) ($k=1$ refere-se a julho de 1982)



Fonte: Suykens et al (1996).

Um exemplo mais recente do uso de redes neurais para estimativa de demanda de gás natural é o trabalho de Derimel (2012) que utiliza o ANN para estimar o consumo de gás natural em Istambul. Assim como em Suykens et al (1996), o objetivo do autor é fazer a comparação de diferentes modelos com o método de redes neurais. A comparação do modelo de redes neurais é feita com o modelo de Mínimos Quadrados Ordinários e com o modelo ARMAX¹². Ademais, o autor utiliza três variações do modelo de Redes Neurais, cada uma com um algoritmo de aprendizado distinto.

A comparação entre os modelos é feita com base em três tipos de medidas de desempenho: (i) desvio-padrão médio (RMSE, em inglês); (ii) desvio médio absoluto (MAD, em inglês); e (iii) desvio médio absoluto percentual (MAPE, em inglês). Os resultados estão na Tabela 6 abaixo:

¹² O modelo ARMAX é o modelo autoregressivo com média móvel e entradas exógenas, uma variação do modelo tradicional ARMA. Para mais detalhes, ver Derimel (2012).

Tabela 6 - Comparação entre modelos Derimel (2012)

Modelo	RMSE	MAD	MAPE
ARMAX	0,0370	0,0323	0,1984
MQO	0,0415	0,0601	0,3687
Rede Neural 1	0,0550	0,0823	0,4584
Rede Neural 2	0,0517	0,0971	0,2800
Rede Neural 3	0,0347	0,0376	0,1833

Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Derimel (2012).

O modelo ARMAX, evidentemente, teve performance melhor que o MQO, ao se comparar os erros obtidos nos dois modelos. O modelo de Rede Neural 3, o qual utiliza o método de *backpropagation* nos dados¹³, se mostrou superior aos demais modelos de previsão de demanda. A conclusão importante é que a eficácia do modelo por Rede Neurais depende essencialmente do algoritmo de aprendizado escolhido, como demonstrado nos resultados de Derimel (2012).

2.1.4 Modelos Econométricos e Matemáticos

Os modelos econométricos e matemáticos foram explorados por diversos autores com distintas metodologias. No entanto, a maioria dos textos reportados em Soldo (2012), base para essa revisão bibliográfica, se concentrou em estimar a demanda residencial e comercial de gás natural. Por estar fora do escopo dessa dissertação, a qual tem como objetivo a demanda industrial de gás natural, estes modelos foram desconsiderados, uma vez que levam em consideração alguns fatores específicos em suas estimativas.

Portanto, iremos apresentar apenas um exemplo do uso de modelo econométrico para estimação de demanda de gás natural. Nagy (1996) estima a demanda de gás natural no Kuwait utilizando-se de modelo econométrico de ajuste parcial.

A equação de demanda do modelo de ajuste parcial está descrita a seguir:

$$NG = f(P_{ng}, Y, NG_{t-1})$$

Onde NG é o consumo de gás natural, P_{ng} é o preço real de gás natural, Y é a renda disponível real per capita, e NG_{t-1} é o consumo de gás defasado em um período. Uma forma

¹³ Para mais detalhes, ver Derimel (2012).

log-linear é utilizada para esse caso, uma vez que torna mais direto o cálculo das elasticidades:

$$LNG = A + B_1LP_{ng} + B_2LY + B_3LNG_{t-1}$$

A equação acima foi estimada por MQO com base em dados de 1975 a 1993. Além disso, incluiu-se uma variável *dummy* DD que tem valor de 1 se o período é o de 1990-1993 e zero para o restante. Essa variável pretende refletir as mudanças nos padrões de produção e consumo após a Guerra do Golfo. Abaixo estão os resultados de Nagy (1996):

Tabela 7 - Parâmetros estimados para demanda de gás natural

Variável	Coeficiente	Estatística t
Constante	+ 2,714	3,746
LY	+ 0,4427	3,232
LP_{ng}	- 0,0769	- 3,532
LNG_{t-1}	+ 0,4519	6,4519
DD	- 0,2568	3,456

	Elasticidades	
	Curto Prazo	Longo Prazo
P_{ng}	- 0,08	- 0,14
Y	0,44	0,81

Fonte: Nagy (1996).

Todos os sinais dos coeficientes tiveram seus sinais coerentes e foram estatisticamente significantes ao nível de 5%. O R² ajustado foi considerado suficientemente alto, com um valor de 0,904. O coeficiente do preço do gás natural, evidentemente é negativo, mostrando a relação inversa entre demanda e preço. No entanto, seu valor baixo indica que a demanda de gás natural é inelástica no curto prazo, assim como a variável de renda. Nagy (1996) também calculou a elasticidade no longo prazo para ambas variáveis, as quais indicaram que a demanda é inelástica ao preço e à renda no longo prazo.

2.2 Modelagem para caso brasileiro: experiência e dificuldades

Diante do exposto, precisamos colocar os modelos apresentados sob a ótica do caso brasileiro. Primeiramente, deve-se ter em mente que o mercado de gás natural no Brasil é

muito jovem, de forma que não é coerente compará-lo com o mercado de países mais desenvolvidos, como o dos EUA. Um dos principais fatores que não permite fazer tal comparação é a condição de infraestrutura para o gás natural do Brasil. Os gasodutos de transporte e distribuição são extremamente limitados, concentrados na costa do país, situação totalmente diferente dos países onde o gás natural tem maior importância na matriz energética.

Outra questão importante é a condição de formação do preço do gás natural no Brasil. Como discutido anteriormente, o preço do gás natural não é obtido pela interação da demanda e oferta, mas pela definição unilateral da Petrobras. Por esse motivo, não é possível fazer uma previsão para o preço do gás. O preço do gás natural, no entanto, é uma variável chave do mercado pois é esta que define a competitividade do gás natural perante os demais energéticos e que, portanto, define o nível de consumo no longo prazo. Logo, a solução seria criar diferentes cenários para o preço do gás natural, levando-se em conta as substituições energéticas que ocorreriam no longo prazo.

No entanto, o aspecto mais relevante do mercado de gás natural brasileiro é o quanto recente é seu desenvolvimento e inserção na matriz energética. Até a criação do Gasbol, o consumo era basicamente industrial e de pequena escala, devido à pouca oferta presente no país. Apenas após a inauguração do gasoduto em 2000, que a indústria de gás natural apresentou forte crescimento.

O maior problema do Modelo de Grey de estimação para o demanda de gás natural é que não existe consideração com relação às especificidades do mercado, em especial, a questão da competitividade interenergética e como o preço afeta os resultados. A ideia do Modelo de Grey é utilizar os dados históricos para prever a série futura para o consumo com base em probabilidades, que pode gerar estimativas equivocadas devido à desconsideração aos demais fatores que afetam o mercado. Além disso, não é aconselhado para mercados pouco desenvolvidos, como no Brasil, por não levar em conta as condições da infraestrutura.

Uma das questões dos modelos estatísticos, assim como os econométricos e matemáticos, é a dificuldade de utilizá-los para o fim de planejamento, ou seja, ter uma previsão confiável para o longo prazo. Previsões consistentes para a demanda de gás natural podem ser obtidas para o curto prazo, as quais são úteis para fins de monitoramento do mercado. No entanto, é necessário que existam condições de previsão da demanda para um horizonte mais longo, por

ser crucial para a decisão de investimento em infraestrutura. Os investimentos no mercado de gás natural apresentam certas características, como elevada intensidade de capital e longo período de maturamento, que acabam por exigir uma certeza maior das previsões e condições de demanda de gás natural.

Portanto, é essencial que se tenha um modelo capaz de, além de projetar a demanda, indicar a localização dessa demanda, para que se possa direcionar o investimento em infraestrutura para a região com maior potencial. Nenhum dos modelos apresentados anteriormente consegue suprir essa necessidade de planejamento regionalizado.

Dentre os modelos apresentados, o de redes neurais é o mais sofisticado em termos matemáticos. A única ressalva a se fazer é que a utilização deste modelo depende de um algoritmo de aprendizado. A escolha do *software* pode impactar bastante a previsão realizada pelo modelo, e, portanto, deve ser feita de forma cautelosa.

No entanto, o grande problema dos modelos tradicionais em geral é a necessidade de se utilizar a série histórica da demanda como um previsor do que acontecerá no futuro. Como observado no Gráfico 6, temos uma demanda baixa de gás natural até a inauguração do Gasbol em 2000. Após essa data, a série alcança outro patamar de consumo, configurando-se como um choque exógeno na série de tempo. Portanto, não é possível prever o futuro da série histórica com base no crescimento visualizado pós choque, nem com base no consumo precedente ao Gasbol.

Devido a estas grandes dificuldades, no Brasil, existem poucos trabalhos que buscaram desenvolver previsões de consumo de gás natural, devido às dificuldades apresentadas anteriormente. O governo tem uma metodologia própria para a estimativa, conforme apresentaremos na próxima subseção. A seguir vamos apresentar alguns métodos desenvolvidos no Brasil por diversos autores.

Passos et al. (1995) elaboraram um estudo em que busca fazer uma projeção para o consumo de gás natural em diversos setores, inclusive setor automotivo, no Estado do Rio de Janeiro. As informações importantes para as projeções do setor industrial foram coletadas na CEG, distribuidora de gás natural do Rio de Janeiro, e na Petrobras relativo ao atendimento de seus clientes industriais.

Com base em diferentes premissas de crescimento e cenários de substituição para as termelétricas, os autores chegaram a uma previsão de consumo para quatro anos a frente. A metodologia consiste em projetar o crescimento da demanda da área na qual a distribuidora de gás natural do Rio de Janeiro (CEG) atua e em novos projetos especiais. Foram adotadas as premissas de crescimento sem considerar a competição interenergética do gás natural e as questões relativas ao preço. Os resultados do modelo desenvolvido por Passos et al (1995) são apresentados na Tabela 8 abaixo.

Tabela 8 – Demanda Projetada de Gás Natural no Estado do Rio de Janeiro (mil m³/ano)

Setores	1995	1996	1997	1998	1999
CEG - Industrial	243.000	286.820	374.180	451.490	538.850
CEG - Comercial	27.400	31.820	33.000	35.100	36.800
CEG - Automotivo	31.025	45.990	120.815	227.030	332.515
CEG - Residencial	98.770	102.130	105.800	109.700	113.850
CEG - Projetos Especiais		8.000	56.100	280.660	314.800
Resende		2.600	7.800	9.360	15.600
B. Pirai				198.000	198.000
Campos		5.400	10.200	11.300	12.600
Cantagalo			16.500	27.500	38.800
Barra Mansa/V. Redonda			16.200	27.000	37.800
Três Rios			5.400	7.500	12.000
TOTAL - CEG	400.195	474.760	689.895	994.280	1.325.415
PETROBRÁS	1.058.500	1.518.500	1.518.500	1.518.500	1.518.500
Polo Gás-Químico	-	-	-	-	333.245
Usina Termoeletrica de Roberto Silveira					
Hipótese I			54.750	54.750	54.750
Hipótese II				164.250	164.250
CSN - Co-geração	-	-	357.700	357.700	
TOTAL GERAL					
(I)-	1.458.695	1.993.260	2.620.845	2.925.230	3.589.610
(II) -	1.458.695	1.993.260	2.566.095	3.034.730	3.699.110

Fonte: Passos et al (1995).

Os resultados para consumo industrial da CEG se referem ao crescimento do consumo de clientes existentes, que praticamente dobra em 4 anos. Os projetos especiais se referem àqueles novos projetos informados pela CEG de potenciais consumidores.

O modelo desenvolvido pelo autor é bastante limitado a informações específicas de projetos de expansão ou novos projetos obtidos pela CEG, que podem apresentar algum grau de incerteza, uma vez que não existe um contrato para os possíveis novos projetos e expansões. Dessa forma, a metodologia desenvolvida por Passos et al (1995) se configura como uma metodologia bastante limitada ao Estado do Rio de Janeiro, não podendo ser replicada para outros casos. O método de Passos et al (1995) se assemelha ao realizado no PDE e PEMAT que serão apresentados com maior detalhe na seção seguinte.

Além disso, o autor não buscou fazer considerações relativas ao preço do gás natural frente os outros energéticos, que, como visto anteriormente, é um ponto crucial do mercado de

gás natural. Dessa forma, os resultados de Passos et al (1995) poderiam ser mais consistentes se este buscasse explorar cenários de preços distintos para o gás natural, o que nos traria uma visão mais ampla das possibilidades para o mercado de gás natural no Rio de Janeiro.

Montes (2000) apresenta um modelo para estimar o potencial de consumo de gás natural para o setor industrial no Brasil. As projeções são feitas através de um modelo técnico-econômico baseado no Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE), elaborado pelo Programa de Planejamento Energético – COPPE-UFRJ. Sobre o modelo MIPE, o autor afirma que este:

“(…) se baseia na desagregação detalhada dos setores de consumo e transformação de energia, até o nível dos equipamentos de uso final de energia. O indicador básico de projeção é a energia útil demandada por cada equipamento de uso final analisado.” (Montes, 2000 p. 15)

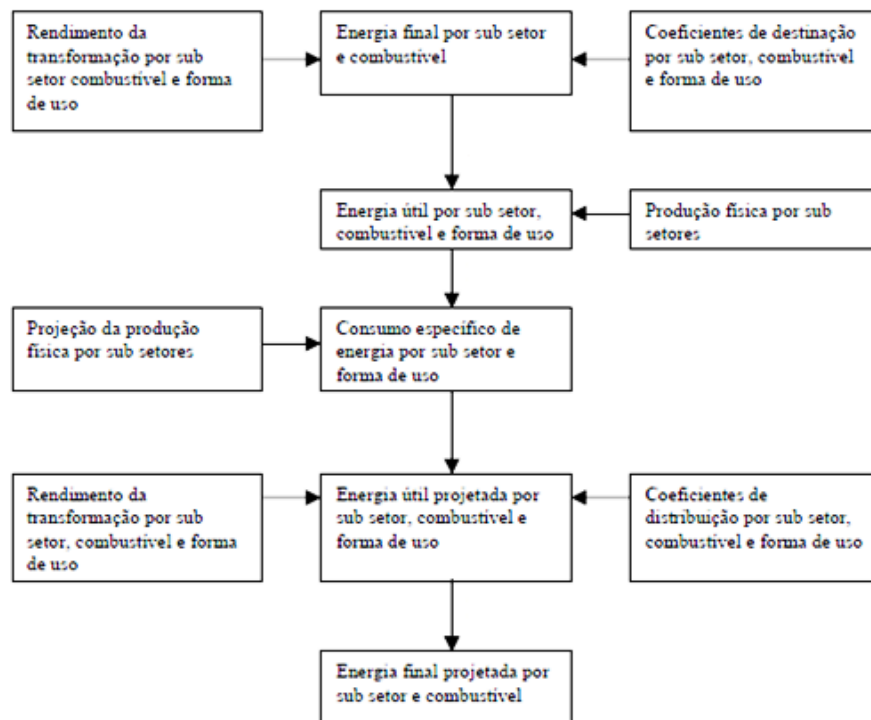
O modelo desenvolvido por Montes (2000) é semelhante ao MIPE, com algumas adaptações para avaliar o potencial de substituição intercombustíveis no setor industrial. O autor faz a projeção da produção física dos diversos setores da indústria através de uma regressão múltipla com o PIB do setor industrial. No esquema abaixo (Figura 4), pode-se compreender melhor a metodologia utilizada pelo autor.

No primeiro nível do fluxograma, calcula-se a Energia Útil¹⁴, com base nos Rendimentos dos Energéticos, Coeficientes de Destinação e Energia Final. Calcula-se posteriormente o Consumo Específico de Energia Útil por tipo de uso com base no resultado da Energia Útil e da produção física dos subsetores. A partir daí, projeta-se a produção física, através de econometria, que é utilizado no cálculo da Energia Útil projetada, que finalmente é transformada em Energia Final projetada¹⁵.

¹⁴ O conceito de Energia Útil é detalhado no Capítulo 3, na apresentação do Modelo GEE-Matriz.

¹⁵ Para mais detalhes a respeito dos cálculos, ver Montes (2000), pg 13.

Figura 4 – Fluxograma da metodologia de Montes (2000)



Fonte: Montes (2000).

O modelo é rodado para diferentes cenários de substituição, a saber: (i) sem substituição de combustíveis, ou seja, o gás não substitui nenhum outro energético e cresce pela variação do PIB unicamente; (ii) com substituição parcial, no qual considera-se que o gás natural terá a mesma importância no setor industrial que os países europeus da Organização para o Desenvolvimento e Cooperação Econômica (OCDE); e (iii) substituição total, no qual se considera que o gás natural irá substituir todos energéticos no calor de processo e aquecimento direto. Tanto a opção (ii) quanto a (iii) o cenário de substituição se concretiza no horizonte final da previsão, isto é, a participação de gás natural vai crescendo ano a ano para calor de processo e aquecimento direto até chegar ao ponto em que a participação do gás se equipara à participação de gás dos países da OCDE, para o caso (ii), ou chega ao máximo possível de substituição, o caso (iii).

O resultado do modelo desenvolvido por Montes (2000) está resumido na Tabela 9 abaixo. O consumo de gás natural foi previsto para 2010 com base em dados de 1997 para os três cenários. O cenário (i) representa o crescimento vegetativo do mercado de gás, saindo de um consumo de 8,77 MMm³/dia para 11,6 MMm³/dia em 2010. No cenário (ii) o consumo de gás teve um aumento considerável alcançando o valor de 51,36 MMm³/dia, com maior

consumo dado pelo setor de Ferro-gusa e Aço, Química e Alimentos e Bebidas. O cenário (iii) mostra o consumo máximo possível, servindo apenas como sinalização do limite de crescimento do mercado, com um consumo de 163,98 MMm³/dia. Abaixo desse limite, existe um limite econômico dado pelas próprias limitações de expansão do mercado nas questões de infraestrutura de transporte, conversão de equipamentos, dentre outros limitantes ao crescimento (Montes, 2000).

Tabela 9 – Consumo Previsto de Gás Natural por sub setor industrial – (MMm³/dia)

	Ano Referência (1997)	Cenário (i): Subst. Zero (2010)	Cenário (ii): País OCDE-EU (2010)	Cenário (iii): Subst. Total (2010)
Cimento	0,10	0,14	4,03	11,68
Ferro-gusa e Aço	2,20	3,49	11,54	66,93
Ferro-ligas	-	0,01	1,30	4,35
Mineração	-	0,02	1,09	2,20
Pelotização	0,48	0,60	0,60	2,49
Não-Ferrosos	0,11	0,18	2,07	3,39
Alumínio	-	0,02	3,76	5,90
Química	2,99	3,49	7,87	17,36
Alimentos e Bebidas	0,46	0,67	6,22	13,71
Têxtil	0,22	0,33	1,83	2,40
Papel e Celulose	0,44	0,72	4,82	16,74
Cerâmica	0,32	0,36	2,61	7,69
Outras	1,44	1,63	3,62	9,14
TOTAL	8,77	11,66	51,36	163,98

Fonte: Elaboração Própria com base em dados de Montes (2000).

O modelo utilizado em Montes (2000) apresenta diversas semelhanças com o modelo GEE-Matriz, o qual será apresentado no capítulo 3. Ambos utilizam o conceito de Energia Útil e os dados do BEU a respeito do Coeficiente de Destinação e Rendimento Energético. Ambos modelos possuem diferentes cenários de substituição para o gás natural em calor de processo e aquecimento direto.

O modelo de Montes (2000) é desenvolvido a um nível muito agregado de informações. Seria importante ter um modelo com um nível maior de desagregação com o intuito de facilitar o planejamento para o investimento em infraestrutura. Isto é, é desejável construir

uma versão do modelo que permita uma previsão mais localizada, para que se possa planejar o investimento de forma mais regional.

2.3 Previsões de demanda no Brasil

Nesta subseção exploraremos as previsões de demanda desenvolvidas por diversas entidades, com o objetivo de apresentar e discutir as incertezas acerca de tais previsões. Serão apresentadas as perspectivas das seguintes publicações dos últimos anos: Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural (PEMAT), Plano Nacional de Energia (PNE) e *World Energy Outlook* (WEO).

2.3.1 PDE

O Plano Decenal de Expansão de Energia é um documento elaborado pelo Ministério de Minas e Energia com base em estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética. O PDE contém projeções para o mercado de energia elétrica e demais energéticos. Apresentaremos aqui alguns detalhes acerca da demanda prevista para o gás natural no PDE 2022 e comparações das projeções ao longo dos diferentes PDE.

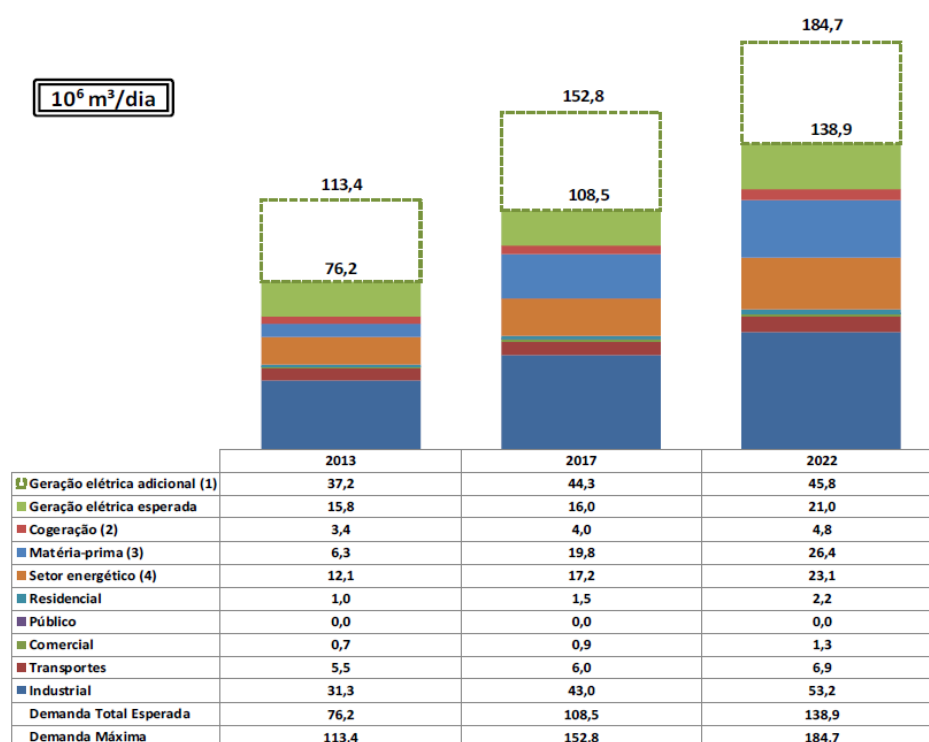
As projeções da demanda de gás natural são realizadas com base em pesquisa da EPE junto às distribuidoras de gás natural, à Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e aos consumidores de gás natural. Levam-se em conta as perspectivas de expansão da malha de transporte, assim como as respectivas restrições de transporte.

Um aspecto considerado nas projeções do PDE é a competição do gás natural frente o óleo combustível. O cenário adotado pelo PDE para as projeções confere ligeira vantagem ao gás natural em relação ao óleo combustível. Evidentemente, outras questões são levadas em consideração, como a vantagem de se usar gás natural em determinados processos industriais, o caso da indústria de vidro e cerâmica.

Quanto às projeções de demanda de gás natural, “se verifica um substantivo aumento do consumo final energético ao longo do horizonte decenal, levando a uma elevação da participação deste energético, que passa de 7,0% para 8,4% do consumo final energético em 2022” (PDE, 2013). Isso corresponde ao consumo energético de 64 MMm³/dia em 2022, um

aumento de aproximadamente 73% comparando-se com o patamar atual de consumo.¹⁶ O resumo da projeção do consumo total está representado no Gráfico 15 abaixo. Neste caso, inclui-se a geração termelétrica nas projeções. Observam-se dois tipos de projeção: a esperada e a adicional. A primeira diz respeito à geração elétrica prevista ao longo dos anos, sem considerar fatores exógenos ao modelo de planejamento. A geração elétrica adicional considera o nível máximo de despacho das termelétricas. Essa perspectiva gera relevante incerteza de planejamento, uma vez que existe grande diferença entre a geração elétrica esperada e a adicional, como se percebe pelo gráfico abaixo. A geração termelétrica esperada para 2022 fica em torno de 21 MMm³/dia e a adicional em 45,8 MMm³/dia, mais que o dobro que a geração esperada, demonstrando a alta instabilidade da projeção do consumo de gás natural. Essa incerteza é gerada, principalmente, pelo fato das termelétricas serem *backup* para o sistema elétrico brasileiro, não configurando geração na base da matriz.

Gráfico 15 – Consumo Total de gás natural previsto pelo PDE 2013-2022 (MMm³/dia)



Fonte: PDE 2013-2022.

¹⁶ O consumo energético considerado inclui os setores industrial, agropecuário, transportes, residencial, comercial e público. Não inclui consumo no setor energético, consumo como matéria-prima, cogeração, consumo *downstream* do sistema Petrobras e consumo termelétrico (PDE, 2013).

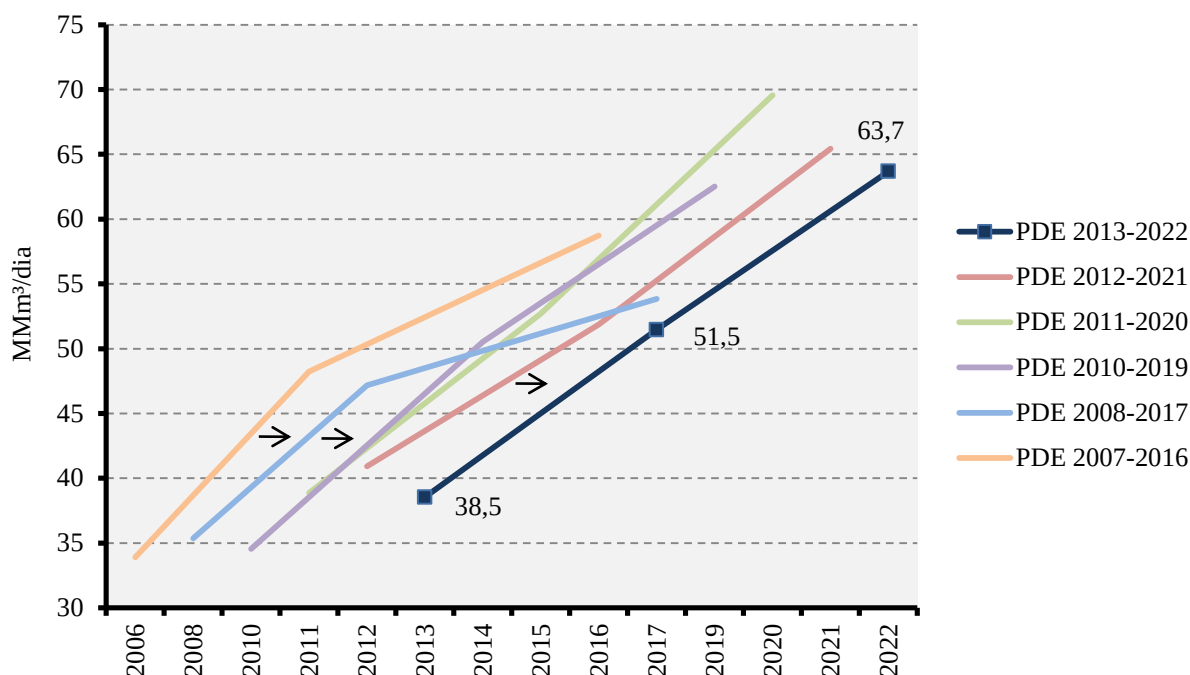
No Gráfico 16, temos a comparação das projeções de consumo do PDE ao longo dos anos. Fica clara a tendência de queda na previsão de consumo de gás natural, um ajuste coerente, dado que as previsões foram superestimadas em todos os anos de estudo realizados. Como exemplo, no PDE 2008-2017, a previsão para consumo de gás natural em 2010 era de aproximadamente 40 MMm³/dia. No PDE seguinte, 2010-2019, o consumo efetivo de gás natural em 2010 foi de aproximadamente 35 MMm³/dia. As setas mostram a direção das projeções do PDE, sendo reduzidas a cada ano.

Este pode ser um indicador de que o modelo utilizado pelo governo precisa de ajustes para que as projeções sejam mais acertivas. Uma grande questão da metodologia utilizada pela EPE é a utilização de informações que podem estar viesadas. A metodologia consiste em levantar, junto às distribuidoras de gás natural, dados relativos aos novos projetos das empresas consumidoras. Primeiramente, existe interesse por parte das distribuidoras de expandir seus negócios, que seria por meio de gasodutos e investimento do governo, que só seriam justificáveis via confirmação de demanda potencial. Portanto, racionalmente, as distribuidoras teriam a tendência em informar valores altos para o consumo de gás natural projetado.

Ademais, a própria informação dos novos projetos pode ser viesada. As empresas fazem consultas na distribuidora com respeito às condições de negócios do gás natural, mas não necessariamente irão utilizar o energético, dado que não existe nenhum contrato firmado entre a empresa e a distribuidora. Dessa forma, a própria informação de novos projetos, considerando-se as consultas realizadas pela empresa, pode ser uma superestimativa do real potencial do mercado de gás natural.

Pela análise do Gráfico 16, fica claro que os vieses de informação podem estar ocorrendo, dado que houve superestimativa em todas as projeções do PDE ao longo dos anos. Seria importante, enquanto órgão de planejamento do setor energético, que o governo procurasse aprimorar a metodologia que deveria servir como base para o desenvolvimento da indústria de gás natural.

Gráfico 16 – Comparação da projeção do consumo energético de gás natural ao longo dos anos no PDE – (MMm³/dia)



Fonte: Elaboração Própria com base em dados da EPE.

2.3.2 PEMAT

O Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural – PEMAT foi criado como objetivo identificar as alternativas elegíveis para a expansão ou ampliação da malha de gasodutos nacional com base em diversas premissas. A elaboração do plano é feita pelo MME com base em estudos desenvolvidos pela EPE. A primeira versão do trabalho foi divulgada no ano de 2014, e contempla o horizonte de planejamento de 2013 a 2022.

O PEMAT faz estudos específicos para regiões com demanda por gasodutos. É avaliada a oferta e a demanda potencial de gás natural, assim como os preços para cada região. Além disso, é feita uma análise de impactos sociais e ambientais da construção do gasoduto proposto. O objetivo é criar uma base de informações que permita a ponderação sobre a viabilidade do gasoduto.

A metodologia para a previsão de demanda potencial foi elaborada pela EPE com base nos estudos do PDE, sendo bastante similar a este. Definiu-se a demanda potencial não-termelétrica como aquela que, no horizonte do estudo, não se restringe à infraestrutura de

transporte existente. Ou seja, é considerada uma extensão da capacidade de transporte. Definiu-se demanda efetiva como sendo aquela que pode ser atendida com a infraestrutura de transporte existente.

Da mesma forma que o PDE, os dados foram obtidos na Abegás, companhias distribuidoras e grandes consumidores industriais, para os quais foram solicitados dados a respeito dos projetos dos clientes para os próximos dez anos. Com relação aos projetos identificados do setor industrial, foi solicitado às empresas distribuidoras que os classificassem como novos, substituição de combustível ou existente, incluindo expansão prevista.

Os projetos de expansão e substituição são classificados conforme o nível de competição necessária do gás com relação aos demais energéticos, dessa forma foram classificadas conforme determinadas faixas de desconto para o gás, já os projetos novos foram classificados conforme a probabilidade de implantação do projeto.

Abaixo na Tabela 10, temos a demanda potencial calculada pelo PEMAT por regiões geográficas e diferentes classes consumidoras de gás natural. As previsões são de que a demanda mais que dobre em dez anos, passando de aproximadamente 40 MMm³/dia para 89 MMm³/dia em 2022. Destaca-se, principalmente, a Região Norte, que até então não possuía mercado consumidor de gás natural e no horizonte decenal considera-se o surgimento de indústria consumidora criando uma demanda de 6,4 MMm³/dia em 2022. A Região Centro-Oeste apresenta crescimento expressivo da demanda de gás natural, saindo de um consumo de 0,42 MMm³/dia para 3,9 MMm³/dia, impulsionado principalmente pelo uso de gás natural como matéria-prima na indústria.

Tabela 10 – Demanda Potencial não-termelétrica de gás natural por região geográfica e classe econômica de consumo (mil m³/dia)

Região	Setor	2013	2017	2022
Sudeste	Residencial	958	1.331	1.861
	Transportes	3.761	3.952	4.312
	Industrial	20.835	26.063	31.879
	Cogeração	1.357	1.461	1.551
	Matéria-prima	40	4.671	4.671
	Outros*	553	722	887
	Total	27.503	38.200	45.160
Sul	Residencial	28	72	148
	Transportes	716	863	1.075
	Industrial	3.094	6.077	7.721
	Cogeração	522	1.531	2.819
	Matéria-prima	173	3.532	3.596
	Outros*	70	116	192
	Total	4.602	12.190	15.550
Nordeste	Residencial	28	80	131
	Transportes	1.030	1.201	1.487
	Industrial	4.703	8.575	11.514
	Cogeração	1.682	2.193	2.856
	Matéria-prima	628	1.660	2.520
	Outros*	53	107	198
	Total	8.123	13.817	18.706
Centro-oeste	Residencial	1	16	91
	Transportes	36	94	291
	Industrial	371	575	1.152
	Cogeração	6	9	13
	Matéria-prima	-	2.300	2.300
	Outros*	6	10	42
	Total	420	3.004	3.889
Norte	Residencial	-	-	-
	Transportes	-	-	-
	Industrial	-	5.200	6.400
	Cogeração	-	-	-
	Matéria-prima	-	-	-
	Outros*	-	-	-
	Total	-	5.200	6.400
Total		40.648	72.411	89.705

* Inclui os setores: comercial, público e agropecuário.

Nota: Potencial considerado apenas para as distribuidoras que participaram do processo de coleta de dados.

Fonte: PEMAT 2013-2022.

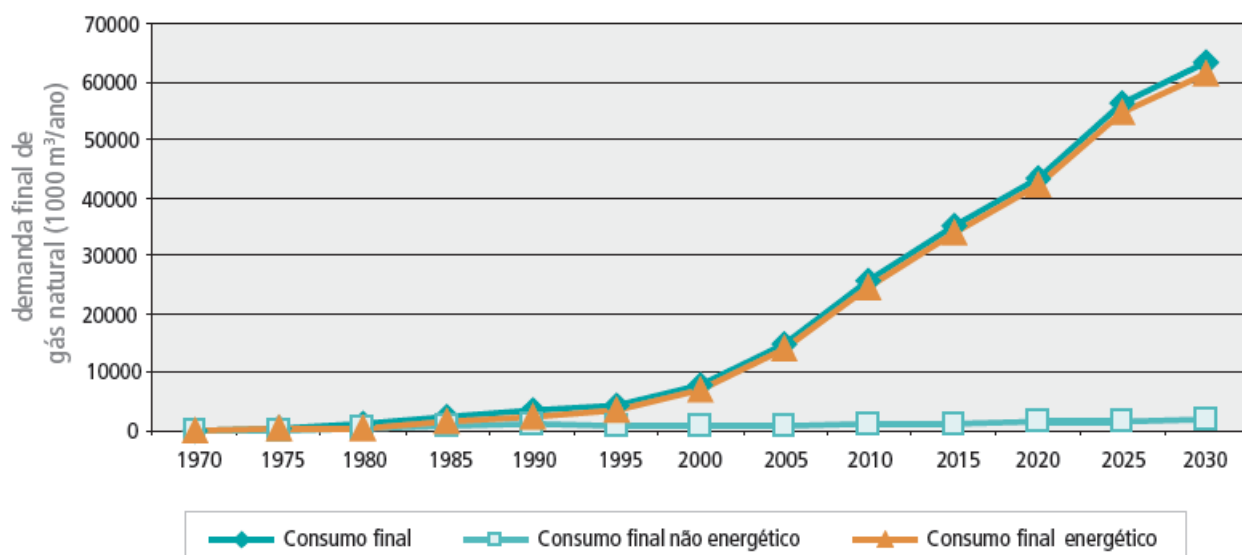
2.3.3 PNE

O Plano Nacional de Energia tem como objetivo o planejamento de longo prazo do setor energético do país. O PNE 2030 é o primeiro estudo de planejamento integrado dos recursos energéticos realizado pelo governo brasileiro. O estudo é conduzido pela EPE em vinculação com o MME e o modelo MIPE, apresentado anteriormente, é utilizado nas projeções. O PNE 2030 leva em consideração todos os tipos de energia e as projeções se apoiam não apenas nas variáveis de mercado, mas igualmente em questões socioambientais e os potenciais avanços tecnológicos.

No Gráfico 17 abaixo observa-se os resultados das projeções para a demanda de gás natural no Brasil. O consumo final de gás natural aumenta de um patamar de aproximadamente 15 MMm³/dia em 2005 para 63 MMm³/dia em 2030. As projeções assumem que existirá um aumento significativo da participação do gás natural na demanda de energia no país, substituindo o consumo do óleo combustível e da lenha. Este aumento de consumo no longo prazo é liderado pelo setor industrial, embora o setor comercial e residencial também tenha apresentado crescimento significativo no horizonte das projeções.

O consumo não energético corresponde a 6% do consumo total de energia em 2005, caindo para 3% em 2030, apesar o crescimento médio de 3% a.a. da demanda de gás natural para fins não energéticos entre 2005 e 2030.

Gráfico 17 – Evolução da demanda final de gás natural no Brasil, 1970-2030 (MMm³/dia)



Fonte: PNE 2030.

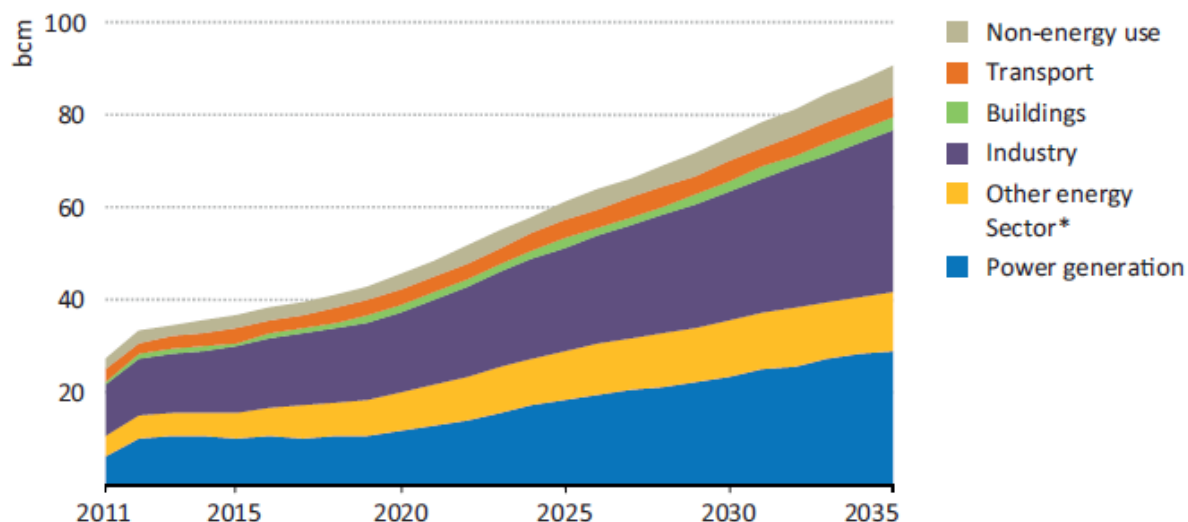
2.3.4 WEO

O *World Energy Outlook* é um documento elaborado anualmente pela Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês) e tem como objetivo analisar o mercado de energia mundial e debater os grandes temas energéticos atuais. Ademais, o WEO contém projeções para o mercado energético considerando-se diferentes cenários políticos. A edição de 2013 contém uma seção especial dedicada ao Brasil, no qual se traça o perfil energético do país, discute os desafios do mercado e faz projeções para a demanda e oferta de energia no país.

O WEO monta distintos cenários para as projeções, são eles: (i) Cenário Políticas Atuais, no qual se considera somente os compromissos atualmente em execução e reflete como o mercado evoluirá sob condições atuais; (ii) Cenário Novas Políticas, no qual se considera a implementação das políticas recém-anunciadas, por exemplo, políticas de eficiência energética, retirada de subsídios e incentivo a combustíveis alternativos; e (iii) Cenário 450, no qual se consideram as ações necessárias para limitar o impacto do aquecimento global a no máximo 2 graus Celsius, já que 80% das emissões permitidas para o ano de 2035 já estão comprometidas pelo consumo atual de combustíveis fósseis.

O resultado do WEO para a demanda de gás natural no cenário de Novas Políticas, o mais otimista, está no Gráfico 18 abaixo. A demanda cresce consideravelmente no horizonte considerado na projeção, saindo de aproximadamente 30 bcm (83 MMm³/dia) em 2011 para 90 bcm (250 MMm³/dia) em 2035. O crescimento da demanda de gás natural é liderado pela indústria e geração elétrica.

Gráfico 18 – Demanda de Gás Natural por setores no Cenário Novas Políticas



* Inclui gás natural usado na extração de petróleo e gás e em refinarias.

Fonte: IEA (2013).

2.4 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as diversas metodologias utilizadas pela literatura para previsão de demanda industrial de gás natural. Conforme discutido, chegou-se à conclusão de que os métodos tradicionais, como o econométrico e o estatístico, não deveriam ser replicados

para o caso brasileiro, quando o objetivo é a modelagem para planejamento energético de longo prazo. A escassa bibliografia brasileira a respeito da previsão de demanda do gás natural reflete as dificuldades em realizar tais estimativas. Chegamos a conclusão de que a modelagem para o caso brasileiro, idealmente, deve levar em consideração a questão do preço do gás natural e não usar somente o comportamento da série histórica de demanda de gás natural como base para previsão do futuro.

Os órgãos do governo têm modelo próprio para estimar a demanda de gás natural. Como foi discutido, o modelo do PDE e PEMAT pode apresentar algumas limitações. Dessa forma, existe a necessidade de aperfeiçoamento da metodologia adotada pelo governo, por ser um importante balizador para o mercado nas questões de investimento e do futuro do gás natural no país.

Capítulo 3 – Modelos propostos

Diante das questões apresentadas nos capítulos anteriores, vamos propor dois modelos de projeção para potencial de demanda industrial de gás natural, que trazem uma perspectiva diferente diante dos modelos tradicionais e que podem atender a necessidade de um modelo que atenda a necessidade de planejamento de longo prazo. Inicialmente apresentaremos o Modelo GEE-Matriz, que pode ser utilizado tanto a nível nacional, como a um nível estadual. O modelo faz uma projeção da demanda industrial com base em diferentes cenários de substituição dos demais energéticos pelo gás natural, levando-se em consideração seus diferentes rendimentos energéticos.

Posteriormente, o modelo do Cadastro Industrial será apresentado, o qual permite que se visualize o potencial a um alto nível de desagregação, sendo capaz de estimar o potencial de demanda de gás natural de cada indústria presente em um determinado Estado. Agregando os resultados de cada indústria, pode-se visualizar qual região apresenta maior potencial para o gás natural, considerando-se substituições do GLP, óleo combustível e óleo diesel.

3.1 Modelo GEE-Matriz

O modelo GEE-Matriz foi desenvolvido com o objetivo de analisar o potencial de demanda industrial para o gás natural na economia brasileira. Especificamente, o modelo projeta a matriz energética industrial do gás natural para um horizonte de quinze anos com base em diferentes cenários de competitividade. As principais bases de dado do modelo são o Balanço de Energia Útil (BEU), desenvolvido pelo Ministério de Minas e Energia em 2005, e o Balanço Energético Nacional ou Estadual de interesse. Ademais, utilizamos premissas relativas ao PIB e à elasticidade-renda do consumo de energia por segmento industrial.

No modelo GEE-Matriz utilizamos o conceito de Energia Útil para calcular a matriz energética num horizonte de quinze anos. No entanto, primeiramente, calcula-se a matriz no horizonte final, levando-se em conta apenas uma premissa de crescimento do PIB e as elasticidades renda do consumo de energia, utilizando os dados de Energia Final fornecida

pelo Balanço Energético do Estado em questão. A premissa de crescimento deve ser escolhida de acordo com as expectativas do mercado para o crescimento do PIB. Utilizamos, em geral, para essa dissertação, um valor de 3% a.a. de crescimento.

As elasticidades renda do consumo foram calculadas pela FIPE para o modelo original e são utilizadas nesse modelo para o caso de Minas Gerais. Na tabela 11, estão as elasticidades calculadas pela FIPE.

Tabela 11 – Elasticidades renda do consumo de energia por setor industrial

Elasticidade renda do Consumo Energia	
Cimento	1,00
Ferro-Gusa e Aço	1,25
Ferro-Ligas	0,85
Mineração e Pelotiz.	1,02
Não-Ferrosos e outros da Metalurgia	1,10
Química	1,03
Alimentos e Bebidas	0,89
Têxtil	1,02
Papel e Celulose	1,00
Cerâmica	1,00
Outros	1,00

Fonte: FIPE.

As elasticidades renda do consumo de energia para cada setor se referem à sensibilidade do consumo de energia em relação a mudanças na renda. No caso da elasticidade maior que 1, mudanças no PIB elevarão mais que proporcionalmente o consumo de energia no setor, como é o caso nos setores de ferro-gusa e aço, mineração e pelotização, não-ferrosos e outros da metalurgia, química e têxtil.

A matriz futura é calculada com base na matriz atual do Balanço Energético, levando-se em conta o crescimento total esperado do PIB e as diferentes elasticidades entre os setores. Essa matriz futura, no entanto, não leva em consideração os diferentes rendimentos por uso em cada setor. Portanto, para que seja feito este ajuste, utilizam-se os dados do BEU.

O Balanço de Energia Útil (BEU) tem como objetivo estimar a Energia Útil do sistema. A energia útil é a parcela da energia final que foi realmente utilizada, descontando-se a energia perdida nos processos. A energia útil calculada no BEU considera os diferentes setores consumidores, os diferentes usos da energia e as diferentes formas de energia.

Os setores consumidores do BEU são os mesmos do Balanço Energético (BE). Ao todo são 16 setores considerados no BE: Energético, Residencial, Comercial, Público, Agropecuário, Transporte e o setor Industrial que é subdividido nos segmentos de Cimento, Ferro-gusa e Aço, Ferro-ligas, Mineração e Pelotização, Não Ferrosos e outros Metais, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose, Cerâmica e outras indústrias.

De acordo com o MME (2005), os usos finais de energia considerados no BEU são:

- (i) Força Motriz (FM): a energia utilizada em motores estacionários ou de veículos de transporte individual ou coletivo;
- (ii) Calor de Processo (CP): energia utilizada em caldeiras e aquecedores de água;
- (iii) Aquecimento Direto (AD): energia utilizada em fornos, radiação, aquecimento por indução, condução e micro ondas;
- (iv) Refrigeração: energia utilizada em geladeiras e equipamentos de refrigeração,
- (v) Iluminação: energia utilizada em iluminação interna e externa;
- (vi) Eletroquímica (EQ): energia utilizada em células eletrolíticas, processos de galvanoplastia, eletroforese e eletrodeposição; e
- (vii) Outros Usos: energia utilizada em computadores, telecomunicações, xerografia e equipamentos eletrônicos de controle.

As diferentes formas de energia levadas em consideração tanto no BEU quanto no BE são: Gás Natural, Carvão Vapor, Carvão Metalúrgico, Lenha, Produtos da Cana, Outras Fontes Primárias, Óleo Combustível, Óleo Diesel, Gasolina, GLP, Querosene, Gás de Cidade e Coqueria, Coque de Carvão Mineral, Eletricidade, Carvão Vegetal, Álcool Etílico, Anidro e Hidratado, Outras Fontes Secundárias do Petróleo e Alcatrão.

É importante fixar o conceito de Energia Final e Energia Útil. A Energia Final (EF) é composta da Energia Útil (EU) e da Energia Perdida. A Energia Útil é calculada com base

nas informações do Balanço Energético, o qual fornece informações sobre o consumo de Energia Final por setores de atividade.

O Balanço Energético é um quadro contábil que descreve os fluxos de energia em um sistema energético (Pinto et al, 2007). No Brasil, o Balanço Energético Nacional (BEN) é um documento desenvolvido anualmente pela EPE, o qual divulga informações relativas à oferta e demanda de energia no país, bem como de processos de conversão de produtos energéticos e de comércio exterior (EPE, 2013). Deste documento, utilizamos apenas o Balanço Energético Consolidado, que contém a matriz energética em tonelada equivalente de petróleo (tep). Da mesma forma que utilizamos a matriz energética consolidada nacional, podemos utilizar as versões estaduais, quando disponíveis.

Portanto, o cálculo de Energia Útil é feito da seguinte forma (MME, 2005):

$$EU_{ijk} = EF_{ij} \times p_{jik} \times r_{jik} \quad (1)$$

Sendo:

- EU_{ijk} = Energia Útil gerada pela Energia Final i no setor de atividade j aplicada ao Uso Final k ;
- EF_{ij} = Energia Final i no setor de atividade j ;
- p_{jik} = parcela da Energia Final i no setor de atividade j que é destinada ao Uso Final k , mais a frente chamamos p_{jik} de Coeficiente de Destinação; e
- r_{jik} = rendimento da conversão da Energia Final i no setor de atividade j para o uso final k .

O Coeficiente de Destinação de cada setor é uma matriz que relaciona todos energéticos com seu possíveis usos dentro da indústria. Por exemplo, no setor siderúrgico o gás natural é utilizado apenas para aquecimento direto em fornos, assim como o óleo combustível. Já no setor de mineração e pelletização, o gás natural se divide em dois usos, 37,5% do GN é utilizado em calor de processo e o restante em aquecimento direto (Tabela 12). O BEU nos fornece essa informação para todos energéticos e todos usos industriais.

Tabela 12 – Coeficientes de Destinação – Setor Mineração e Pelotização

E. Final	FM	CP	AD	Refrig.	Ilumin.	EQ	Outros	Soma
Gás Natural	0	0,375	0,625	0	0	0	0	1,000
Carvão Vapor	0	0,064	0,936	0	0	0	0	1,000
Carvão Metalúrgico	0	0	1,000	0	0	0	0	1,000
Lenha	0	0,125	0,875	0	0	0	0	1,000
Bagaço de Cana	0	1,000	0	0	0	0	0	1,000
Outras Fontes Primárias	0	0,500	0,500	0	0	0	0	1,000
Óleo Diesel	0,873	0,125	0,002	0	0	0	0	1,000
Óleo Combustível	0	0,063	0,937	0	0	0	0	1,000
Gasolina	1,000	0	0	0	0	0	0	1,000
GLP	0	0	1,000	0	0	0	0	1,000
Querosene	0,250	0,750	0	0	0	0	0	1,000
Gás de Coqueria	0	0	1,000	0	0	0	0	1,000
Coque de Carvão Mineral	0	0	1,000	0	0	0	0	1,000
Elettricidade	0,924	0,015	0,040	0	0,020	0	0,001	1,000
Carvão Vegetal	0	0	1,000	0	0	0	0	1,000
Álcool	1,000	0	0	0	0	0	0	1,000
Outras Fontes Secundárias do Petróleo	0	0,375	0,625	0	0	0	0	1,000
Alcatrão	0	0,375	0,625	0	0	0	0	1,000

Fonte: MME (2005).

O Rendimento Energético é a relação entre a Energia Útil e Energia Final. Um alto rendimento significa que existe pouco desperdício de energia. As matrizes de Rendimento Energético para cada setor relacionam cada energético com seu possível uso. Por exemplo, na indústria siderúrgica para o uso de calor de processo (CP), o gás natural apresenta um rendimento de 72% enquanto a lenha apresenta um rendimento menor, de 68%, como pode-se visualizar na Tabela 13 abaixo. No BEU obtivemos as informações sobre rendimento energético para cada setor industrial, relacionando o rendimento de cada energético com seu uso.

Tabela 13 – Rendimentos Energéticos – Setor Siderúrgico

E. Final	FM	CP	AD	Refrig.	Ilumin.	EQ	Outros
Gás Natural	0,480	0,720	0,760				
Carvão Vapor		0,680	0,760				
Carvão Metalúrgico		0,680	0,760				
Lenha		0,680	0,760				
Bagaço de Cana		0,680	0,760				
Outras Fontes Primárias		0,680	0,760				
Óleo Diesel	0,480	0,720	0,760				
Óleo Combustível	0,480	0,720	0,760				
Gasolina	0,280						
GLP	0,280	0,720	0,760		0,002		
Querosene	0,280	0,720	0,760		0,002		
Gás de Coqueria	0,330	0,720	0,760				
Coque de Carvão Mineral			0,760				
Eletricidade	0,900	0,940	0,600	0,600	0,245	0,570	1,000
Carvão Vegetal		0,680	0,760				
Álcool	0,340						
Outras Fontes Secundárias do Petróleo		0,720	0,760				
Alcatrão		0,720	0,760				

Fonte: MME (2005).

O modelo GEE-Matriz utiliza os dados de rendimentos e coeficientes de destinação do BEU para calcular a matriz futura de energia útil, conforme cálculo da fórmula (1), no qual EF_{ij} é a matriz futura calculada anteriormente, com base nas premissas de PIB e elasticidades.

O objetivo nos cálculos realizados é descobrir o potencial de demanda de gás natural enquanto substituto de outros energéticos. É importante ressaltar que o gás natural é utilizado principalmente no calor de processo (CP) e aquecimento direto (AD) e, portanto, só consideraremos essas duas opções para a substituição energética pelo gás natural. Assim, calcula-se a energia útil com substituição por gás natural, levando-se em conta o rendimento do gás natural para CP e AD.

Os diferentes cenários de substituição para o gás natural dependem do seu preço com relação aos demais energéticos. Na tabela 14 abaixo temos as condições de substituição interenergética do gás natural. Por exemplo, no caso do preço do gás natural ser de US\$

7/MMBtu, assumiu-se a hipótese que o GN substituiria 50% do carvão metalúrgico, 80% do óleo combustível e 80% do GLP utilizado no processo de fabricação siderúrgica. Estas hipóteses foram construídas a partir de informações que foram coletadas pelo GEE em entrevistas com agentes de cada setor de interesse.

Tabela 14 - Cenários de substituição de fontes energéticas por gás natural

	US\$ 7/MMBTU				US\$ 10/MMBTU			US\$ 14/MMBTU		US\$ 17/MMBTU
Siderurgia	50% Carvão metalúrgico (finos)	80% Óleo Comb.	80% GLP		80% Óleo Comb.	80% GLP		80% Óleo Comb.	80% GLP	-
Alumínio	50% Óleo Comb	50% GLP	25% Coque Pet		25% Óleo Comb	25% GLP	12,5% Coque P	-		-
Química	80% carvão	80% Óleo Comb	80% GLP	50% Coque Pet	80% Óleo Comb	80% GLP	25% Coque Pet	80% Óleo Comb	80% GLP	-
Papel e Celulose	80% carvão	25% Lenha	50% Óleo Comb	50% GLP	12,5% Lenha	50% Óleo Comb	50% GLP	50% Óleo Comb	50% GLP	-
Cerâmica	50% Lenha	50% Óleo Comb	25% Coque Pet		25% Lenha	50% Óleo Comb	12,5% Coque Pet	25% Óleo Comb		-

Fonte: GEE.

Foram construídos 4 cenários de preços de gás natural. O mais competitivo, de US\$7/MMBtu, corresponderia a um cenário com alta disponibilidade de gás natural que viabilizasse os preços baixos do energético. O cenário de US\$ 10/MMBtu não é muito distante da situação atual do mercado e corresponde a um cenário sem grandes rupturas com a atual política de preços. O cenário de US\$ 14/MMBtu, o gás estaria na mesma posição em que se encontra hoje, substituindo apenas óleo combustível e GLP nos setores analisados. Este preço considera os descontos realizados para consumidores industriais. No cenário de US\$ 17/MMBtu, o gás natural está perdendo competitividade ante seus substitutos, não ocorrendo nenhuma substituição interenergética em favor do gás natural. Este cenário considera a eliminação dos descontos concedidos no preço do gás natural para a indústria.

Evidentemente, existem outras variáveis que alteram a competitividade do gás natural. O preço do gás natural é um variável relevante, mas questões relativas a taxa de câmbio e tributação também impactam a competitividade industrial do gás. No presente trabalho, consideramos apenas os impactos de mudanças de preços do gás natural, *ceteris paribus*.

O modelo considera que a substituição dos energéticos pelo gás natural se dá de forma gradual, sendo que a substituição se completa apenas no último período do modelo. Dessa forma, no horizonte final, é calculado o potencial de consumo em MMm³/dia com base nas substituições, conforme escolha do preço da Tabela 14, levando-se em consideração o rendimento do gás natural. Nos períodos precedentes, até o ano base do Balanço Energético, é feita uma interpolação linear sobre os valores final e inicial. Portanto, a evolução da demanda se dá linearmente no modelo, chegando ao final no cenário de substituição desejado.

O resultado do modelo é uma curva de demanda de gás natural para o horizonte de 15 anos para cada setor industrial, levando em conta um cenário de preço e um cenário de crescimento de PIB. O modelo GEE-Matriz pode ser aplicado com um foco nacional, utilizando o Balanço Energético Nacional, ou pode ser aplicado para os Estados, regiões ou municípios, desde que esteja disponível o Balanço Energético da região de interesse.

Com intuito de exemplificar o uso do modelo, utilizamos os dados do Balanço Energético de Minas Gerais 2012 – ano base 2011. No capítulo 4 são apresentadas as justificativas para esta escolha e os respectivos resultados.

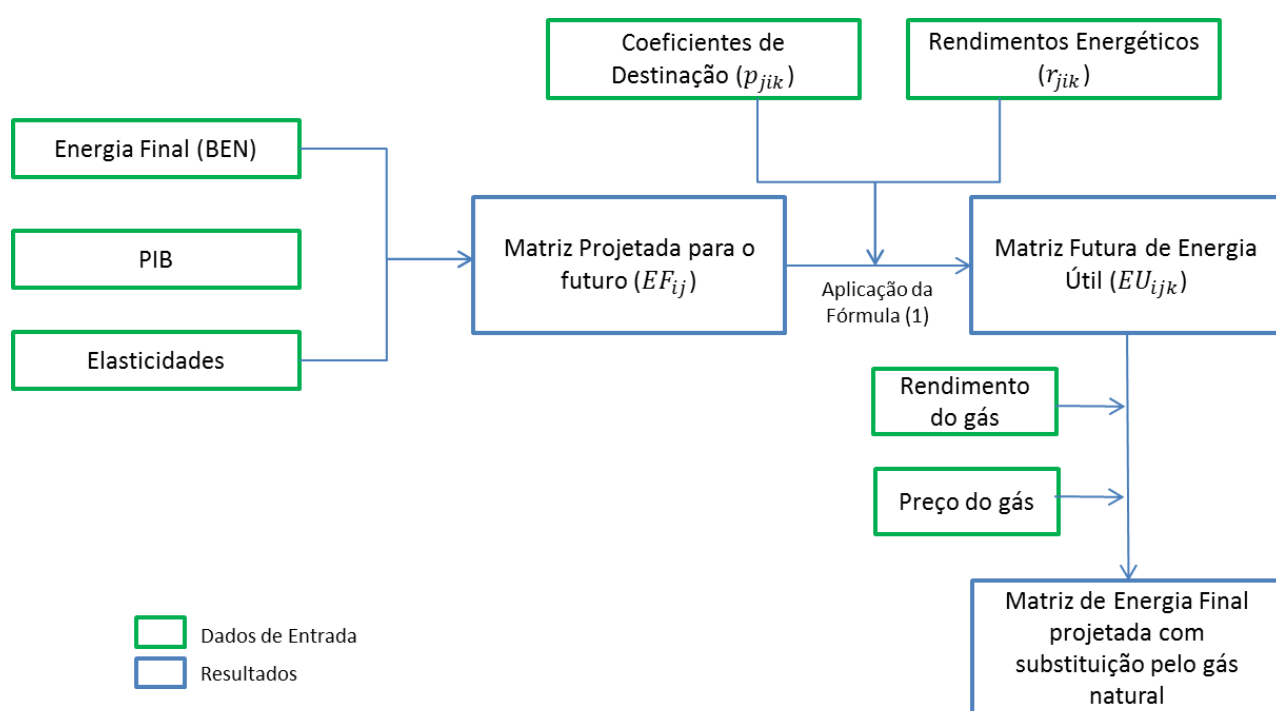
Foram necessários alguns ajustes no Balanço Energético de Minas Gerais (BEMG), uma vez que a divisão dos setores não é idêntica à encontrada no Balanço Energético do modelo GEE-Matriz. Dessa forma, tivemos fizemos as seguintes modificações:

- (i) O setor “Cimento” é a soma de Cal e Cimento da matriz mineira;
- (ii) O setor “Ferro-Gusa e Aço” é a soma de Siderurgia Integrada, Siderurgia Não-integrada e Outros da Siderurgia;
- (iii) O energético “Produtos da Cana” é a soma de Bagaço de Cana e Caldo de Cana e Melaço;
- (iv) O energético “Óleo Diesel” é a soma de Óleo Diesel e Biodiesel.

O Balanço é apresentado em tep e no modelo a conversão para mil m³ é feita automaticamente. Utilizamos o fator de conversão fornecido no BEMG, que é de 1,16¹⁷.

Para tornar mais clara a metodologia do Modelo GEE-Matriz, o esquema abaixo (Figura 5) foi montado. Os dados de entrada do modelo estão em verde e os resultados em azul. Inicialmente, projetamos a matriz para o horizonte futuro através da matriz atual de energia final do Balanço Energético, com base nas premissas de PIB e elasticidade. Essa matriz projetada será transformada em Energia Útil ao aplicarmos a fórmula (1), a qual leva em consideração os Coeficientes de Destinação e Rendimentos Energéticos do BEU. A matriz de substituição pelo gás natural, que nos fornece o resultado final do modelo, utiliza os dados do rendimento do gás natural para os diferentes setores e os cenários de preço do gás. Essa é a matriz projetada para o horizonte final do modelo e considera-se um crescimento constante da demanda de gás natural ao longo dos anos de projeção.

Figura 5 – Esquema da Metodologia do Modelo GEE-Matriz



Fonte: Elaboração Própria.

¹⁷ No Balanço Energético de Minas Gerais é fornecido em uma tabela de conversão para tep. O fator de multiplicação de mil m³ para tep é de 0,86.

3.2 Modelo do Cadastro Industrial

O modelo a ser apresentado na presente seção utiliza dados do Cadastro Industrial para calcular o potencial de demanda por gás natural frente a substituições plenas de outros energéticos. O interessante neste modelo é a possibilidade de focar a análise por região de interesse: pode-se calcular o potencial por município ou região de um determinado Estado e por setores, mesmo que não haja uma matriz energética disponível para a região ou município.

O Cadastro Industrial é a principal fonte de dados do modelo. Em geral, a Federação das Indústrias de cada Estado disponibiliza seu Cadastro Industrial, informando a razão social, contato, endereço, ramo de atividade, número de empregados de cada empresa do segmento industrial e o porte (pequena, média ou grande indústria). Os dados que são relevantes para o modelo são o ramo de atividade, o município da indústria e o número de empregados. Como exemplo, utilizamos os dados do Cadastro Industrial de Minas Gerais.

A estimativa de consumo energético foi feita a partir da aplicação de um índice de consumo médio diário por empregado em cada setor. O cálculo do índice se fez da seguinte forma:

1. Utiliza-se dados do Balanço Energético de determinado Estado (no nosso caso, Minas Gerais) para contabilizar o total consumido de gás natural, óleo combustível, óleo diesel e GLP em 10^3 tep para cada setor. Este é o total de energia consumida em cada setor, utilizado no cálculo do Índice de Consumo;

2. Para cada setor foi levantado o número total de empregados através do Cadastro Industrial e se calculou o Índice de Consumo (IC) energético por empregado, dividindo-se o total de energia consumida pelo número de empregados total do setor.

O consumo estimado (CE) em m^3 /dia é dado pela seguinte equação:

$$CE_i = \left\{ \left[\left(\frac{IC_i}{(360)} \right) \times 1000 \right] \times PO \times 1.136 \right\} \quad (2)$$

Onde:

- CE = consumo estimado em m^3 /dia;
- IC = índice médio de consumo energético por trabalhador em 10^3 tep; e

- PO = pessoal ocupado

A divisão por 360 é a transformação de dados anuais para dados diários. Multiplica-se por mil, pois os valores de IC estão em mil tep. A multiplicação por 1.136 faz a conversão de tep para m³.

Portanto, podemos calcular o potencial de uma determinada empresa, multiplicando o consumo por trabalhador do setor com o número de trabalhadores da empresa. Dessa forma, podemos calcular o potencial para uma determinada empresa, ou para empresas de um determinado setor, ou por empresas de uma determinada cidade ou região de interesse.

Como exemplo, utilizamos o Cadastro Industrial de Minas Gerais – 2013. As indústrias do Cadastro estão divididas em pequenas (menos de 50 empregados), médias (entre 50 e 250 empregados) e grandes (mais de 250 empregados).

As indústrias do Cadastro não estão divididas por grandes setores, mas por subsetores. Dessa forma, foi necessária uma organização prévia dos dados, reagrupando as indústrias conforme grandes setores industriais. Abaixo, na tabela 15, resume-se o trabalho realizado neste sentido. Os setores de Cimento, Cal e Ferroligas não precisaram ser reorganizados, por já estarem divididos satisfatoriamente no Cadastro Industrial. Essa organização foi necessária para que os setores ficassem distribuídos da mesma forma que os do Balanço Energético.

Tabela 15 – Classificação dos setores do Cadastro Industrial de Minas Gerais

Siderurgia	Mineração e pelotização	Não-ferrosos e outros da metalurgia	Química	Alimentos e bebidas	Têxtil	Papel e celulose	Cerâmica e Vidro
Aço	Extração (ardósia)	Metalurgia	Cosmético	Abate	Fiação/Tecidos	Celulose	Cerâmica
Arame (aço)	Extração (grafite)	Alumínio	Fertilizantes	Açúcar	Fralda	Embalagens (papéis)	Vidro
Tubos de Aço	Extração (minério de metais preciosos)	Fundição	Medicamentos	Alimento	Têxtil	Papel	
Ferrogusa	Extração (não- metálicos)		Produto de Limpeza	Avicultura			
Siderurgia	Extração (ouro)		Produtos Químicos	Bebidas			
	Mineração		Tintas	Café			
			Vacina	Laticínios			
			Plástico				
			Embalagens (plástico)				

Fonte: Elaboração Própria.

Nessa etapa de organização dos dados, excluimos da análise as empresas de setores industriais que não apresentam consumo significativo de gás natural, por não serem relevantes na estimativa de demanda de gás natural. O Cadastro Industrial também fornece informações das empresas fornecedoras de serviços, que foram excluídas da análise, por não serem consumidoras significativas de gás natural. Na tabela 16 abaixo estão listados os setores que foram excluídos da análise.

Tabela 16 – Setores do Cadastro Industrial de Minas Gerais excluídos do modelo

Montagem Industrial	Construção Industrial	Tabacaria	Equipamento Hidrômetro	Vagões Ferroviários
Ar condicionado	Consultoria Informática	Serraria	Equipamento Hospitalar	Embalagens (metálico)
Artefatos de Madeira	Demolição	Madeira	Equipamento Industrial	Caldeiraria
Automação	Energia Elétrica (construção de redes)	Casa pré-fabricada	Equipamento Informática	Armamento
Brinquedo	Gráfica	Aeronave	Equipamentos Telecomunicações	Estruturas Metálicas
Couro	Informática	Artefatos de Concreto	Fio/Condutor Elétrico	Gás GLP
Borracha	Instalação Elétrica	Petróleo e Gás	Máquinas e Equipamentos	
Calçados	Isolamento Térmico	Álcool	Material de Construção	
Colchão	Jornal	Carvão Vegetal	Material de Escritório	
Confecção	Limpeza	Tubos de Plástico	Material Elétrico	
Conservação/Limpeza	Linhas de Transmissão	Usina Sucroalcoleira	Mecânica Industrial	
Construção (água e esgoto)	Manutenção Automotiva	Automóveis	Moagem	
Construção (barragens)	Manutenção e Reparação (aeronaves)	Componente Automotivo	Mola	
Construção (fundações)	Manutenção Elétrica	Acessório Automotivo	Peça Automotiva	
Construção (rodovias e ferrovias)	Manutenção Industrial	Eletrodoméstico	Saneamento	
Construção (terraplanagem)	Manutenção/Equipamento	Eletrônicos	Telecomunicação	
Construção (urbanização)	Sondagem	Equipamento de medição	Transformador	
Construção Civil	Móvel	Equipamento Elétrico	Usinagem	

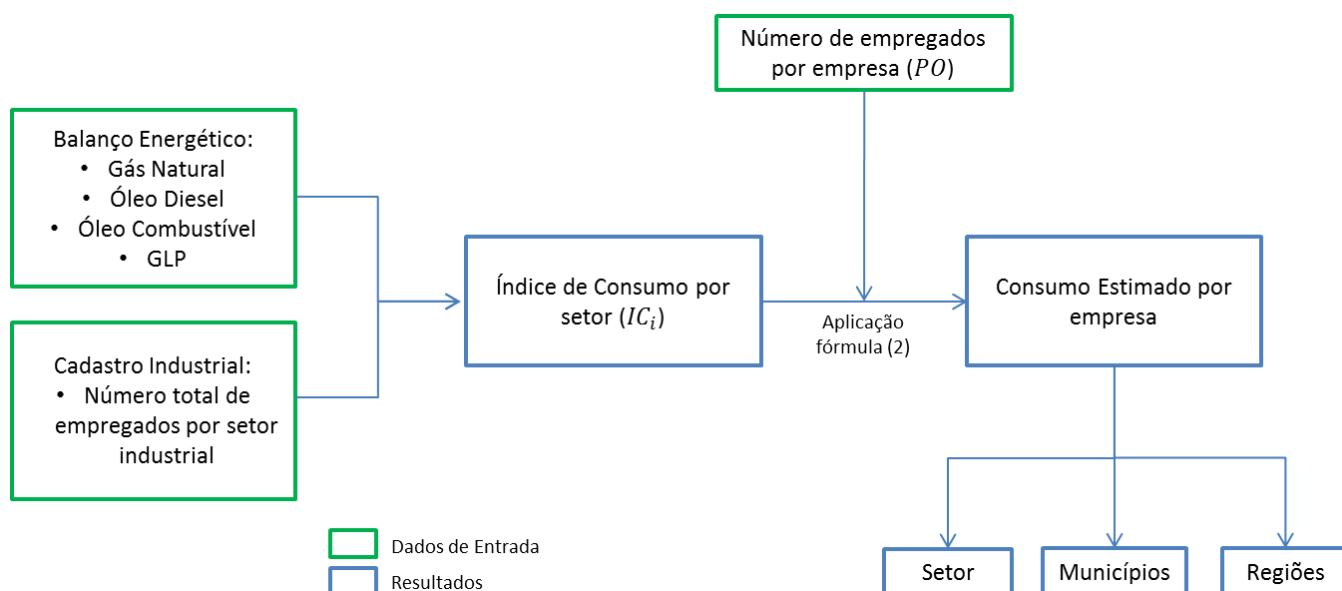
Fonte: Elaboração Própria.

Após reagrupar as empresas pelos setores, fizemos o cálculo do consumo energético por trabalhador para cada setor e, baseados nesse resultado, calculamos o potencial de consumo para cada empresa, considerando 100% de substituição do GLP, óleo combustível e óleo diesel pelo gás natural. Por mais que tais substituições dependam de outros fatores, como o preço dos energéticos, a ideia do modelo é mostrar qual o potencial máximo de consumo de gás natural, mesmo que estes possam ser valores teto de consumo de gás natural. Os resultados devem ser interpretados como potencial de consumo em um cenário de política de preços favorável ao gás natural.

No esquema abaixo (Figura 6), a metodologia do modelo fica mais clara. Iniciamos o processo contabilizando os dados de consumo do Balanço Energético para o Gás Natural,

Óleo Diesel, Óleo Combustível e GLP para cada setor industrial. Posteriormente, com os dados do Cadastro Industrial, somamos o número total de empregados em cada setor industrial. Com base nessas duas informações, calcula-se o índice médio de consumo energético por setor, IC_i na fórmula (2). Para calcularmos o Consumo Estimado por empresa, devemos aplicar a fórmula (2) para cada empresa de acordo com o IC_i do setor e o número de empregados da empresa. Dessa forma, tendo calculado o Consumo Estimado de cada empresa do Estado, podemos agregar os resultados da forma desejada, ou por setor industrial, ou por município ou região de interesse.

Figura 6 – Esquema da Metodologia do Modelo do Cadastro Industrial



Fonte: Elaboração Própria.

3.3 Conclusão

Os modelos apresentados foram desenvolvidos com o objetivo de trazer uma nova perspectiva para a literatura de modelos de demanda de gás natural no Brasil. O modelo GEE-Matriz utiliza o Balanço de Energia Útil e, portanto, leva em consideração a questão dos diferentes rendimentos energéticos e os diferentes usos do gás natural em todos setores industriais, trazendo uma projeção de longo prazo para diferentes cenários de substituição dos energéticos pelo gás natural.

O modelo do Cadastro Industrial traz uma perspectiva bastante localizada, permitindo a estimativa do potencial para o consumo de gás natural em áreas específicas de interesse, considerando a substituição dos demais energéticos pelo gás natural.

O interessante é a utilização dos dois modelos conjuntamente. Enquanto o modelo GEE-Matriz revela um potencial para demanda industrial dentro de um horizonte de tempo num determinado Estado, o modelo do Cadastro Industrial revela qual a localização exata desse potencial nesse Estado. Usados conjuntamente, podem servir como indicação para a expansão do mercado e infraestrutura para uma determinada região levando o gás aos potenciais consumidores. Ou seja, são modelos relevantes nos estudos de monetização do gás natural com foco no setor industrial.

Capítulo 4 – Resultados e Discussão

Neste capítulo apresentaremos os resultados dos modelos apresentados no capítulo 3 para o caso específico de Minas Gerais. O Estado foi escolhido com base em algumas indicações de que existe potencial tanto de oferta quanto de demanda para o gás natural, as quais serão discutidas no início do presente capítulo. Posteriormente, após justificar nossa escolha, apresentaremos os resultados dos modelos GEE-Matriz e do Cadastro Industrial para o caso específico de Minas Gerais.

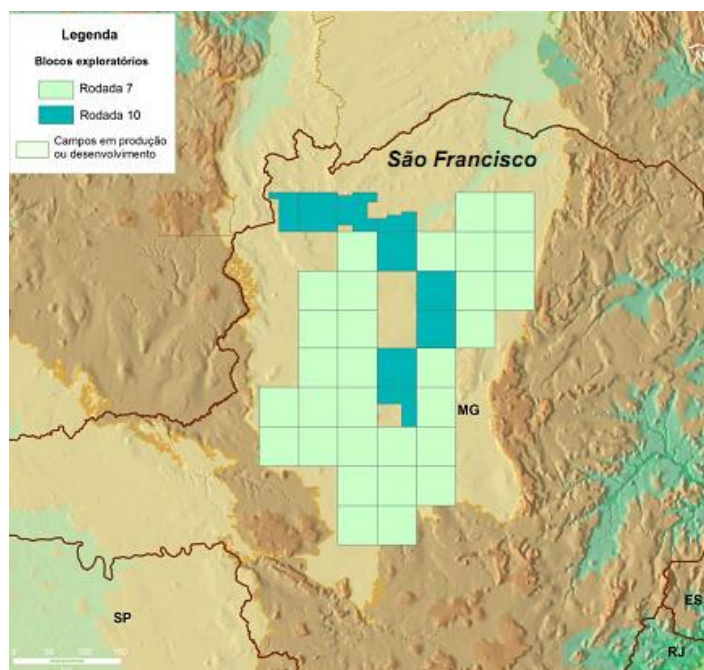
4.1 A economia mineira de gás natural

O mercado de gás natural de Minas Gerais foi o escolhido para exemplificar a aplicação dos modelos apresentados. A escolha do Estado se deu pela importância e elevado potencial tanto de oferta quanto de demanda de gás natural.

Pelo lado da oferta, o Estado de Minas Gerais vem sendo explorado por diversas empresas e os resultados apresentados são, em geral, positivos. As descobertas são na Bacia do São Francisco, a qual está localizada na região norte do Estado de Minas Gerais. Os blocos exploratórios da Bacia de São Francisco estão representados na Figura 7. São 39 blocos exploratórios que foram negociados na sétima e na décima rodada de licitações da ANP, em 2005 e 2008, respectivamente. Existem indícios de que o gás natural da Bacia de São Francisco é do tipo não-convencional¹⁸, gás inédito no país.

¹⁸ O gás não-convencional se encontra em reservatórios de difícil acesso (em geral mais profundos), tornando-se economicamente menos atrativo. São gases aprisionados em rochas de baixa porosidade e permeabilidade. Com a evolução da tecnologia disponível para extração de gás, os reservatórios não-convencionais vem se tornando convencionais com os novos processos e técnicas. O gás não convencional deve ser explorado de maneira distinta que a feita nas reservas convencionais. O fraturamento hidráulico e os poços horizontais devem ser utilizados nesse caso, com a finalidade de romper as rochas reservatórios nas quais o gás está inserido.

Figura 7 - Mapa dos Blocos Exploratórios da Bacia do São Francisco



Fonte: Chambriard (2012)

A principal operadora da Bacia do São Francisco é a Petra Energia S.A., possuindo 24 blocos exploratórios na área. Os campos ainda estão em fase de exploração, mas a empresa espera que a produção de gás não-convencional se inicie a partir de 2015. A Petra encontrou indícios de gás não-convencional em dez dos 14 poços que perfurou na Bacia de São Francisco, o que reflete o potencial da região. A empresa pretende começar a testar o *fracking* nos poços com indícios de gás não-convencional, a partir de abril de 2013, sendo a pioneira nesse tipo de tecnologia no Brasil.

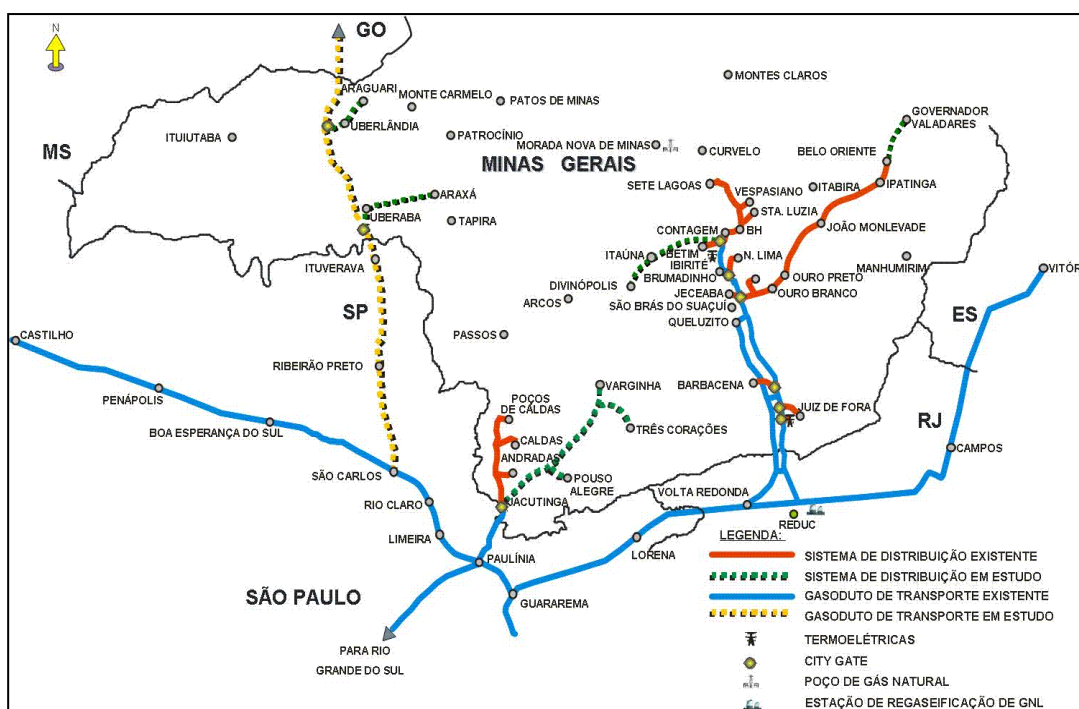
Além da Petra, o restante dos blocos exploratórios está dividido entre a Petrobras (4 blocos), IMETAME (3), CISCO (1), Orteng (2) e Shell (5). As demais empresas não estão em uma fase tão avançada de exploração, quando comparado à Petra.

Nosso interesse no Estado de Minas Gerais é justificado também pelos estudos realizados pela EPE no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022. Na análise realizada pela instituição, existe um gasoduto com probabilidade de proposição que liga o norte do Estado à Belo Horizonte. A proposta do gasoduto leva em consideração fatores de oferta e demanda. Pela ótica da demanda, o Estado de Minas Gerais se mostrou dentro dos requisitos necessários para proposição, apesar de não especificar valores de potencial de demanda de gás natural. Pela ótica da

oferta, os recursos da Bacia de São Francisco ainda são considerados contingentes, de forma que não tem declaração de comercialidade. Portanto, atualmente, o único impeditivo na construção do gasoduto é a oferta não estar garantida.

Atualmente, o fornecimento de gás natural em MG é feito principalmente por gasodutos que ligam o Rio de Janeiro à Região Metropolitana de Belo Horizonte. O fornecimento no Sul do Estado é proveniente do Gasbol. Na Figura 8, pode-se visualizar a rede de distribuição de gás natural no Estado. O fornecimento de gás é escasso e não atende a grandes consumidores de regiões importantes de MG, como o Triângulo Mineiro (Uberaba, Araxá e Uberlândia). Com base na escassez de distribuição de gás natural, acreditamos que exista grande potencial de consumo no Estado. O gás natural poderia substituir o óleo combustível, o GLP, o carvão vegetal e a lenha dessas indústrias, caso os preços fossem competitivos.

Figura 8 – Mapa de gasodutos de Minas Gerais - 2013

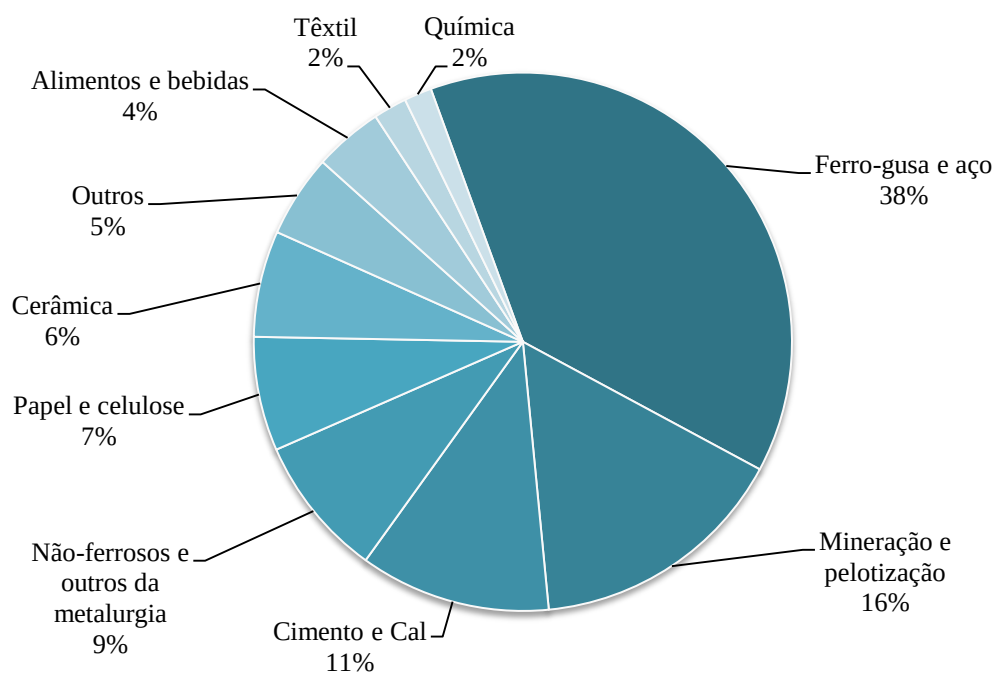


Fonte: Gamisg, 2013.

O mercado industrial de gás natural em 2012 de Minas Gerais está representado no Gráfico 19 abaixo. Nota-se a predominância do setor de Ferro-gusa e Aço, correspondendo a 38% do consumo de gás natural no Estado. Em seguida temos o setor de Mineração e Pelotização com 16% do consumo total e Cimento e Cal com 11%.

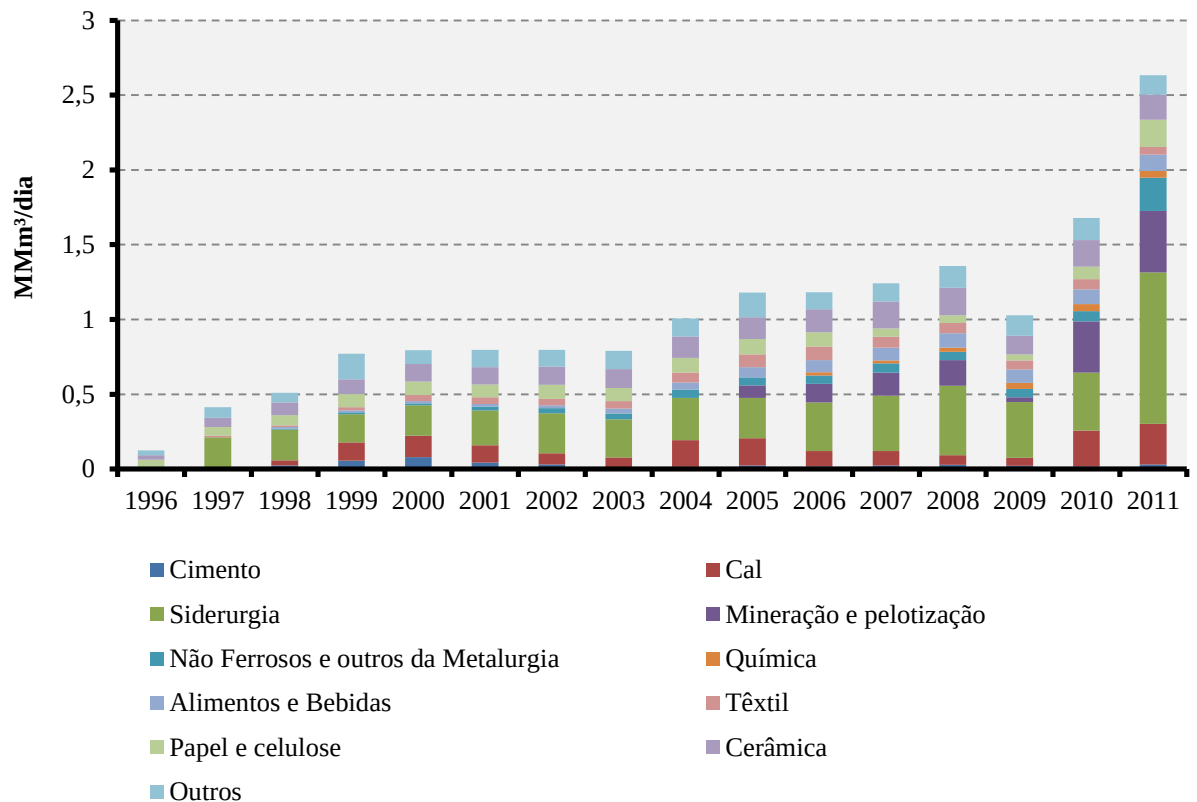
No Gráfico 20, podemos observar a evolução histórica do mercado de gás natural no Estado. Nota-se o crescimento da indústria siderúrgica no Estado, apresentando uma forte elevação de consumo de gás natural em 2011.

Gráfico 19 – Principais indústrias consumidoras de gás natural em Minas Gerais – 2012 (%)



Fonte: Elaboração Própria com dados do Balanço Energético de Minas Gerais (2012).

Gráfico 20 - Consumo Industrial de gás natural – 1996 a 2011 (MMm³/dia)

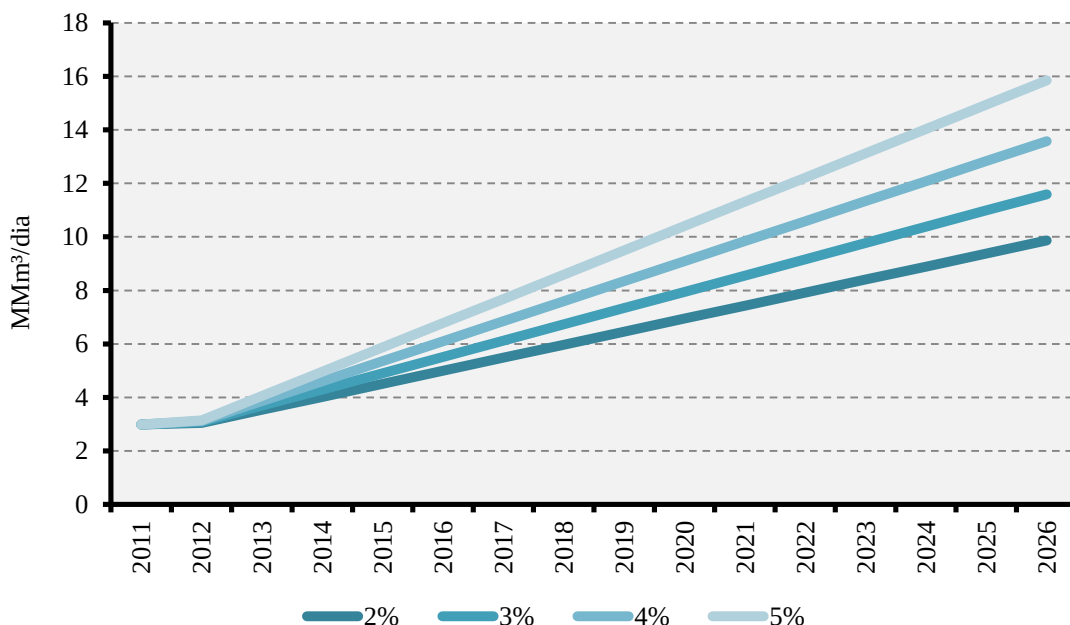


Fonte: Elaboração Própria com dados do Balanço Energético de Minas Gerais (2012).

4.2 Resultados do Modelo GEE-Matriz

Os resultados do modelo GEE-Matriz para Minas Gerais são apresentados a seguir. Primeiramente, buscamos testar diferentes cenários de crescimento do PIB juntamente com o cenário de substituição de US\$ 14/MMBtu (Gráfico 21). No cenário mais otimista de crescimento (5% a.a.), a demanda industrial de gás natural alcança 15,8 MMm³/dia em 2026, mais que cinco vezes a demanda atual de gás natural de Minas Gerais. No cenário mais pessimista (2% a.a.), a demanda de gás natural alcança o patamar de 9,8 MMm³/dia.

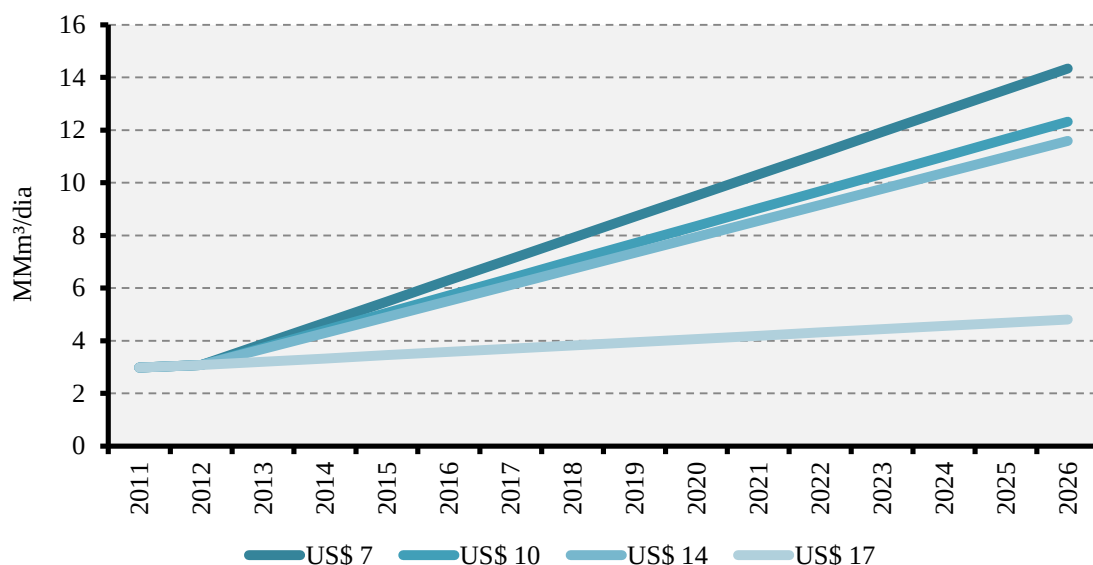
Gráfico 21 – Demanda industrial de gás natural com diferentes cenários de crescimento do PIB – 2%, 3%, 4% e 5% a.a. (cenário de substituição de US\$ 14/MMBtu) – MMm³/dia



Fonte: Elaboração Própria.

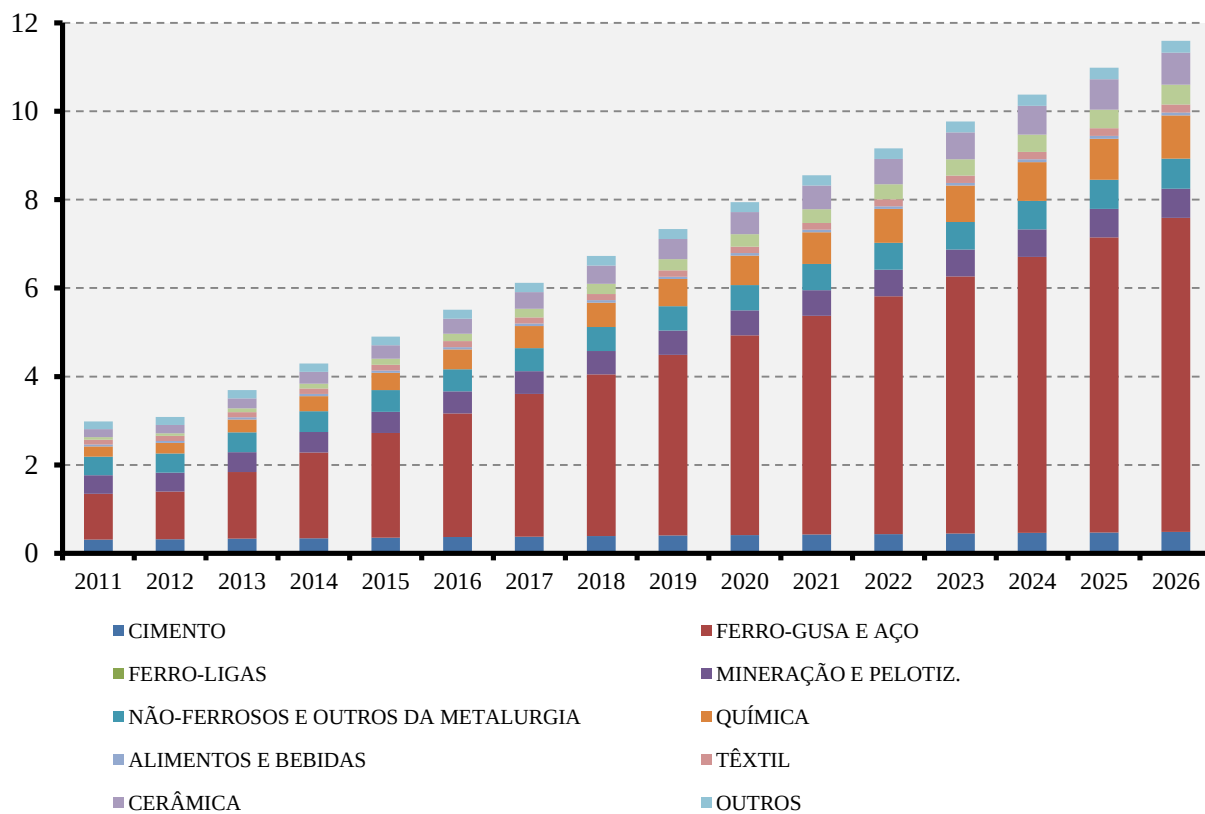
Outro exercício realizado com o modelo GEE-Matriz está representado no Gráfico 22. Neste testamos diferentes cenários de substituição para o gás natural, com um crescimento de PIB de 3% a.a. No cenário mais competitivo, a demanda industrial por gás natural chega a 14,3 MMm³/dia, enquanto no cenário de US\$ 17/MMBtu, o consumo alcança o patamar de 4,8 MMm³/dia, representando apenas o crescimento vegetativo do mercado. No gráfico 23 abaixo, temos a estimativa de demanda de gás natural por setor, no cenário de US\$ 14/MMBtu e considerando crescimento do PIB de 3%. Pode-se observar a importância do setor de Ferro-gusa e Aço no mercado mineiro, no horizonte previsto.

Gráfico 22 – Demanda de gás natural com diferentes cenários de preço – US\$ 7, US\$ 10, US\$ 14 e US\$ 17 por MMBtu (crescimento de 3% a.a.) – MMm³/dia



Fonte: Elaboração Própria.

Gráfico 23 – Demanda de gás natural por setor com crescimento de 3% a.a e preço de US\$ 14/MMBtu – MMm³/dia



Fonte: Elaboração Própria.

4.3 Resultados do Modelo de Cadastro Industrial

Nesta seção, apresentaremos os resultados do modelo para grandes empresas (mais de 250 empregados) para Minas Gerais. Foram contabilizadas 250 empresas de grande porte de setores industriais com potencial para consumo de gás. É importante ressaltar que o resultado apresentado inclui todas as empresas de grande porte de Minas Gerais, isto é, inclui as indústrias atendidas e as não atendidas pela empresa distribuidora de gás natural, a Gasmig.

Na tabela 17 abaixo, pode-se conferir os resultados para tais setores. Apresenta-se o número total de Empregados para cada setor, o Consumo Anual por Trabalhador (IC), que é calculado fazendo-se a divisão do total energético consumido no setor pelo número de trabalhadores em tal setor. Na última coluna temos o Consumo Estimado em m³/dia, calculado conforme fórmula (1).

Tabela 17 – Resultado do Modelo do Cadastro Industrial para Grandes Indústrias em Minas Gerais

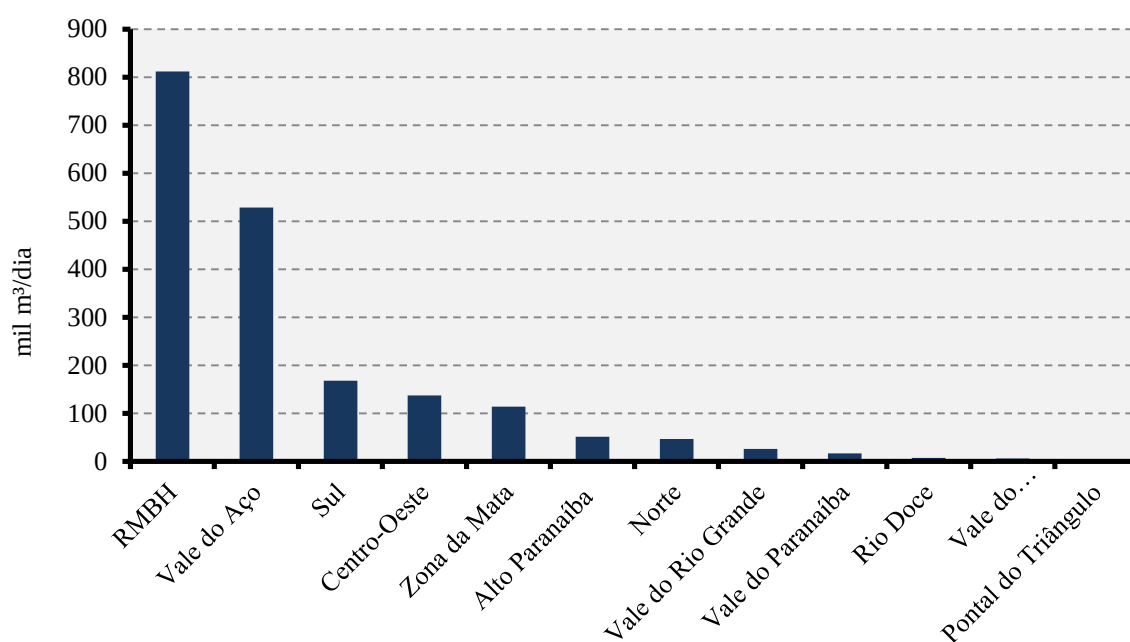
Item	Empregados	Consumo Anual por Trabalhador (em 10 ³ TEP)	Consumo estimado (m ³ /dia) – CE
Cal	323	0,0926	94.374
Siderurgia	33.889	0,0056	598.856
Mineração e pelotização	24.652	0,0075	583.806
Não-ferrosos e outros da metalurgia	12.276	0,0022	85.222
Química	17.195	0,0015	81.389
Alimentos e bebidas	55.579	0,0007	122.767
Têxtil	20.941	0,0028	185.025
Papel e celulose	4.218	0,0071	94.501
Cerâmica	4.024	0,0055	69.299
TOTAL	180.033		1.915.244

Fonte: Elaboração Própria.

Percebe-se a grande relevância dos setores siderúrgico e de mineração, confirmando os dados apresentados anteriormente, sendo estes alguns dos setores com maior consumo anual de gás natural por trabalhador. O setor com maior consumo é o de cal, mas que representa pouco no consumo estimado, devido os relativamente poucos empregados do setor. Isso se deve ao fato de que, em Minas Gerais, a indústria de cal é caracterizada por possuir mais empresas de pequeno e médio porte, não incluídas na estimativa realizada no presente trabalho.

No Gráfico 24, apresenta-se o consumo estimado por diferentes regiões de Minas Gerais. O maior consumo está na Região Metropolitana de Belo Horizonte com aproximadamente 811 Mm³/dia, onde estão concentradas a maior parte das empresas e da população mineira. O Vale do Aço apresenta o segundo maior consumo dentre as regiões, pois se trata de uma região onde se encontram as maiores indústrias siderúrgicas e metalúrgicas do Estado.

Gráfico 24 – Consumo Estimado para Indústrias de grande porte por Regiões de Minas Gerais – (mil m³/dia)

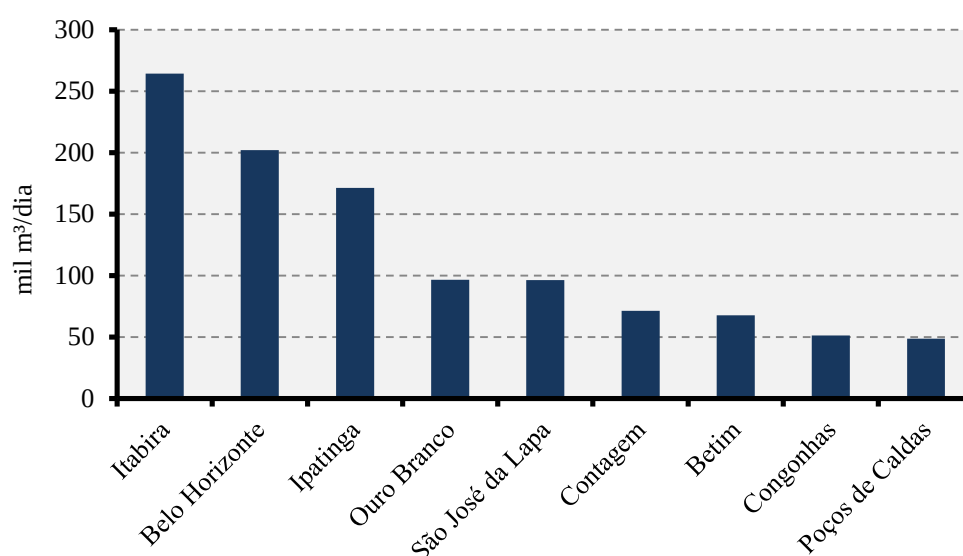


Fonte: Elaboração Própria

Os resultados podem ter maior especificidade, como demonstrado na Gráfico 25, na qual temos os 10 maiores consumos estimados por Municípios. O Município de maior consumo estimado é o de Itabira, o qual se localiza no Vale do Aço, com aproximadamente 264 mil m³/dia. Esse consumo corresponde a apenas uma empresa de mineração de grande

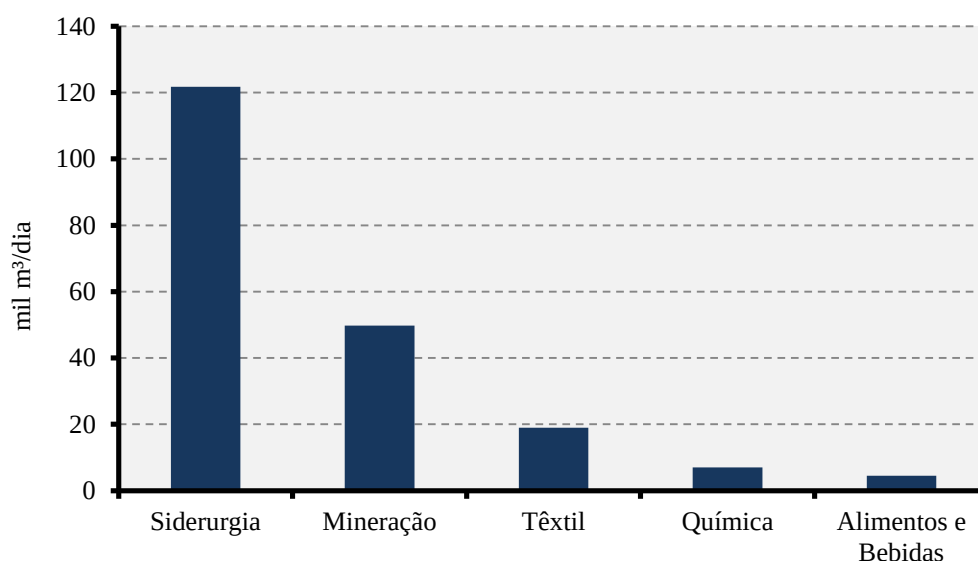
porte. O segundo município de maior consumo estimado é Belo Horizonte (BH), capital de Minas Gerais, com aproximadamente 202 mil m³/dia. Em BH foram contabilizadas 15 empresas de grande porte com potencial para demanda de gás natural. Os setores industriais destas estão representados na Gráfico 26, na qual se pode observar que o setor siderúrgico é o de maior relevância na estimativa dentre as empresas do Município, com consumo estimado de 121 mil m³/dia.

Gráfico 25 – Consumo Estimado para Indústrias de grande porte nos 10 maiores municípios de Minas Gerais – (mil m³/dia)



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 26 – Consumo Estimado por setores de indústrias de grande porte para o Município de Belo Horizonte – (m³/dia)



Fonte: Elaboração Própria

Com os resultados apresentados nesta seção, pode-se vislumbrar o poder do modelo aqui apresentado. As estimativas de consumo podem ser realizadas em diversos níveis: estadual, regional, municipal; podendo cada nível ser subdividido em setores industriais. Além disso, por utilizarmos o Cadastro Industrial, temos a informação de cada indústria dos setores analisados. Portanto, sabe-se exatamente quais empresas compõem as estimativas de consumo de gás natural, informação que pode ser bastante útil para os agentes do mercado de gás natural.

O exemplo aqui apresentado contemplou apenas as indústrias de grande porte. Para uma estimativa mais consistente, pode-se expandir a base de dados para as médias e pequenas empresas.

4.4 Conclusão

Neste capítulo, apresentamos os resultados dos modelos GEE-Matriz e de Cadastro Industrial para o mercado de Minas Gerais. A escolha do mercado foi justificada pela importância e potencial do mercado de gás natural no Estado. Como apresentado anteriormente, existe potencial tanto para oferta quanto para demanda em MG.

Minas Gerais possui uma escassa rede de transporte e distribuição de gás natural, não havendo escoamento para a maior parte do Estado. Portanto, é interessante ter em mãos uma ferramenta que possa indicar para onde o investimento na expansão deveria estar focado. Evidentemente, os modelos não estão limitados à Minas Gerais, podendo ser replicado para qualquer Estado ou a nível nacional.

CONCLUSÃO

Nesta dissertação buscamos discutir diversos aspectos metodológicos da previsão de demanda do gás natural. Ficou claro que o mercado brasileiro apresenta certas especificidades que impedem uma comparação com demais países e metodologias, sendo, portanto, essencial a construção de um modelo que considere as características do Brasil. Uma especificidade importante é a condição jovem do mercado de gás brasileiro. Até os anos 2000, o gás era escasso e pouco presente na matriz energética. O gás natural só veio a ter importância após a inauguração do Gasbol. Ou seja, o país não tem uma tradição neste mercado, como, por exemplo, o mercado americano.

Outro aspecto discutido foi a escassez de literatura para previsão da demanda de gás natural, justificada pelas dificuldades de adaptar os modelos existentes ao mercado brasileiro. Apresentamos a bibliografia existente e, ademais, discutimos os métodos utilizados pelo governo na previsão da demanda de gás natural. Chegamos à conclusão que os modelos tradicionais, como os estatísticos e econométricos, não são aconselháveis para o caso específico do Brasil, pois estes se utilizam do comportamento da série histórica de demanda para projetá-la. Demonstramos que o mercado brasileiro de gás natural, por seu caráter jovem, apresenta uma série histórica muito curta com alto crescimento a partir dos anos 2000, com a inauguração do Gasbol. Apesar de não ser um grande impeditivo para a elaboração de modelos econométricos, para fins de planejamento de longo prazo, tais modelos se mostram mais limitados e de difícil utilização.

Uma segunda conclusão é que a metodologia de previsão de demanda de gás deve levar em consideração o preço do gás natural frente seus concorrentes, por ser um fator crucial para o mercado. Um modelo desvinculado desse fator não é coerente com o funcionamento da indústria de gás natural. Para o caso do Brasil, em que o preço é determinado pela Petrobras e não pelos fluxos de oferta e demanda, o ideal é criar cenários para o preço de gás que se refletem em substituições dos energéticos no mercado.

O ideal para as questões de investimento em infraestrutura do mercado de gás natural, seria a elaboração de uma metodologia consistente que trouxesse como resultado previsões de longo prazo. Como discutido, os investimentos no mercado de gás demandam grande planejamento, pois exigem alta quantidade de capital e longo período de maturação.

Portanto, para que a decisão de investimento seja feita, é importante que se tenha algum nível de certeza nas previsões de longo prazo do mercado de gás natural.

Nesta dissertação, concluímos que os modelos utilizados pelo governo podem ser aperfeiçoados para que se diminuam as incertezas no mercado de gás natural. A metodologia atualmente utilizada pela EPE vem apresentando erros sistematicamente em suas previsões ao longo dos anos, como vimos anteriormente na análise sobre o PDE. Os resultados podem conter erros devido à possibilidade de viés de informação, uma vez que os dados utilizados para projeção são fornecidos unicamente pelas distribuidoras de gás natural. Portanto, é essencial que o método utilizado pelo governo seja aprimorado com o intuito de servir como base para as decisões de investimento do mercado.

Por fim, um dos objetivos da dissertação era apresentar dois modelos para previsão de demanda industrial de gás natural. O modelo GEE-Matriz faz a projeção do potencial de demanda industrial de gás natural para o futuro com base em diferentes cenários de preço e, conseqüentemente, diferentes condições de substituição, levando-se em consideração os rendimentos dos energéticos. Por mais que a projeção seja feita com base em cenários, sendo alguns casos extremos (17 e 7 US\$/MMBtu), os resultados podem servir de balizadores para o futuro do mercado, indicando quais setores tem maior possibilidade de crescimento. Outra vantagem é que o modelo pode ser utilizado tanto a nível nacional quanto a nível estadual, fornecendo uma visão mais regionalizada do mercado.

O modelo de Cadastro Industrial é interessante pela possibilidade de enxergar o potencial de demanda a um nível individual nas indústrias consumidoras de gás natural, podendo-se agregar os resultados por setor industrial, município ou região do Estado de interesse. O resultado serve como um indicador da localização da demanda industrial potencial, sendo uma informação de extrema relevância para os estudos de monetização do gás natural.

A utilização dos dois modelos simultaneamente pode trazer significantes resultados a nível regional. Enquanto o modelo GEE-Matriz revela um potencial para demanda industrial dentro de um horizonte de tempo, o modelo do Cadastro Industrial revela qual a localização exata desse potencial nesse Estado. Os resultados provenientes dos dois modelos podem servir como indicação para a expansão do mercado e da infraestrutura necessária para uma determinada região, o que poderia viabilizar o gás a

novos consumidores. Ou seja, são modelos relevantes nos estudos de monetização do gás natural com foco no setor industrial.

O caso de Minas Gerais foi analisado devido às condições favoráveis potenciais desse mercado. O mercado de gás natural do Estado é promissor, mas apresenta importantes obstáculos para seu desenvolvimento. A escassa infraestrutura de transporte e distribuição de gás natural é um dos mais relevantes, dado que se concentram basicamente na região metropolitana do Estado. Tem-se buscado avançar nessa questão, dado que existe o plano de construir-se um gasoduto para atender o Triângulo Mineiro e que o PEMAT levou em consideração o estudo de um gasoduto que atenda as necessidades de escoamento do gás da Bacia do São Francisco. No entanto, a evolução das questões que envolvem a construção destes gasodutos é lenta, em parte devido à dificuldade de se prever a evolução da demanda e seu potencial de crescimento via substituição de outros energéticos.

O problema de infraestrutura no mercado de gás natural é uma questão nacional, não apenas de Minas Gerais. Os gasodutos são escassos no país como um todo, favorecendo, em sua maioria, apenas a costa do país. Os modelos apresentados podem indicar quais locais não atendidos por gasodutos podem apresentar demanda potencial relevante que justifique os investimentos em infraestrutura para expansão, promovendo o mercado de gás natural.

A literatura nacional a respeito da modelagem para projeções de demanda de gás natural é bastante escassa e essa dissertação foi uma tentativa de trazer uma nova perspectiva metodológica. Evidentemente, o campo de estudo é amplo e ainda pode ser bastante explorado. Uma questão que poderia ser mais desenvolvida é a expansão do escopo da presente dissertação com a inclusão dos outros segmentos consumidores, como o residencial, comercial e automotivo. A modelagem para estes segmentos precisa levar em consideração diversos fatores que não foram discutidos aqui, como, por exemplo, o fato da sazonalidade proveniente das mudanças de temperatura.

Outro ponto interessante a ser desenvolvido é o teste dos modelos aqui apresentados vis-à-vis modelos tradicionais, a fim de demonstrar sua melhor adequação ao caso brasileiro. Ademais, o desenvolvimento de um modelo de redes neurais para previsão de demanda no Brasil pode trazer enriquecimento à literatura nacional sobre o tema, dado que este ainda não foi explorado.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, E. F; COLOMER, M. (2013) *Indústria do Gás Natural. Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Synergia: FAPERJ IE/UFRJ e UFF. Rio de Janeiro
- ALMEIDA, E. F et al (2012). *Impactos Econômicos da Competitividade do Gás Natural - Relatório Executivo*.
- ALMEIDA, E.; COLOMER, M. (2012) *Apresentação: Gás Não-convencional: Desenvolvimento e Perspectivas*, UFRJ.
- ANISIE, A. (2014) *Natural Gas Pricing and Competitiveness: The Impact of Natural Gas Prices upon the industry's dynamics*. Master Thesis: UFRJ.
- ANP. (2013) *Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural – Novembro 2013*.
- ANP. (2013) *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*.
- ANP. (2012) *Apresentação: Reservas Brasileiras de gás convencional e Potencial para gás não convencional*.
- ANP. (2010) *O gás natural liquefeito no Brasil*. Séries Temáticas nº 4.
- ANP (2010). *Gás Natural não-convencional*. Nota Técnica nº 09/2010-SCM.
- BALESTRA P, NERLOVE M. (1966) *Pooling cross section and time series data in the estimation of a dynamic model: the demand for natural gas*. *Econometrica* 1966;34(3):585–612.
- CEMIG. (2012) *Balanco Energético do Estado de Minas Gerais 2012 – ano base 2011*.
- CHAMBRIARD, M. (2011) *Apresentação: Potencial petrolífero dos estados brasileiros*, ANP.
- CNI. (2010) *A indústria e o Brasil – Gás Natural: uma proposta de política para o país*. Brasília.
- DERIMEL, O. F. et al. (2012) *Forecasting natural gas consumption in Istanbul using neural networks and multivariate time series methods*. *Turk J Elec Eng & Comp Sci*, Vol.20, No.5, 2012. Tubitak

EIA. (2011) *World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States*, Washington DC.

EPE. (2012) *Plano Decenal de Expansão de Energia 2022*.

EPE. (2013) *Balanço Energético Nacional 2013 (ano base 2012)*.

EPE (2014). *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2013-2022*.

FILGUEIRAS, M. (2009) *A política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero*. 2009. 163 f. Dissertação (Mestrado) – Departamento de Instituto de Economia, UFRJ, Rio de Janeiro.

FIRJAN. (2011) *Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil? Estudo para o desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro*, nº 9.

FRITSCH, W. (2012) *O futuro do Gás Natural - Desafios do Gás Não-Convencional para Empresas Independentes*. Petra Energia S.A.

GALP ENERGIA. (2011) Disponível em: <
<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/ConhecerGalpEnergia/Os-nossos-negocios/Gas-Power/Gas-Natural/Paginas/Cadeia-de-valor.aspx> > Acessado em 01/02/2014.

GROENENDAAL, W. J. H. (1998) *The Economic Appraisal of Natural Gas Projects*. Oxford: Oxford University Press.

HERBERT, J. H. et al. (1986) *A Statistical Evaluation of Aggregate monthly industrial demand for Natural Gas in the USA*. Energy Vol. 12, pg. 1233.

HSU C.C. & CHEN C. Y. (2003) *Applications of improved grey prediction model for power demand forecasting*. Energy Conversion and Management 44, 2003.

IMAM A, STARTZMAN RA, BARRUFET MA. (2004) *Hubbert – 6: multicyclic Hubbert model shows global conventional gas output peaking in 2019*. Oil Gas J; 102(31):20–8.

IEA. (2009) *World Energy Outlook 2009*.

IEA (2002) *Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*. France

KAZEMI et al. (2011) *A Markov Chain Grey Forecasting Model: A case study of energy demand of industry sector in Iran*. 3rd International Conference on Information and Financial Engineering IPEDR vol. 12 (2011) IACSIT Press, Singapore.

KPMG GLOBAL ENERGY INSTITUTE. (2011) *Shale Gas – A Global Perspective*, 2011.

MA H, WU Y. (2009) *Grey predictive on natural gas consumption and production in China*. In: Proceedings of the 2009 2nd Pacific–Asia conference on web mining and web-based application, WMWA 2009; p. 91–4. Article number 5232475.

MACHADO, E. L. (2012) *Economia de baixo carbono: Avaliação de Impactos de restrições e perspectivas tecnológicas: Petróleo e Petroquímica*. São Paulo.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2013). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição n 81, dez/2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2005). Balanço de Energia Útil - 2005.

MONTES, P. M. F. (2000) *O potencial de consumo de gás natural pelo setor industrial no Brasil*. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético, UFRJ.

NAGY E. M. (1996) *Demand for natural gas in Kuwait: an empirical analysis using two econometric models*. Int J Energy Res; 20(11):957–63.

PASSOS, M. F. S. A., SILVEIRA R. & CECCHI, J. C. (1995) *O equilíbrio de Oferta e Demanda de gás natural no Estado do Rio de Janeiro*. Revista Brasileira de Energia, Vol. 4.

PINDYCK, R. S. & RUBINFELD, D. L. (2006) Microeconomia. Sexta edição – São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2006

PINTO, H. JR. et al. (2007) *Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Rio de Janeiro, Editora Campus, 2007

SANCHEZ-ÚBEDA E. F., BERZOSA A. (2007) *Modelling and Forecasting industrial end-use natural gas consumption*. Energy Economics 29 (2007) 710-742.

SANTOS, E. M. et al (2002) *Gás Natural: Estratégias para uma energia nova no Brasil*. São Paulo: Annablume, 2002.

SILVA, S. C. (2003) *Alternativas para a previsão de demanda de gás natural: um estudo orientado ao Estado do Rio Grande do Sul*. Tese de Doutorado em Engenharia de Produção, UFRGS.

SOLDO, B. (2012) *Forecasting Natural Gas Consumption*. Applied Energy, 92. 26 – 37.

SUYKENS J, ET AL. (1996) *Modelling the Belgian gas consumption using neural networks*. Neural Process Lett;4(3):157–66.

VALERO A, VALERO A. (2010) *Physical geonomics: combining the exergy and Hubbert peak analysis for predicting mineral resources depletion*. Resources Conserv Recycl; 54(12):1074–83.

WARNER B., MISRA M. (1996) *Understanding Neural Networks as Statitital Tools*. The American Statistician, November 1996, Vol. 50, No. 4.