

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESENVOLVIMENTO SOCIOECONÔMICO

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL NO
MARANHÃO: possibilidades e limites a partir de 2013**

São Luís

2017

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL NO
MARANHÃO: possibilidades e limites a partir de 2013**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção de título de Mestre em Desenvolvimento Socioeconômico

Orientador: Prof. Dr. João Gonsalo Moura.

São Luís

2017

Silva, Daniele de Fátima Amorim

Transição Energética e Exploração de Gás Natural no Maranhão:
possibilidades e limites a partir de 2013 / Daniele de Fátima Amorim Silva.
– 2017

146 f.

Orientador: Prof. Dr. João Gonsalo Moura

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Pós-
Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico, 2017.

1. Gás Natural. 2. Transição Energética. 3. Competitividade.
I. Moura, João Gonsalo. II. Título

CDU 53.981 (812.1)

DANIELE DE FÁTIMA AMORIM SILVA

**TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E EXPLORAÇÃO DE GÁS NATURAL NO
MARANHÃO: possibilidades e limites a partir de 2013**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico da Universidade Federal do Maranhão como requisito para obtenção de título de Mestre em Desenvolvimento Socioeconômico

Aprovada em / /

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. João Gonsalo Moura (Orientador)
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. José Lúcio Alves Silveira
Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Antônio José de Araújo Ferreira
Universidade Estadual do Maranhão

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por ter permitido que a partir de um sopro, eu fizesse parte deste mundo, num seio de uma família grandiosa e guerreira. Tenho plena convicção de que este foi o presente mais honroso que recebi na vida.

À minha família por tudo que ela tem feito por mim desde que eu deixei a minha pequena cidade para dedicar-me aos estudos em São Luís. À minha Mãe, pelo amor, carinho e incentivo. Ao meu pai (*in memoriam*), pelos ensinamentos e por continuar olhando por nós após sua partida prematura. Aos meus irmãos, Roger, Paulo e Roberto por terem escolhido a educação como principal caminho para a superação das adversidades e pelo companheirismo de sempre. Aos meus avós, em especial à minha vovozinha querida, Gerônima (*in memoriam*) por todo amor e confiança enquanto estive conosco. Aos meus tios, padrinhos e primos, principalmente, ao Rafael pela dedicação e à Deni pela amizade desde que eu pus os pés nesta cidade.

Ao meu orientador, Gonsalo de Moura, por ter conduzido este trabalho com muita paciência e sabedoria, resgatando-me dos vales escuros que eu insistia em me esconder. Aos professores do PPGDSE pelos ensinamentos e discussões fundamentadas em sala de aula. Agradeço de forma especial, os professores Alan Vasconcelos e Lúcio Silveira pelas riquíssimas contribuições durante a qualificação desta dissertação. Ao professor Edmar de Almeida pela excelente disciplina (Dinâmica das Indústrias de Petróleo, Natural e Biocombustíveis) ministrada no PPGE-IE/UFRJ. O tempo que passei lá foi curto, mas o aprendizado foi suficiente viabilizar esta pesquisa. Não poderia deixar de agradecer à professora Marta Castilho pela acolhida e ao professor Ronald Bicalho pelas orientações sobre a questão da transição energética.

Ao meu querido namorado, Luiz ou simplesmente Lu, pelo amor, carinho, pelos incentivos desde a graduação e pela hospitalidade enquanto estive no Rio. À sua filha Rafa, pelas conversas, pelos momentos difíceis e pelas gargalhadas. À sua família, pela simpatia e pelos bons momentos.

Aos meus colegas de turma pelos ricos debates em sala de aula. Agradeço, sobretudo, à Lívia, Petra, Juliana e ao Erivam pela oportunidade que tivemos de firmar amizades para além da academia.

Ao IMESC, meu amado instituto de pesquisa, pela oportunidade de atuar como Economista, pesquisadora, contribuindo com os debates acerca do desenvolvimento do Estado do Maranhão. Agradeço de, forma especial, os meus amigos da Conjuntura: Talita, Geilson,

Anderson, Rafael, Dionatan, João, Vicente, Wiron, Marcelo, Marlana, Jainne, Gianna e Paulo pelo profissionalismo e pelos laços de amizade que temos construído nos últimos anos. Meus agradecimentos também vão para o nosso ex-diretor e amigo, Sadick Nauz, pela espiritualidade e pelos ensinamentos. Ao nosso presidente e eterno professor, Felipe de Holanda, por abrir os meus olhos desde a monografia para o tema do gás natural, possibilitando que eu desse continuidade no Mestrado. Além disso, por ter concordado juntamente com o Diretor de Estudos e Pesquisas, Frederico Burnett, com o meu afastamento durante quatro meses para cursar a disciplina do PPGE.

Aos meus amigos, Raquel e Márlon, por serem minhas referências desde a graduação. Aos meus amigos da turma 2010.1 de Economia, em especial, Geilson, Paulo Victor, Amanda, Patrícia e Iara pelo aprendizado e pelos bons momentos ao longo do curso. À Creusa, Daina, Talita Carvalho, Anatália e Juniele pelas amizades construídas no LURAGB. Às minhas amigas do Liceu, Dávylla, Mayra, Rosa e Lina por termos construídos uma relação sólida ao longo dos últimos 12 anos.

Enfim, agradeço a todos que contribuíram de alguma forma para que este momento se tornasse realidade.

“Eu aprendi
Que todos querem viver no topo da montanha,
Mas toda felicidade e crescimento
Ocorre quando você está escalando-a.”

Shakespeare

RESUMO

A importância do gás natural em termos mundiais é crescente, com destaques para sua eficiência e competitividade, a ponto de ser considerado o combustível da transição energética para uma matriz menos carbonizada. Quando se trata de transição energética, observa-se uma mudança no perfil de consumo de energia ao longo do desenvolvimento do capitalismo. O que era uma economia baseada em lenha e carvão vegetal, diante da escassez iminente dos insumos, passa a ser sustentada pelo carvão mineral, que por limitações tecnológicas cede espaço para o petróleo, talvez a fonte energética com maior força geopolítica presenciada até os dias atuais. A transição que deverá ocorrer nos próximos anos não será decorrente de escassez ou quaisquer limitações tecnológicas do petróleo, mas porque o mundo tornou-se mais exigente e está unindo esforços para que o nível de poluição, decorrente em grande parte das fontes energéticas fósseis, seja reduzido a fim de preservar o desenvolvimento futuro das nações. Nesses termos, o gás natural se lança como o combustível mais apropriado para a transição energética, tendo em vista sua característica de menos poluente, custo reduzido e elevado rendimento. No Brasil, o modelo de diversificação da matriz energética, prevendo-se o crescimento da oferta de gás natural ocorre somente no início do século XXI, exigindo um marco regulatório específico para que os agentes privados também passassem a operacionalizar a indústria e os custos decorrentes dos investimentos em ativos específicos fossem minimizados. O Maranhão passou figurar nos últimos quatro anos como polo importante de produção de gás natural, sendo beneficiado pela abertura da indústria aos agentes privados. Um dos principais questionamentos desta pesquisa se refere ao aproveitamento desse insumo no setor industrial, tendo como referência três cenários de preços na competição interenergética. Para identificar e prever a demanda de gás natural dos subsetores selecionados utiliza-se como base a metodologia GEE- Matriz, apresentada por Braga (2015) e para mensuração dos impactos ambientais, tomou-se como referência a metodologia de Montes (2000). Por fim, comprova-se que a inserção do gás natural na matriz industrial do Estado é capaz de gerar ganhos econômicos, sociais e ambientais para a população Maranhense.

Palavras-Chave: Política Energética. Transição Energética. Gás Natural. Maranhão. Indústria. Competitividade. Meio Ambiente

ABSTRACT

The importance of Natural Gas in world is growing, with highlights to its efficiency and competitiveness, reaching the point of being considered the fuel of energy transition to a less carbonized matrix. When it comes to energy transition, a change in the profile of energy consumption is can be observed throughout the development of capitalism. What was an economy based on firewood and charcoal, facing the shortage of resources becomes supplied by mineral coal, that by technological limitations gives space to oil, perhaps the energy source with greater geopolitical strength witnessed until current days. The transition that shall happen in the next years will not be due to paucity or any other technological limitations of oil, but because since the world has become more rigorous and is uniting efforts so that the pollution level, largely due to the use of fossil energy sources, can reduce in order to maintain the future development of nations. In these terms, the natural gas launches as the most appropriated fuel to energy transition, keeping in sight its property of less polluting, reduced cost and high productivity. In Brazil, the energy matrix diversification model, predicting the growth of natural gas supply happened only at the beginning of XXI century, demanding a specific regulation mark so the private agents could also operate its industry and the costs of investments in specific assets could minimize. In the last four years, Maranhão became an important hub of natural gas production, benefiting from the opening of the industry to private agents. One of main questions of this research refers to the use of this input into the industry, having as reference three scenarios of princes into the internal energy market competition. To identify and forecast demand for natural gas into the selected sub-sectors is used as basis the GEE-matrix introduced by Braga (2015) and to measure the environmental impacts is used as reference the Montes (2000) method. Finally, it is proven that the insertion of natural gas into the state's industrial matrix is capable of generating economic, social and environmental gains for the population of Maranhão.

Keywords: Energy Policy. Energy Transition. Natural Gas. Maranhão. Industry. competitiveness. Environment

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Quadro 1	- Conferência das Partes – de 1995 a 2015	45
Quadro 2	- Definição de Recursos e Reservas	59
Quadro 3	- Campos em Exploração e Desenvolvimento na Bacia do Parnaíba	102
Mapa 1	- Mapa dos Municípios com Poços de Mapeados e em Produção no Estado do Maranhão no primeiro semestre de 2015	104
Mapa 2	- Mapa de Localização dos Poços de Gás Natural do Estado do Maranhão no primeiro semestre de 2015	105
Mapa 3	- Mapa de Localização dos Poços de Gás Natural do Estado do Maranhão até o terceiro trimestre de 2016	105
Quadro 4	- Indicadores Proxy utilizados na estimativa da demanda dos setores por tipo de combustível	123

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	- Evolução da Matriz Energética entre 1840 e 1920	25
Gráfico 2	- Evolução da Matriz Energética entre 1930 e 1980	26
Gráfico 3	- Evolução dos preços do Petróleo entre 1861 e 2015	28
Gráfico 4	- Matriz energética mundial em 1974 e 2013.....	32
Gráfico 5	- Demanda Mundial de Energia Primária em um Cenário “Clean Air” em 2040	33
Gráfico 6	- Consumo Final de Energia por fonte no Brasil em 1974.....	34
Gráfico 7	- Consumo Final de Energia no Brasil por fonte em 2015	39
Gráfico 8	- Concentração média anual de CO ₂ na atmosfera, de 1980 à 2010	43
Gráfico 9	- Participação da OCDE e Não-OCDE nas Emissões de CO ₂ , 1970 e 2014.....	49
Gráfico 10	- Participação dos Continentes nas Emissões de CO ₂ em 1970 e 2014.....	50
Gráfico 11	- Participação dos Principais países nas Emissões de CO ₂ em 1970 e 2014.....	51
Gráfico 12	- Participação dos Principais países nas Emissões de CO ₂ em 1970 e 2014.....	52
Gráfico 13	- Curva de Custo de Longo Prazo da Oferta de Gás Natural	64
Gráfico 14	- Alternativas de monetização do gás natural: volume e distância.....	66
Gráfico 15	- Estrutura dos custos da construção de um gasoduto por localização.....	68
Gráfico 16	- Estrutura típica de custo da cadeia produtiva de GNL.....	71
Gráfico 17	- Distribuição das reservas provadas mundiais em 1980 (trilhões de m ³).....	81
Gráfico 18	- Distribuição das reservas provadas mundiais em 2015 (trilhões de m ³).....	81
Gráfico 19	- Relação Anual das Reservas sobre a produção de gás natural (R/P).....	83
Gráfico 20	- Distribuição de gás natural nos 10 maiores países consumidores em 2015 (bmc) ..	84
Gráfico 21	- Reservas de Gás Natural por Localização em 2015.....	88
Gráfico 22	- Produção de Gás Natural Associado e Não Associado em 2015.....	88
Gráfico 23	- Relação Reserva Produção entre 2006 e 2015	95
Gráfico 24	- Participação das Unidades da Federação Produtoras de Gás Natural em 2015	96
Gráfico 25	- Evolução do Consumo de Gás Natural no Brasil por setor	98
Gráfico 26	- Produção de Gás Natural no Maranhão de 2013 a 2016 em Mm ³ /dia	107
Gráfico 27	- Produção Mensal e Média Móvel de 3 meses da Produção de Gás Natural no Maranhão, entre Mar/13 e Nov/16.....	108
Gráfico 28	- Participação do Gás Natural no Valor Adicionado da Indústria Maranhense nos anos de 2013 e 2014.....	110
Gráfico 29	- Preço do Gás Natural no Brasil e nos EUA (US\$/MMBtu), entre 2005 e 2015....	126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Composição Química do Metano	56
Figura 2 - Reservatórios de Associado e Não Associado de Gás Natural	57
Figura 3 - Cadeia Produtiva do Gás Natural	61
Figura 4 - Usos potenciais do Gás Natural	75
Figura 5 - Distribuição da produção mundial de gás natural em 2015 (bilhões de metros cúbicos)	82
Figura 6 - Consumo per capita de gás natural em 2015 – (tep)	85
Figura 7 - Grandes movimentos comerciais de gás em 2015 – Os fluxos do comércio internacional (bmc)	86
Figura 8 - Esforços Exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 5 fases principais	101
Figura 9 - Fluxograma da Metodologia de Montes.....	117
Figura 10 - Esquema da Metodologia do Modelo GEE-Matriz.....	123

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	- Concentração e Potencial de Aquecimento Global Direto para um Horizonte de Tempo de 100 Anos	42
Tabela 2	- Reservas Totais e Provadas de Gás Natural, por Localização Geográfica, segundo Unidades da Federação – 2010-2015.....	94
Tabela 3	- Balanço do gás natural no Brasil – 2006-2015.....	96
Tabela 4	- Matriz Energética Brasileira em 2012	97
Tabela 5	- Balanço das Rodadas de Licitação por Bacia, Companhias e Bônus Arrecadados (Valores Constantes – a preços de 2015 IPCA, com base no dólar médio de cada ano) entre 2001 e 2015.....	99
Tabela 6	- Balanço dos Blocos Arrematados com contrato Assinado e Programa Exploratório Mínimo (Valores Constantes – a preços de 2015 IPCA) na Bacia do Parnaíba nas Rodadas 9, 11 e 13.....	101
Tabela 7	- Elasticidades-renda do consumo de energia por setor industrial.....	122
Tabela 8	- Projeção de Crescimento para o Valor Adicionado da Indústria, entre 2015 e 2018, segundo IMESC e do PIB brasileiro para os anos de 2019 a 20130	124
Tabela 9	- Coeficientes de Destinação por Fonte de Energia Final no subsetor de Mineração e Pelotização por Formas de Energia	124
Tabela 10	- Coeficientes de Eficiência Energética por Fonte de Energia Final no subsetor de Mineração e Pelotização por Formas de Energia	125
Tabela 11	- Decomposição do Preço do Gás Natural das Principais distribuidoras para o Consumidor Industrial no Brasil.....	128
Tabela 12	- Decomposição do Preço do Gás Natural para o Consumidor Industrial a partir de três cenários distintos	128
Tabela 13	- Coeficientes de Conversão de Toneladas Equivalentes de Petróleo para CO ₂ , para as Principais Fontes Energéticas Utilizadas no Maranhão.....	129
Tabela 14	- Balanço Energético do Estado do Maranhão por Subsetor de Atividade (2001-2007) e Estimativa do Demanda Energética Industrial, entre 2008 e 2014 em 1.000 Tep.....	130
Tabela 15	- Balanço Energético do Estado do Maranhão por Fonte Energética (2001-2007) e Estimativa do Demanda Energética Industrial, entre 2008 e 2014 em 1.000 Tep.....	131
Tabela 16	- Matriz Energética do Setor Industrial por Fonte Demandada (10 ³ Tep) 2014	132
Tabela 17	- Matriz Projetada para o Futuro - Demanda Energética Industrial, entre 2005 e 2030 em 10 ³ Tep.....	133
Tabela 18	- Matriz Energética do Setor Industrial Projetada por Fonte Demandada (10 ³ Tep) em 2030	134
Tabela 19	- Consumo Final Potencial de Gás Natural por Subsetores de Atividade Industrial em 2030 (Tep)	135
Tabela 20	- Demanda Potencial de Gás Natural nos Cenários I, II e III em Tep em 2030..	135

Tabela 21	- Custos com Demanda de Gás Natural sem substituição energética e nos Cenários I, II e III – US\$ mil	136
Tabela 22	- Emissão de CO ₂ em todos os setores sem substituição e nos Cenários I, II e III – em 1000 Terajoules (TJ).....	137
Tabela 23	- Emissão de CO ₂ por tipo de combustível sem substituição e nos Cenários I, II e III - em 1000 Terajoules (TJ).....	137
Tabela 24	- Emissão de CO ₂ a partir do Gás Natural em todos os setores sem substituição e nos Cenários I, II e III em mil Tep	138

LISTA DE SIGLAS

ANP	-	Agência Nacional do Petróleo
ABEGÁS	-	Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
BEM	-	Balanço Energético Nacional
BEM	-	Balanço Energético do Maranhão
BEU	-	Balanço Energético Útil
BP	-	British Petroleum
CCS	-	Captura e Armazenamento de Carbono
CEG	-	Distribuidora de Gás Natural do Rio de Janeiro
CNI	-	Confederação Nacional das Indústrias
CNP	-	Conselho Nacional do Petróleo
CO2	-	Dióxido de Carbono
CNE	-	Comissão Nacional de Energia
COP	-	Cooperação das Partes
COPPE	-	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
EPE	-	Empresa Pesquisa Energética
EBRV	-	Energy Bridge Regaseification vessels
FIPE	-	Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas
FIRJAN	-	Federação das Indústrias do Rio de Janeiro
FSRU	-	Floating Storage and Re-gaseification
GNC	-	Gás Natural Comprido
GNV	-	Gás Natural Veicular
GNL	-	Gás Natural Liquefeito
Gasbol	-	Gasoduto Bolívia-Brasil
GEE	-	Gases de Efeito Estufa
GEE-Matriz	-	Modelo do Grupo de Economia da Energia
GASMAR	-	Companhia Maranhense de Gás
GLP	-	Gás Liquefeito de Petróleo
GN	-	Gás Natural
IEA	-	Agência Internacional de Energia
IE	-	Instituto de Economia
IGU	-	União Internacional do Gás
PND	-	Plano Nacional de Desenvolvimento

IMESC	-	Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos
ICMS	-	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IPCA	-	Índice Nacional de Preço ao Consumidor Amplo
MIPE	-	Modelo Integrado de Planejamento Energético
MA	-	Maranhão
MME	-	Ministério de Minas e Energia
MMm ³	-	Milhões de metros cúbicos
MMBTU	-	Milhões de British thermal unit
MEB	-	Modelo Energético Brasileiro
OPEP	-	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
OCDE	-	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
IPCC	-	Painel Governamental Sobre Mudanças Climáticas
PDE	-	Plano Decenal de Expansão de Energia
PEMAT	-	Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural
PNE	-	Plano Nacional de Energia
Petrobras	-	Petróleo Brasileiro
PIB	-	Produto Interno Bruto
PIS/Cofins	-	Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PPGE	-	Programa de Pós-Graduação em Economia
PPGDSE	-	Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Socioeconômico
Proálcool	-	Programa Nacional do Álcool
TEP	-	Toneladas Equivalentes de Petróleo
TJ	-	Terajoules
UFMA	-	Universidade Federal do Maranhão
UFRJ	-	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UFRS	-	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UNFCCC	-	Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas
UPGN	-	Unidade de Processamento e Tratamento do Gás Natural

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Contextualização do Tema	17
1.2	Objetivos Geral e Específicos	18
1.3	Justificativa	18
1.4	Questão Central e Hipótese	19
1.5	Metodologia.....	20
1.6	Relevância da Pesquisa	20
1.7	Estrutura do trabalho	20
2	POLÍTICAS ENERGÉTICAS E MUDANÇA CLIMÁTICA	22
2.1	Política Energética.....	22
2.1.1	Evolução do consumo de energia no mundo	23
2.1.2	Política energética mundial e brasileira após a crise no setor de Petróleo	30
2.1.2.1	<i>Política energética mundial após a crise no setor de Petróleo</i>	<i>30</i>
2.1.2.2	<i>Política energética brasileira após a crise no setor de Petróleo</i>	<i>33</i>
2.2	A relação entre Política Energética e Aquecimento Global.....	39
2.2.1	Questão ambiental: mudança climática e aquecimento global.....	40
2.3	Conclusão	52
3	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DO GÁS NATURAL PARA UMA ECONOMIA DE BAIXO CARBONO	54
3.1	Elementos da Transição Energética	54
3.2	Gás Natural como ponte para uma economia de baixo carbono	55
3.2.1	Características Técnico-econômicas da Indústria de Gás Natural	55
3.2.1.1	<i>Etapa de Upstream</i>	<i>62</i>
3.2.1.2	<i>Etapa de Midstream</i>	<i>65</i>
3.2.1.2.1	<u><i>Transporte: Gasodutos.....</i></u>	<u><i>66</i></u>
3.2.1.2.2	<u><i>Transporte: Gás Natural Comprimido - GNC</i></u>	<u><i>68</i></u>
3.2.1.2.3	<u><i>Transporte: Gás Natural Liquefeito - GNL.....</i></u>	<u><i>69</i></u>
3.2.1.2.4	<u><i>Estocagem</i></u>	<u><i>71</i></u>
3.2.1.3	<i>Etapa de Downstream</i>	<i>72</i>
3.2.2	Gás Natural no Mundo	75
3.2.2.1	<i>Produção Não Convencional</i>	<i>76</i>
3.2.2.2	<i>Desenvolvimento da Indústria de GNL</i>	<i>78</i>

3.2.2.3	<i>Perspectiva da produção: Oferta e Demanda</i>	80
3.3	Conclusão	86
4	PAPEL DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA MARANHENSE E POSSÍVEIS IMPACTOS NO INDÚSTRIA	87
4.1	Gás Natural no Brasil	87
4.1.1	Arcabouço Regulatório.....	89
4.1.2	Estrutura da oferta e da demanda do gás natural no Brasil	93
4.2	Caracterização da indústria de Gás Natural no Maranhão	98
4.2.1	Histórico Exploratório nas Bacias do Estado	98
4.2.2	Estudo da Bacia do Parnaíba	100
4.2.3	Oferta e demanda de gás natural	102
4.2.4	Metodologia de Mensuração e Previsão de demanda de gás natural	111
4.2.4.1	<i>Algumas considerações sobre os modelos de previsão de demanda de Gás Natural</i>	111
4.2.4.2	<i>Modelos de previsão de demanda de Gás Natural no Brasil</i>	114
4.2.4.3	<i>Ponderações sobre os modelos adotados para o levantamento de demanda de Gás Natural no Maranhão</i>	120
4.2.4.4	<i>Considerações sobre o Preço do Gás Natural e Construção dos Cenários</i>	125
4.2.4.5	<i>Metodologia adotada no cálculo das emissões de Dióxido de Carbônico (CO₂)</i>	129
4.2.4	Principais Resultados	130
4.3	Conclusão	139
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	140
	REFERÊNCIAS	140

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Tema

O gás natural é uma energia não renovável, mas com vantagens que se sobrepõem aos demais energéticos, tais como as vantagens decorrentes da queima completa, alto poder calorífico por unidade de massa, exigindo uma quantidade menor de combustível para um determinado processo; menor emissão de dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio e particulados na atmosfera, o que reduz as agressões ao meio ambiente; e aspectos operacionais, ou seja, menor dispêndio com a manutenção de equipamentos em comparação com outros combustíveis fósseis. Apesar dos elevados investimentos iniciais na construção da infraestrutura de transporte, esta modalidade é considerada uma das mais seguras do mundo. Além disso, dispensa gastos com formação de estoque e pode ser utilizado como substituto de qualquer combustível, exceto querosene de aviação (FILGUEIRAS, 2010). Essas características o colocaram no topo da competitividade no mundo inteiro, se tornando um aspecto fundamental para a redução dos custos de produção. Entretanto, é importante ressaltar que o gás natural não possui demanda cativa, ou seja, o aumento da demanda depende do seu preço em relação ao preço dos combustíveis substitutos (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Nos últimos 20 anos, o consumo de gás natural cresceu 64,7% no mundo, perfazendo 21,4% da matriz energética (IEA, 2016). No Brasil, o gás natural passou a ser tratado como insumo competitivo a partir da construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, e ganhou notoriedade com a descoberta da Bacia de Campos, que hoje produz, aproximadamente 40% do gás consumido no país. Desde então, o governo brasileiro começou a direcionar políticas para a ampliação da exploração e produção de Gás Natural. Primeiro, com a elaboração do Programa Prioritário de Térmicas¹, ficando estabelecido como meta o alcance de 12% de participação na matriz energética até 2012. Segundo, criando um arcabouço regulatório exclusivo para a indústria de Gás Natural – A Lei 11.909² (BRASIL, 2009), conhecida como Lei do Gás.

Essa estratégia de expansão da indústria beneficiou estados que antes não possuíam perspectivas de exploração, como é o caso do Maranhão. A Lei do Gás, por meio de

¹ O Programa Prioritário das Térmicas foi criado após a crise do setor elétrico em 2000, ancorado na garantia de financiamento dada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Socioeconômico- BNDES e apresentando-se como a melhor forma de aproveitamento do gás natural importado da Bolívia.

² Anexo A.

concessão, abriu espaço para *players*, diferentes da Petrobrás e estimulou por meio de leilão as atividades de perfuração, exploração de gás natural no Maranhão (nas bacias de Barreirinhas e Bacia do Parnaíba) e comercialização. Hoje, de acordo com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, as reservas provadas no Maranhão perfazem 2,4% das reservas totais do país, concentrando-se em 6º lugar no *ranking* das maiores reservas no território nacional.

1.2 Objetivos Geral e Específicos

O principal objetivo desta pesquisa se concentra em construir e analisar os diversos cenários de inserção do gás natural na matriz energética do Estado do Maranhão, apreendendo os limites e as possibilidades da substituição interenergética.

Para tanto, os objetivos específicos obedeceram a seguinte ordem de discussão: i) faz-se uma abordagem sobre as políticas energéticas no mundo, assim como as diversas transições energética enfrentadas nos dois últimos séculos; ii) analisa-se a importância do gás natural como combustível de transição para uma matriz energética menos carbonizada; e iii) caracteriza-se o início da exploração de gás no estado, assim como elabora-se uma metodologia para mensuração dos possíveis impactos da substituição de combustíveis na matriz energética do Estado.

1.3 Justificativa

A produção de gás no Maranhão iniciou-se em 2013, com um total de 3,9 milhões de metros cúbicos diários, com produção de cerca 4,3 MMm³/dia no ano de 2015. Hoje, a produção de gás natural está sendo utilizada em sua totalidade para abastecer o complexo termelétrico de Parnaíba. Entretanto, a utilização dessa forma é a que gera menor impacto no produto, não sendo capaz de impulsionar o desenvolvimento industrial sustentável, ou seja, é necessário que haja coordenação entre o consumo para geração elétrica e o consumo em outras atividades econômicas, tais como indústria, residência, comércio e como combustível veicular (CNI, 2014).

Diante disso, torna-se essencial que se pense a respeito das vantagens que o gás natural pode trazer para a economia maranhense. O estudo intitulado ‘Impactos Econômicos da Disponibilização do Gás Natural no Maranhão’, desenvolvido pela Kaduna Consultoria (2011) em parceria com a Gasmar, mostrou algumas atividades econômicas (Alumínio, Ferro

e Aço, Papel e Celulose, Cimento, Cerâmica, Gasquímica e Vidro, além do consumo Comercial, Veicular, Termelétrico e Residencial) que podem estabelecer uma demanda firme para os contratos de longo-prazo, gerando impactos positivos no Produto Interno Bruto do Estado.

Nesta pesquisa optou-se por trabalhar os efeitos da inserção do gás natural nos principais subsetores da Indústria de Transformação do Estado do Maranhão, tais como: Cimento, Ferro-Gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros Metal, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose e Cerâmica. A escolha não se deu por outro motivo, a não ser pela característica energo-intensiva³ desses subsetores, além da necessidade de foco para uma compreensão mais acurada do processo produtivo e de que forma o gás natural poderá contribuir na redução dos custos existentes, no aumento da competitividade no mercado e na redução dos impactos ambientais.

Os impactos ambientais são analisados dentro de uma perspectiva que tem como fundamento o percurso traçado pela matriz energética mundial. Tendo em vista a necessidade de migração para uma matriz energética menos carbonizada, o gás natural coloca-se como uma alternativa para que essa nova matriz seja possível. No nível estadual, o objetivo é fazer uma análise de quais cenários são possíveis para o consumo de gás natural na indústria e em que medida a sua inserção reduziria as emissões agregadas de dióxido de carbono.

1.4 Questão Central e Hipótese

Tomando o cenário de ganho de participação do gás natural na matriz energética mundial no contexto energético, em que medida o gás natural pode contribuir para esse processo e ao mesmo tempo promover o adensamento das cadeias produtivas no Estado do Maranhão? Nesse sentido, admitindo que o gás natural ainda seja uma fonte de energia importante, quando consumido diretamente na indústria, quais os cenários que possibilitam ao mesmo tempo ganho de competitividade e retornos ambientais positivos?

Embora o gás natural produzido no Maranhão esteja destinado atualmente à geração de energia elétrica exportável, o estado deveria incentivar prioritariamente seu uso direto na indústria regional, tomando uma série de medidas de política industrial. A ideia é que se promova o uso de gás natural no processo industrial, enxergando as possibilidades de adensamento da cadeia produtiva (industrialização) e os limites impostos pela própria exploração e distribuição desse insumo, assim como os limites ambientais.

³ Indústrias que consomem muita energia (térmica e elétrica) no processo produtivo.

1.5 Metodologia

O ponto de partida do trabalho foi o levantamento bibliográfico referente as políticas energéticas e as diversas transições energéticas pelas quais o mundo passou, assim como os aspectos técnicos e econômicos da Indústria de Gás Natural, a evolução das reservas, produção e consumo nos níveis internacional, nacional e estadual.

No levantamento da oferta do Gás natural no Estado do Maranhão utilizou-se os dados de produção de gás natural, divulgadas pela Agência Internacional de Energia (IEA), Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa Pesquisa Energética (EPE), do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Balanço Energético Nacional (BEN). As informações referentes aos leilões de novas áreas também foram abordadas.

Para identificar e prever a demanda de gás natural dos setores: Cimento, Ferro-Gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros Metal, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose e Cerâmica utilizou-se como base na metodologia GEE-Matriz, apresentada por Braga (2015) e para mensuração dos impactos ambientais, tomou-se como referência a metodologia de Montes (2000). Ao mesmo tempo, discutiu-se outras metodologias de previsão de demanda buscando enxergar as vantagens e desvantagens de cada uma e quais restrições para aplicabilidade no Estado.

1.6 Relevância da Pesquisa

A escolha da indústria para mensuração dos possíveis impactos deve-se ao fato de esta ser um demandante âncora na cadeia de gás natural, sendo suficiente para viabilizar a infraestrutura de transporte necessária para a distribuição do gás até as plantas industriais. A pesquisa proposta abre espaço para que outros trabalhos possam focar nos demais setores consumidores, a fim de se estabelecer um elo entre o gás natural e adensamento da cadeia produtiva do Maranhão.

1.7 Estrutura do trabalho

Visando melhorar o entendimento desta pesquisa, optou-se pela divisão em cinco partes, incluindo esta Introdução, três capítulos e na última parte a Conclusão. No primeiro

capítulo intitulado Políticas Energéticas e Mudança Climática, aborda-se o conceito de Política energética, fazendo uma análise sobre a evolução do consumo de energia no mundo e as políticas energéticas pós-crise do petróleo, enfocando os ganhos de participação do gás natural nesse cenário.

No segundo capítulo ‘Transição Energética e o Papel do Gás Natural para uma Economia de Baixo Carbono’. Neste apresenta-se o conceito de transição energética, mostrando de que forma o gás natural pode subsidiar a migração para uma economia de baixo carbono. Destaca-se, portanto, as especificidades técnico-econômicas da indústria de Gás Natural, fazendo um panorama sobre o seu desenvolvimento no mundo.

No terceiro capítulo ‘Papel do Gás Natural na Matriz Energética Maranhense e Possíveis Impactos no Indústria’, enfoca-se, na primeira parte, as especificidades do gás brasileiro e de que forma o ambiente regulatório do gás natural tem contribuído para redução dos custos de transação da indústria. Na última parte, faz-se uma caracterização da Indústria de Gás Natural no Maranhão, destacando o histórico de exploração, principalmente na Bacia do Parnaíba, atualmente única produtora. Ainda neste capítulo, constrói-se uma metodologia de previsão de demanda de gás natural no Estado, tomando como referência, as metodologias desenvolvidas em nível mundial e brasileiro, assim como os últimos dados disponíveis para o Balanço Energético do Maranhão. Ao final, constrói-se três cenários distintos apontando quais os possíveis impactos nos custos e nas emissões de dióxido de carbono pela da Indústria de Transformação. Por fim, na última parte têm-se as Considerações Finais.

2 POLÍTICAS ENERGÉTICAS E MUDANÇA CLIMÁTICA

2.1 Política Energética

Segundo Bicalho (2007, p. 3), a política energética tem como principal objetivo a garantia do suprimento energético “necessário ao desenvolvimento econômico e ao bem-estar de uma sociedade”. Trata-se de uma “intervenção política”, limitada pelo balanço entre oferta e demanda. Tendo intrínseca essa característica, é de fundamental importância a compreensão da própria abrangência da política energética.

Bicalho (2007) destaca que política energética ao mesmo tempo que possui fortes correlações com a economia e a tecnologia, tem amparo legal sob o ponto de vista ambiental e social, tratando-se de uma política pública. E essa abrangência, na maioria das vezes, impacta de forma negativa na consecução da política: “quanto mais abrangente ela for, maior será o número de agentes, setores e interesses envolvidos; portanto, mais difícil será a construção dos consensos, e mais difícil será a manutenção da sua consistência” (BICALHO, 2007, p.7). Isso significa que em determinados momentos, dependendo do estágio da segurança energética, os objetivos secundários podem ou não adquirir relevância dentro do desenho da política. O ponto central desse processo é não isolar uma escolha das demais.

Outro elemento importante no desenho da política energética é o destaque dado ao papel do Estado. Martin (1992, p.80) pontua que mesmo nos países em que o Estado se fez menos presente, “a ação dos governos e de sua administração pública sempre pesou sobre as escolhas energéticas”. De modo que, o setor de energia não pode ser comparado aos demais, dado a necessidade de uma política que concilie: “garantia de abastecimento e a competitividade econômica; a gestão dos recursos naturais; a proteção dos consumidores; externalidades e irreversibilidades” (MARTIN, 1992, p. 81-87).

No primeiro caso, depreende-se que o custo da paralisação do sistema energético é superior à manutenção do suprimento, considerando-se o impacto sobre a atividade econômica. Ainda assim, é necessário levar em consideração que existe um limite para essa garantia, não onerando os consumidores de forma geral. Quanto à gestão dos recursos naturais, é o Estado responsável pelas “condições de exploração” e por meio de regulação este estabelece normas e limites para gestão desses recursos.

A proteção idealizada aos consumidores se dá quando o Estado toma o controle da indústria de rede, facilitando a criação de monopólios estatais diante das complicações do estabelecimento de um regime de concorrência. Esse foi um modelo bastante utilizado antes

da década de 1990, quando o Estado empresário cedeu lugar ao Estado regulador.

Em se tratando das externalidades e irreversibilidade, pontua-se que as fontes primárias, principalmente as não renováveis, são fontes passíveis de esgotamento, tendo a exploração caracterizada por rendimentos marginais decrescentes. O papel do Estado na regulamentação desses recursos finitos, do lado da oferta, é criar e tornar as leis aplicáveis na reposição das reservas exploradas e do lado da demanda estimular a produção de equipamentos de alta performance energética, sendo que o consumo consciente surge como um pilar estratégico para a segurança.

Na contramão desses argumentos, alguns teóricos presam pela saída do Estado dessa atividade econômica, criando condições para atuação do sistema privado. Bicalho (2007), por outro lado, defende que a presença do Estado é condição necessária para o sucesso de uma política energética. Nesse caso, a relevância desse debate não está na atuação do Estado, mas na forma de atuação deste último: “[...] o fato de o Estado produtor ser substituído pelo Estado regulador não implica na ausência do Estado, mas na mudança da natureza da sua intervenção” (BICALHO, 2007, p.11).

2.1.1 Evolução do consumo de energia no mundo

O uso da energia desde a pré-história é marcado pela necessidade de aquecimento após o pôr do sol, tendo sido dominada pela produção do fogo. A migração em decorrência da escassez de alimentos e as mudanças climáticas foram moldando a forma de aproveitamento de energia pelo homem, tendo seu ápice com surgimento de grandes civilizações (HÉMERY; BEBIER; DELÉAGE, 1993).

No entanto, as grandes transformações no setor energético ganham impulso a partir idade média, principalmente com o desenvolvimento de áreas como a matemática, a geometria e a engenharia. Embora tenha ganhado destaque com o uso do vapor na realização de trabalho, é a descoberta dos combustíveis fósseis na idade moderna que vai moldar a dinâmica energética dos países desenvolvidos e subdesenvolvidos (HÉMERY; BEBIER; DELÉAGE, 1993).

Em substituição à lenha e ao carvão vegetal na segunda metade do século XIX, o carvão mineral marcou o início da era dos combustíveis fósseis usados em grande escala. Dada a sua grande importância na siderurgia, o carvão mineral pôs a Inglaterra na liderança do mundo contemporâneo (TESSMER, 2002). Essa evolução não esteve dissociada dos avanços tecnológicos,

1) Com a difusão da máquina a vapor, as extrações de carvão aumentam e seus custos diminuem, pois, a escavação cada vez mais profunda é contrabalançada pelos progressos de bombeamento, da evacuação, do transporte; 2) o abastecimento de carvão, abundante e barato, libera a indústria das restrições energéticas e estimula um processo de substituição que elimina as antigas fontes de energia (MARTIN, 1992, p. 49).

Por ser uma fonte de energia barata e sem o aparente risco de extinção da lenha e carvão no século XVIII, o carvão mineral cresce com uma velocidade acentuada, superando em cinco vezes o crescimento da madeira, principalmente na Europa Ocidental e dos Estados Unidos em meados do século XIX. Por exemplo, “a Inglaterra, primeira beneficiária dessa mudança tecnológica e energética, garante sua difusão pela exportação, pelos investimentos e pela transferência de know-how. A Alemanha, a França e a Bélgica vão de carona e desenvolvem suas indústrias carboníferas” (MARTIN, 1992, p. 49).

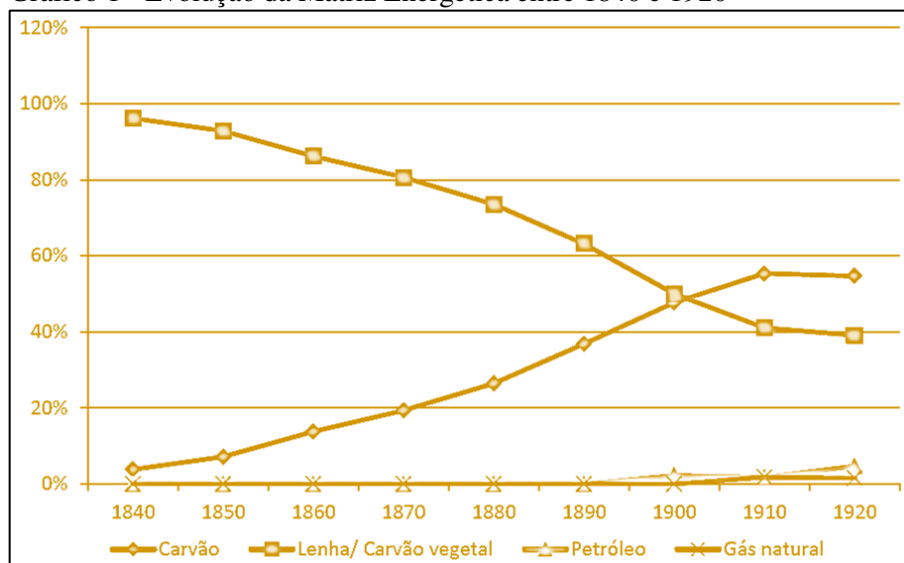
Ainda que estivessem acompanhando o movimento da Inglaterra, as demais fontes de energia ainda se mostravam bastante resilientes em países com fontes de energia mais antigas, nos que não apresentavam escassez da energia advinda do carvão vegetal e naqueles em que a produção de carvão mineral ainda era insipiente, como nos Estados Unidos.

No início do XX, o carvão assume a liderança na matriz energética, abarcando 53% do consumo primário em 1900 ante 14% em 1850. Nesse ínterim, a indústria inglesa mantém liderança na produção, mas na incapacidade de o progresso técnico contornar a queda dos rendimentos, cria-se um novo cenário de liderança, protagonizado pelos Estados Unidos e a produção se dissemina na Alemanha, Rússia, Japão, Austrália, Índia e China, dando o primeiro passo rumo à substituição das fontes tradicionais de energia.

A ausência de restrição energética é claramente um dos fatores explicativos do crescimento industrial sustentando do século XIX, no contexto do capitalismo em plena expansão. Sem o carvão, nem a difusão da máquina a vapor (1790-1813) nem o boom das estradas de ferro (1844-1873) teriam sustentado as fases ascendentes dos dois primeiros Kondratieff. Contudo, o carvão desempenhou apenas um papel permissivo. As transformações tecnológicas implicadas por sua substituição à madeira (sobretudo na metalurgia) desestabilizaram o antigo sistema técnico e contribuiu para o grande crescimento da produtividade nas primeiras economias capitalistas (MARTIN, 1992, p. 51).

O Gráfico 1 mostra a evolução da matriz energética entre 1840 e 1920. É possível perceber o protagonismo da lenha e do carvão vegetal até o início do século XX, quando o posto foi assumido pelo carvão vegetal e fontes como o petróleo e o gás natural começaram a ganhar participação ainda que irrisória.

Gráfico 1 - Evolução da Matriz Energética entre 1840 e 1920



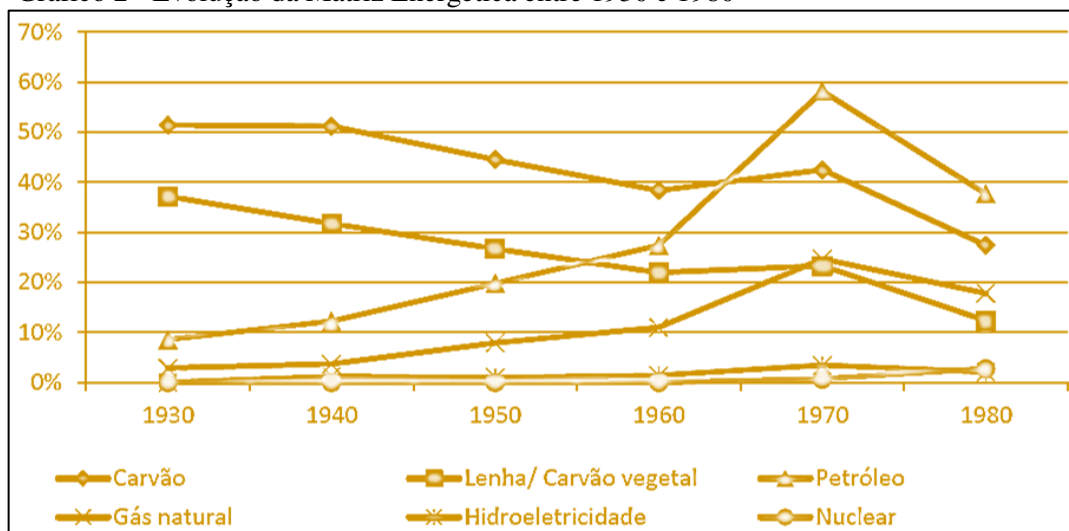
Fonte: Santos (2015)

Diante disso, o carvão mineral liderou as diretrizes de política energética em meados do século XX, quando o petróleo adquiriu a primeira posição na matriz energética mundial, dando início a uma nova era dos combustíveis e seguindo um padrão econômico e geopolítico muito diferente dos combustíveis que o precederam. Por outro lado, diferente da substituição da fonte de origem vegetal, a substituição do carvão mineral se deu necessariamente por limites tecnológicos, impedindo o avanço da produtividade média conquistada ao longo do século anterior (MARTIN, 1992).

Nesse sentido, o ano de 1859 é considerado o marco zero da industrialização do petróleo e em paralelo à indústria petrolífera nascia a indústria da eletricidade, com menor impulso, mas encontra as mesmas oportunidades de surgimento, onde a inovação tecnológica terá um papel crucial (MARTIN, 1992).

No Gráfico 2 têm-se a evolução da matriz energética mundial no intervalo de 1930 a 1980. Observa-se uma mudança radical em relação a matriz anterior. Acompanhando o movimento da lenha/carvão vegetal, o carvão mineral também começou a perder participação, cedendo espaço para o petróleo, o gás natural, a hidroeletricidade e a energia nuclear. Ao mesmo tempo, no contexto da maior crise energética da história, observa-se uma inflexão no consumo de todas as fontes energéticas.

Gráfico 2 - Evolução da Matriz Energética entre 1930 e 1980



Fonte: Santos (2015)

Embora o petróleo fosse uma matéria-prima conhecida há milênios, a formação de uma indústria de petróleo só foi possível no final do século XIX, ganhando espaços em atividades não ocupadas pelo carvão mineral e por existirem muitas reservas do hidrocarboneto à espera de exploração, delineando o surgimento de uma indústria tipicamente americana.

Descartando as técnicas utilizadas na extração do carvão mineral, as inovações na indústria não tardaram a impulsioná-la. A primeira e maior delas ocorreu na perfuração dos poços, com a introdução de um cano para evitar que o desmoronamento do poço encerrasse as atividades. Outra inovação foi a construção de infraestrutura para transferência do petróleo, por meio do oleoduto. A terceira inovação se deu no segmento de *downstream* com a construção de refinarias cuja única finalidade era transformar petróleo bruto em querosene, principal insumo da iluminação pública (MARTIN, 1992).

Desse modo, “a indústria petrolífera dos Estados molda a indústria petrolífera mundial” (MARTIN, 1992, p.53), favorecida pela construção de um setor altamente concentrado e dominado por poucas empresas com integração vertical e horizontal. Essa integração se justificava pelo fato de a indústria petrolífera ser marcada por uma baixa elasticidade-preço da oferta; defrontar-se com importantes economias de escalas; nível de utilização de capacidade das refinarias no curto prazo; economias de integração, com importantes efeitos sobre a redução dos riscos e dos custos; economias de escopo no refino e distribuição e de Rendas diferenciais, baseada no conceito de vantagens comparativas de Ricardo (1996), em função das rendas de qualidade, de posição geográfica, rendas tecnológicas e rendas de monopólio (CLÔ, 2000).

Compreendendo esses aspectos, John D. Rockefeller conseguiu construir um império a partir da integração vertical e horizontal da indústria, concentrando 90% dela já em 1895, favorecendo assim o surgimento de monopólios e oligopólios. A Standard Oil, de propriedade de Rockefeller foi a concretização de todo esse processo, tendo sido criada para padronizar o refino e a distribuição de derivados, estendendo-se mais tarde à fase de exploração (MARTIN, 1992).

O grande sucesso da indústria norte-americana estimulou a exploração ao redor do mundo, intensificando a concorrência. Entretanto, o protagonismo do querosene na iluminação estava comprometido pela introdução do gás e pela eletricidade, levando ao surgimento de novos mercados para a indústria (MARTIN, 1992, p. 55).

O primeiro é o do *mazout* que se baseia no desenvolvimento do motor a diesel e nas facilidades oferecidas por sua estocagem. Ele atinge 14% da produção petrolífera norte-americana em 1899; 33,6% em 1909; e 46,5% em 1904. Paralelamente, o mercado de gasolina está em gestação: iniciada no decorrer da década de 1880, a construção automobilística acelera-se a partir da década seguinte. A parte da gasolina na produção petrolífera norte-americana passa de 10,3% em 1880 para 18,2% em 1914, antes de atingir 44,3% em 1935 com a popularização do famoso modelo T da Ford.

Desde então, presenciou-se uma aliança inédita entre a indústria automobilística e a indústria petrolífera, determinando a trajetória desta última. Não obstante, todo poder de monopólio conquistado pela Standard Oil foi quebrado pela primeira lei de concorrência, em 1908, dando origem a 30 empresas diferentes. Três dessas empresas (Standard of New Jersey, Standard of Califórnia e Socony Mobil) continuaram no protagonismo da indústria petrolífera, formando o grupo das *Majors* ao lado de outras quatro empresas (Gulf, Texaco, Shell e BP), (MARTIN, 1992).

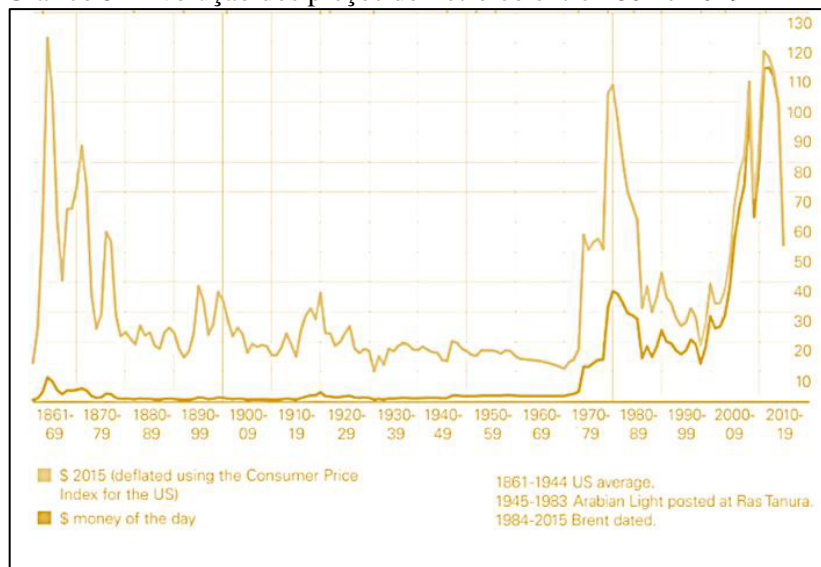
Foi a crise de abastecimento nos Estados Unidos, logo após a Primeira Guerra Mundial que obrigou as empresas norte-americanas a buscarem outros locais de exploração, expandindo-se primeiro para a Venezuela e depois para o Oriente Médio. Esse movimento garantiu uma super oferta de petróleo e a consequente queda dos lucros levou as *Majors* a criarem um sistema de preço viável a fim de regular a oferta (MARTIN, 1992).

Após a Segunda Guerra Mundial, havia certa urgência na reconstrução e modernização de economias afetadas ao mesmo tempo em que economias subdesenvolvidas lutavam para se industrializar. É exatamente nesse momento que a demanda energética aumenta e a necessidade de importação de petróleo, também tornando essas economias ainda mais vulneráveis ao cenário instalado.

Ao tomarem conhecimento da elevada lucratividade das grandes empresas de petróleo, diante dos baixos custos de exploração, os países produtores de petróleo criaram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP em 1960 no intuito de reivindicar os lucros das *Majors*. Embora não tivessem atendido à essas demandas, mantendo políticas de baixos preços para conseguir aumentos de *market share* e ao mesmo tempo impedir a entrada de outros concorrentes, as *Majors*, diante do acirramento da demanda e com limitações na expansão da produção, terminam por ceder à alta de preços, originando a mais severa crise da indústria desde então (CLÔ, 2000).

No Gráfico 3, mostra-se a evolução dos preços do Petróleo entre 1861 e 2015, a preços correntes e a preços de 2015. Quando se analisa os dados a preços correntes, nota-se uma estabilidade até a década de 1970, marco da primeira crise do petróleo. Depois de uma relativa acomodação os preços voltaram a subir em meados da década de 2000, dando origem a mais uma crise do setor, pois após o período de alta estes começaram a deflacionar numa velocidade inimaginável, frustrando alguns projetos de exploração cujo *break even* era superior ao patamar atual de preços.

Gráfico 3 - Evolução dos preços do Petróleo entre 1861 e 2019



Fonte: BP Global (2015)

Alguns acontecimentos históricos prenunciaram a crise pela qual a indústria passara. Dentre os fatores econômicos, destacam-se: a consolidação do petróleo na matriz energética mundial, com crescente participação nos países industrializados. Ao mesmo tempo em que se passavam por limitações tecnológicas que impediam a substituição por outras fontes, redução da capacidade ociosa e crescente necessidade de petróleo proveniente de

reservas mais baratas. No que diz respeito aos fatores geopolíticos, é possível assinalar: o processo de emancipação política no Oriente Médio e no Norte da África da dominação ocidental; nacionalização de campos petrolíferos da Argélia e da Líbia; ruptura dos contratos baseados no princípio 50/50; e o reforço gradual do Estado de Israel no território da Palestina com o apoio dos EUA (CLÔ, 2000).

O conjunto desses fatores originou um clima de insegurança de abastecimento diante dos elevados preços. Nesse sentido, a cada oscilação da demanda, os preços disparavam mais que proporcionalmente. E assim os países do Oriente Médio não tinham motivações para colocá-los em trajetória decrescente, dada a tendência ascendente das receitas de exportações e a crescente possibilidade de fecharem acordos contratuais. Diante disso, segundo Clô (2000) é possível dividir o desenvolvimento histórico da crise em três momentos: a) o "choque" entre Estados e empresas (1970-1973); b) aceleração das mudanças econômicas e institucionais acompanhadas na sequência da "guerra Kippur" (1973-1978); e c) "crise iraniana" (1978-1980).

No primeiro momento, o início dos embates entre empresas e países é marcado pela ameaça de nacionalização dos ativos das *majors* e das empresas americanas independentes por parte das nações produtoras e pela criação da Organização dos Exportadores de Petróleo (OPEP) em 1960, inicialmente apenas um "clube" com pouca coordenação. A partir disso, o sistema tradicional de concessão de petróleo foi substituído, de um lado por "nacionalização dos direitos adquiridos e dos ativos, apoiado pelo radicalismo da Liga Árabe" e de outro, "participação apoiado pela nova tecnocracia saudita" (Arábia Saudita, Abu Dhabi, Kuwait, Qatar, Irã e parte do Iraque), buscando aos poucos o controle da indústria sem comprometer a estabilidade do mercado (CLÔ, 2000, pp. 105-106).

No segundo, as mudanças político-institucionais e aumento dos preços por sua vez, decorreram do excesso de demanda por petróleo, condicionado à produção do Oriente Médio diante do "Fim do excesso de oferta nos Estados Unidos" (YERGIN, 1993), desencadearam aumentos contínuos na produção e "micro-tensões" nessas áreas. Creditou-se, assim à OPEP o papel de negociadora estratégica junto as "companhias de petróleo". Mesmo os acordos de reajuste de preço foram incapazes de resolver as tensões criadas, atacando diretamente os principais centros consumidores (CLÔ, 2000, pp. 110-111).

A produção de petróleo bruto foi cortada entre o terceiro e o quarto trimestre de 1973 por todas as nações árabes. Sendo assim, os receios de que estes cortes levariam a uma escassez de petróleo criou uma situação de pânico absoluto, e os preços de mercado subiram para mais de três vezes os preços afixados.

O terceiro momento coincide com a segunda crise do Petróleo, considerado um fenômeno puramente iraniano. A crise inicia-se a partir de um evento político de destituição do “xá Reza Pahlevi - um aliado tradicional do mundo ocidental – e a ascensão ao poder do aiatolá Ruhollah Khomeini” (CLÔ, 2000, p.114), implicando em severa redução da produção, exportações para o ocidente e mais uma vez em aumentos de preços a fim de eliminar o excesso de demanda aparente. Entretanto, a recessão da economia mundial e a crescente participação da produção dos países externos a não OPEP dificultou a escalada dos preços proposta pela OPEP ao mesmo tempo em que reconfigura a dinâmica geopolítica no mercado de petróleo.

2.1.2 Política energética mundial e brasileira após a crise no setor de Petróleo

2.1.2.1 *Política energética mundial após a crise no setor de Petróleo*

Para Clô (2000), a persistência de aumento nos preços não estava relacionada a "manobras" de cartéis e menos ainda à escassez da produção. Fatores como a percepção negativa dos consumidores de que haveria escassez de petróleo consolidaram o impulso da demanda. Da mesma forma, o reforço do componente especulativo do mercado, após o enfraquecimento do dólar; adoção de taxas de câmbio flexíveis e expectativas de aumentos contínuos nos preços; assim como a mudança na estrutura de oferta podem explicar a dinâmica ocorrida.

Ao mesmo tempo, defende-se que os impactos nas variáveis econômicas só foram maiores porque os países adotaram fortes políticas econômicas restritivas. O enfraquecimento da demanda, assim como o crescimento da produção dos países da Não-OPEP impediram o avanço dos preços, a recuperação da participação da OPEP e da renda proveniente da exportação do petróleo, quando adotou-se uma política de queda dos preços.

Martin (1992) enfatiza que os países da OCDE, por meio da recém-criada Agência Internacional de Energia (IEA), agiram com bastante rapidez no combate a elevação de preços e redução da dependência do petróleo da OPEP através de três objetivos principais: “1) diversificar as fontes de importação de petróleo; 2) substituir o petróleo por outras fontes de energia; e 3) utilizar a energia com mais racionalidade” (MARTIN, 1992, pp. 64-65).

Inegavelmente, os preços elevados do petróleo favoreceram a formulação de políticas energéticas voltadas à promoção de fontes alternativas de energia ao redor do mundo, agregando informações relativas a um possível fim da era do petróleo e aos impactos

ambientais, ocasionadas pelo uso intensivo dos combustíveis fósseis.

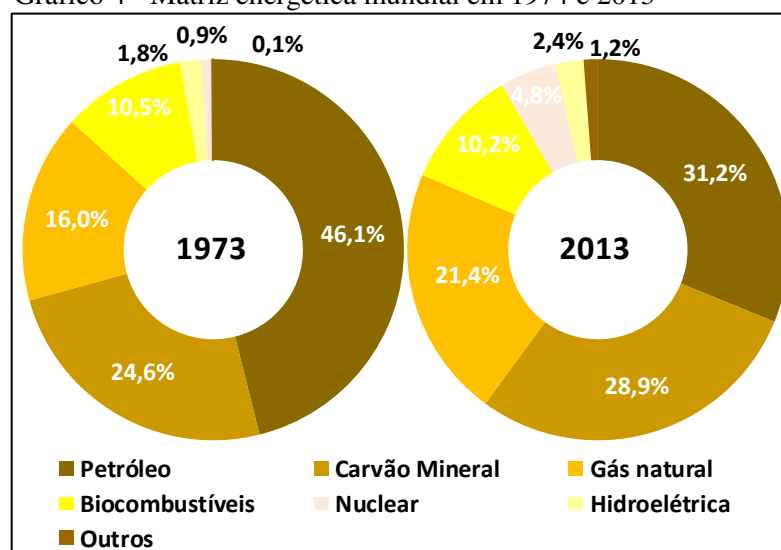
O gás natural, por outro lado, apesar da origem fóssil, ganhou bastante visibilidade nessa política, isto porque, até 1950, restringia-se ao consumo dos Estados Unidos, o qual consumia 90% do gás comercializado (MARTIN, 1992), com uso bastante disseminado na eletricidade. A virada rumo a diversificação da matriz energética para gás natural, ocorreu simultaneamente à promoção da eletricidade primária e energia nuclear, permitida pelos preços elevados do petróleo.

A fonte de energia nuclear consolida-se como fonte primária de energia na década de 60 e desde então apresenta um crescimento vigoroso, interrompido pelos acidentes de Three Mile Island e Chernobyl, implicando na quase paralisação dos investimentos na área: “durante quase trinta anos, os novos investimentos foram praticamente paralisados e a produção de energia nuclear sofreu forte oposição, principalmente por parte dos ambientalistas” (ANEEL, 2009). Desse modo, a energia nuclear entrou para o rol de energias não renováveis, e apesar das baixas emissões de CO₂ e gases de efeito estufa, foi condenada, principalmente pelo lixo radioativo descartado ao longo da cadeia.

A migração para uma matriz mais limpa ocorreu concomitantemente às pressões em torno das mudanças climáticas. Nesse sentido, em meados dos anos 80 existia um debate acirrado sobre a ocorrência de aquecimento global e a necessidade de medidas corretivas. Nesse ínterim, ainda que a maior parte das convenções climáticas não tivesse resultado em um acordo global nota-se uma mudança na matriz energética mundial, com migração para fontes menos poluentes.

Em 1973, o petróleo e o carvão mineral perfaziam 70,7% do consumo de energia, passando para 60,1% em 2013, como mostrado no Gráfico 4, que apresenta a matriz energética em 1974 e 2013. O gás natural por suas qualidades intrínsecas de combustível fóssil “limpo” entra como alternativa ao carvão mineral desde a década de 80, tendo início na Grã-Bretanha, por meio das ações da primeira ministra Margareth Thatcher, com vistas a redução das emissões. O ganho de participação é significativo, saindo de 16% para 21,4%, acompanhado pela energia nuclear e hidrelétrica.

Gráfico 4 - Matriz energética mundial em 1974 e 2013

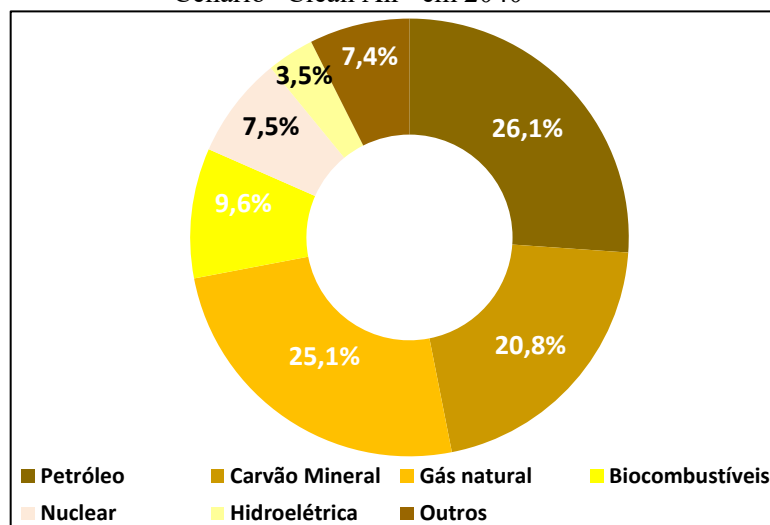


Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados do IEA (2014)

No atual estágio da indústria de Petróleo, o forte crescimento econômico da década de 2000 estimulou o crescimento da demanda por energia, elevando substancialmente os preços do petróleo no mercado internacional, por conseguinte tornando viáveis os investimentos em fontes renováveis. No entanto, o excesso de oferta de óleo no mercado tornara-se o prenúncio de uma nova crise no setor petrolífero, pondo em xeque a continuidade desses investimentos. O Gráfico 5 (Demanda Mundial de Energia Primária em um Cenário “Clean Air” em 2040) mostra que a Agência Internacional de Energia prevê expansão das fontes mais limpas, dentre elas: Bionergia, hidroelétrica, renováveis, gás natural e nuclear.

Embora continuem perfazendo a maior parte do consumo de energia primária no mundo, para Kahn (2016) os investimentos anuais em tecnologias baseada em recursos fósseis tenderão a decrescer, em média, US\$ 30 bilhões de dólares nas próximas duas décadas, ao passo que os investimentos em energia renováveis, eficiência energética em transporte, e modernização de equipamentos em infraestrutura deverão crescer em média US\$ 483 bilhões.

Gráfico 5 - Demanda Mundial de Energia Primária em um Cenário “Clean Air” em 2040



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados do IEA (2015)

Na Edição Especial do World Energy Outlook, com o tema Energy and Air Pollution, a Agência Internacional de Energia admite que os níveis de poluição se tornaram uma questão de saúde pública, desencadeando uma crise no setor e milhões de mortes por ano. Nesse sentido, as políticas energéticas mundiais deverão se aproximar de forma significativa das questões ambientais. Um exemplo disso são as próprias medidas tomadas pelo IEA, na elaboração de informação sobre o impacto das políticas energéticas no meio ambiente, mostrando que existe uma preocupação com os rumos que as fontes fósseis tomaram e os malefícios à humanidade.

2.1.2.2 Política energética brasileira após a crise no setor de Petróleo

O Brasil não possuía uma política energética ativa mesmo durante o primeiro choque do petróleo, período no qual o energético respondia por 45,6% da oferta interna de energia, sendo mais de dois terços provenientes do comércio internacional, de acordo com os dados do Balanço Energético Nacional (BEN, 2016). Mesmo com elevado grau de dependência e observando a disparada dos preços, o consumo do combustível registrou expansão de 11% entre os anos de 1973 e 1974, deteriorando a situação das contas externas brasileira.

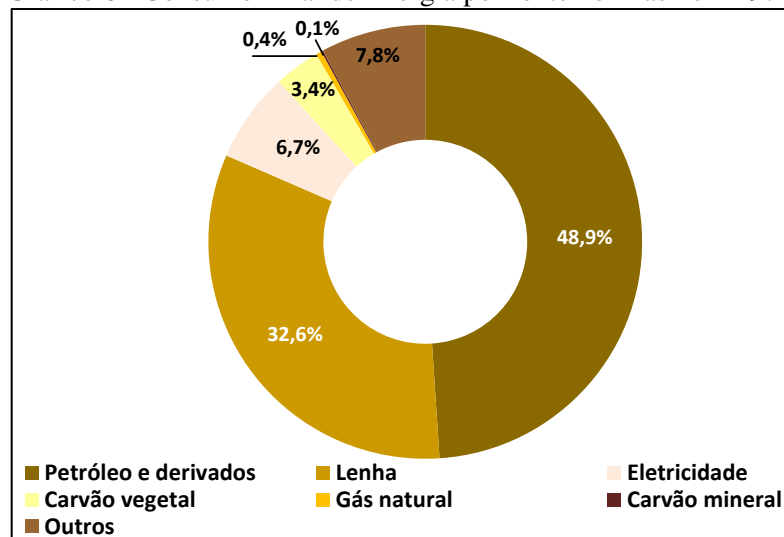
Silva (1998, p. 95) ressalta que “até o ano de 1974, a questão energética brasileira só era discutida, via de regra, nas próprias empresas estatais gestoras da concessão do energético, tendo apenas como orientação as diretrizes dadas pelos próprios gestores”. No

entanto, ainda no mesmo ano, ocorre uma mudança de concepção acerca da temática, ganhando destaque na estratégia de desenvolvimento a partir da implantação do II Plano Nacional de Desenvolvimento - PND.

Embora fizesse uma ressalva, pontuando que o petróleo não tinha participação significativa na produção de energia elétrica, esta construída sob a base hidroelétrica, o II PND alertava para a elevada dependência nos setores de transporte e química, o que explicava a participação 48,9% do petróleo no consumo final de energia no país.

No Gráfico 6, observa-se o consumo de energia final por fonte no Brasil em 1974. Nesse ano, o consumo de petróleo e derivados e lenha perfaziam 81,5% do consumo energético final, enquanto o gás natural detinha apenas 0,4% deste.

Gráfico 6 - Consumo Final de Energia por fonte no Brasil em 1974



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados do BEN (2016)

No desenho do II PND, a grande inquietação era o enfrentamento da crise energética sem que isso travasse as perspectivas de crescimento econômico. A saída encontrada foi redução da dependência do petróleo a partir da substituição por energia elétrica e carvão mineral, diante da abundância e baixo custo deste último no mundo. No último caso, uma sugestão totalmente nova dentro da política energética brasileira, visto que no período em que o mundo mudara a matriz energética para carvão mineral, o Brasil, não dispondo de grandes reservas da matéria-prima, continuou utilizando o carvão vegetal, fazendo a transição direta para o petróleo e para a eletricidade. Visando à economia do petróleo importado, a política energética traçada pelo Plano seguiu as seguintes diretrizes (BRASIL, 1974, p.63):

Redução da dependência em relação à fontes externas de energia; Emprego intensivo de energia de origem hidrelétrica; Execução de Programa Ampliado de Energia Elétrica; Programa de Carvão; Desenvolvimento de Programa de Pesquisa de Fontes Não Convencionais de Energia; Produção de minerais energéticos nucleares.

Dentre todas diretrizes de política anunciadas, a primeira mostrava-se mais ambiciosa em termos de objetivos traçados e medidas a serem implementadas. Na primeira linha de ação (BRASIL, 1974, p. 64), o aumento da oferta de petróleo contaria com a criação de um “programa maciço” de exploração e produção, cujos investimentos se elevariam em 225% e o “desenvolvimento do programa de xisto”. A segunda linha de atuação desenvolveu-se em torno do fortalecimento do transporte coletivo; mandatos de mistura do álcool com a gasolina e ampliação do uso do carvão na indústria. Na terceira e última linha recomendaram-se medidas que barrassem o desperdício, tais como: políticas reais de preços, retirando os subsídios; promoção de veículos mais eficientes; e regulamentação de velocidade em áreas urbanas e em rodovias.

A partir do mandato de mistura do álcool com a gasolina, criou-se o Programa Nacional do Álcool – Proálcool, em 1975, desenvolvido em uma primeira etapa que limitava a mistura de 20%. Nesse momento, os preços elevados do petróleo favoreciam os investimentos na produção de álcool, mas a produção ainda era bastante incipiente. Ainda assim, o ganho de espaço no consumo final de energia impactou positivamente as contas externas, contando com aportes financeiros para expansão do programa.

Outra frente de atuação da política energética local que não contou com o mesmo sucesso inicial do Proálcool, foi a ênfase no desenvolvimento da indústria nuclear a partir da assinatura de um acordo nuclear com a Alemanha, diante da frustração do acordo com os Estados Unidos para abastecimento da Usina Angra I⁴. Entretanto, a escassez de urânio no mercado interno exigiu do país autossuficiência energética para continuar com o programa nuclear, caso contrário estaria apenas trocando a dependência de petróleo pela de urânio, acentuando o déficit em conta corrente do país. Aliado a isso, os atrasos sucessivos nas obras das usinas, assim como elevação do orçamento e o questionamento da estratégia de expansão do parque nuclear resultaram na inércia do programa, cujos investimentos foram minguando, sendo retomados somente após 1994 (SILVA, 1998).

⁴ O Brasil adquiriu dos EUA um reator de potência e o início de construção da usina, posteriormente denominada Angra I, foi marcado para 1972 e o término previsto para 1976. [...] O relacionamento entre o Brasil e os EUA na questão nuclear complicou-se na medida que, em julho de 1974, a Agência de Energia Atômica suspendeu todas as assinaturas de novas encomendas de urânio enriquecido aos EUA, incluindo-se nessa a suspensão também da encomenda de urânio enriquecido necessário para a usina de Angra I, já contratada com a Westinghouse (SILVA, 1998, p. 98).

Dessa maneira, a frente de diversificação da matriz energética havia falhado e o país aumentara sua dependência de petróleo e derivados, saindo de 48,9% em 1974 para 53,1% no segundo choque de preços do petróleo, sendo que 84,8% eram provenientes de importações. Era necessária uma mudança de concepção para contornar o problema. Ficou provado a desintegração entre política energética e política industrial, visto que o foi um período caracterizado por estímulos às indústrias energointensivas ao mesmo tempo em que se adotava medidas de contenção e eficiência energética.

Silva (1998) pontua que a crise energética levou o governo a adotar uma estratégia diferente, numa perspectiva global e integrada, com a criação da “Comissão Nacional de Energia (CNE) e a publicação do Modelo Energético Brasileiro (MEB) em 1980. Diante dessa nova postura, as principais medidas energéticas adotadas, segundo Zylberstajn apud Silva (1998, p. 106), foram:

Consolidação do programa do álcool, agora como opção de combustível exclusivo para veículos específicos – Proálcool II; aumento dos investimentos para prospecção de petróleo, que passa, em dólares constantes de 1984 de 1,7 bilhão para 3,1 bilhão em 1982; suspensão dos subsídios e estabelecimento de cotas para o óleo combustível; e programas de substituição do petróleo por carvão mineral e eletricidade, utilizando-se de tarifas atraentes.

Em sua segunda etapa, o Proálcool apresentava uma conjunção de fatores que o elegiam como programa de sucesso dentro do setor energético. O percentual de mistura com a gasolina passara de 20% em 1977 para 22%. Em paralelo, o aumento das pesquisas e desenvolvimento resultaram na fabricação de motores 100% a álcool, que dispensavam o uso de gasolina, criando um mercado antes inexistente e levando as montadoras a garantir a quase exclusividade desse novo segmento de mercado em suas linhas de montagem.

Por outro lado, esse novo mercado foi perdendo legitimidade à medida que políticas governamentais entravam em contradição, com a redução do diferencial entre o preço do álcool e da gasolina e consequentemente o desestímulo ao produtor interno, e a promoção da venda de carros populares movidos à gasolina. Deixava-se de lado, o programa mais bem-sucedido em termos de diversificação energética.

Priorizou-se a partir de então os investimentos na exploração e produção de petróleo, com vistas à autossuficiência. Além disso, traçaram-se estratégias para a substituição de derivados de petróleo: “gasolina por álcool carburante; diesel por óleo vegetal; óleo combustível por carvão mineral e vegetal”. Na outra ponta, melhoraram-se os desenhos regulatórios para um melhor aproveitamento da eletricidade a partir da fonte hídrica, assim

como a introdução de investimentos em fontes alternativas, tais como: “solar, eólica, marés, biomassa, geotérmica, óleos vegetais e baterias especiais utilizando lítio” (SILVA, 1998, pp. 109-110).

A crise energética foi um dos principais entraves à evolução econômica na década de 1980 (década perdida). É claro, não se está desconsiderando as falhas de política industrial e de política comercial no período. Do mesmo modo, não se descarta que a crise da dívida externa tenha contribuído sobremaneira para a involução econômica do período. Ainda assim, o consumo final de energia aumentou anualmente 2,6% ao longo da década e, apesar de ter ficado abaixo do registrado na década anterior, indicava que o planejamento estatal deveria dar continuidade ao programa de busca de eficiência energética.

A política energética até então era controlada pelo Estado por meio da Petrobras e Eletrobras⁵. O que se seguiu na década de 1990 (CARVALHO, 2005), foi a extinção do Proálcool no governo Collor e a privatização das empresas do setor elétrico por meio do Programa Nacional de Desestatização (PND), no governo Fernando Henrique. Somado a isso, a aprovação da Lei do Petróleo no Congresso Nacional retirava o monopólio da Petrobras e delegava aos Estados a distribuição de gás natural e a comercialização às empresas privadas e estatais. O governo foi marcado também pela política de fomento à geração de energia a partir de termelétricas à gás natural, centrais hidrelétricas de pequeno porte, energia eólica e biomassa.

De acordo com Bajay (2004, p. 7), as principais razões para que se buscasse novas formas de organização do setor energético foram:

Achatamentos das tarifas de energia elétrica, e de outras tarifas públicas, pela área econômica do governo, por conta de tentativas de controle da inflação; – uso político indevido de concessionárias de energia elétrica e de distribuição de gás, envolvendo administrações incompetentes e, em alguns casos, corruptas, e o início de obras, sobretudo usinas geradoras de eletricidade, sem se ter a garantia de recursos para concluí-las, com o objetivo de se obter benefícios de cunho eleitoral; e – o desejo do governo federal em obter substanciais e rápidos aumentos na produção de petróleo e gás natural no País.

Essas novas formas de organização se arrastavam desde meados da década de 1980, quando o governo viu o setor elétrico diante de uma grande crise partiu para o processo de privatização, sendo esta a principal política energética do governo Fernando Henrique Cardoso.

⁵ Petrobrás e a Eletrobrás, a última com a cooperação das principais empresas estatais do setor elétrico, eram responsáveis pelos planejamentos da operação e da expansão das indústrias de petróleo e gás, e energia elétrica, respectivamente, e propunham ao Ministério de Minas e Energia as políticas energéticas associadas (BAJAY, 2004, p.6).

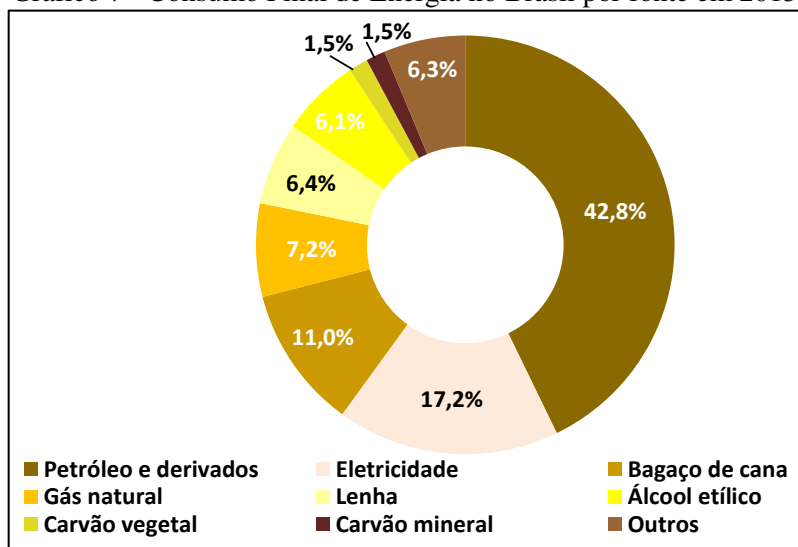
A abertura do mercado energético brasileiro para investidores privados, a fim de redirecionar investimentos públicos para outras áreas e introduzir a competição Fernando Henrique Cardoso. Como resultado desta política, ao final de seu governo existiam tanto empresas estatais como privadas, de grande porte, nos dois principais segmentos do setor energético no Brasil: as indústrias de petróleo e gás e de eletricidade (CARVALHO, 2005, p. 9).

No governo Lula, manteve-se as políticas delineadas no governo anterior e deu-se um passo na promoção do biodiesel por meio da criação do Programa Nacional de Biodiesel. O governo, mesmo após a extinção do Proálcool, continuou dando suporte ao setor, garantindo um nível de mistura entre 18% e 25%, dependendo da produção anual. Ademais fortaleceu-se o campo da regulação energética e abriu-se espaço para os investimentos em fontes renováveis, tendo em vista o processo de migração para fontes de energia com menor teor de carbono no mundo. Esse novo panorama levou Goldemberg e Moreira (2005, p.221) a afirmarem que:

O Brasil possui um sistema de energia relativamente "limpo", contando significativamente com fontes de energia renovável, como a biomassa e a hidroeletricidade. Não obstante, a questão importante é a de saber como os combustíveis fósseis são usados para satisfazer as necessidades de energia intensiva das indústrias no setor manufatureiro, altamente intensivas no uso de energia, do aumento da urbanização e do rápido crescimento do setor de transportes rodoviários sem causar danos excessivos ao meio ambiente.

Os resultados dos esforços de diversificação presente nas políticas energéticas, desde meados de 1970, podem ser observados na composição do consumo final de energia no país por fonte de suprimento, como assinalado no Gráfico 7, que traz o consumo final de energia em 2015. A mudança mais significativa ocorreu no consumo de lenha, que saiu de 32,6% em 1974 para 6,4% em 2015, seguida pelo carvão vegetal. As políticas de aproveitamento da hidroeletricidade, propiciada pela expansão das mesmas rendeu o segundo lugar no consumo energético (17,2%). No mesmo sentido, o consumo de bagaço de cana, de gás natural e de álcool etílico registraram incremento moderado, com elevação da participação. Em relação ao consumo de petróleo e derivados, a participação no consumo final caiu para 42,8% ante 48,9%, entretanto, o legado não foi simplesmente esse, mas uma contração acentuada da dependência externa para suprimento de petróleo e derivados. Isso porque no início da década de 70, aproximadamente 70% do petróleo consumido no país era proveniente de importações e esse percentual recuou para 15% em 2015.

Gráfico 7 - Consumo Final de Energia no Brasil por fonte em 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados do BEN (2016)

No que diz respeito ao gás natural, houve ganhos de participação significativos entre 1970 e 2015, saindo de 0,4% para 7,2%. Esse salto decorreu principalmente da expansão da oferta com a construção do gasoduto Bolívia-Brasil e expansão das termelétricas a gás natural. Além disso, intensificou-se o uso na indústria manufatureira, substituindo combustíveis mais poluentes.

Não há dúvidas de que o Brasil tem se colocado na vanguarda do movimento da diversificação e transição para uma matriz energética mais limpa. O grande exemplo foi o desenvolvimento e a manutenção de uma matriz elétrica com, aproximadamente, 90% de combustíveis de origem renovável. O grande desafio que se coloca é a sustentabilidade desse modelo e como melhorá-lo no intuito de torná-lo uma fonte de inspiração para o mundo.

2.2 A relação entre Política Energética e Aquecimento Global

A nova reconfiguração energética mundial a partir do Acordo de Paris levanta uma série de questões sobre a maneira como as sociedades conduzirão suas atividades econômicas no longo prazo, tendo em vista o uso mais eficiente dos recursos energéticos e a transição para fontes de energia cada vez menos carbonizada. De acordo com Kahn (2016), 80% dos gases de efeitos estufa são provenientes da queima de combustíveis fósseis, o que torna a questão do aquecimento global fundamentalmente um problema de energia. Existe uma equação em jogo que precisa ser equilibrada, exigindo uma solução para as questões energéticas no mundo.

2.2.1 Questão ambiental: mudança climática e aquecimento global

Os experimentos sobre a ocorrência de mudanças climáticas por meio da observação de cientistas isolados, inegavelmente, moldaram o espaço para debate atual e abriram a fronteira sobre política energética e seus impactos no mundo contemporâneo. Tyndall (1860), aproveitando-se dos conhecimentos e das pesquisas de seus antecessores foi o primeiro cientista a fabricar um equipamento, o espectrofotômetro, voltado para medir a concentração dos gases que aprisionavam calor, fornecendo “uma explicação do efeito estufa, do funcionamento do clima” (YERGIN, 2014, p.443).

Arrenius (1896), por outro lado, embora tenha sido o pioneiro na previsão do aquecimento global, não via nesse fato razões para se preocupar, visto que, para o cientista, tratava-se de um processo lento que demoraria milênios para se concretizar. De todo modo, acreditava que as temperaturas mais elevadas proporcionariam “climas melhores e mais uniformes, proporcionado safras mais abundantes” (ARRENIUS apud YERGIN, 2014, p.445).

Revelle (1957) inovou na ciência ao afirmar que as emissões provenientes da queima de combustível fóssil eram em sua totalidade absorvidas pelo oceano. No entanto, tempos depois começara a admitir que o oceano era incapaz de absorver a totalidade das emissões, dando suporte ao trabalho de Keeling (1959) rumo a mensuração de CO₂, o qual tornou-se “a base das modernas discussões sobre mudança climática e das atuais tentativas de transformar o sistema energético” (YERGIN, 2014, p.457).

Keeling (1959) deu os primeiros passos construindo uma curva “curva de Keeling” ascendente de CO₂ na atmosfera. Não demorou muito para que o alcance da curva envolvesse figuras públicas e acadêmicas interessadas em disseminar o conhecimento em torno das emissões de carbono, assim como deu uma ênfase política para o assunto nos primeiros anos de 1970. Porém, foi somente em 1985 que “uma rede científica global sobre mudanças climáticas fica evidente”, entrando na “arena política em meados de 1988”. Nesse mesmo ano, ocorreu a primeira Conferência sobre Mudanças na Atmosfera em Toronto, cujo principal objetivo voltava-se para políticas que induzissem à redução das emissões de CO₂ (YERGIN, 2014, pp. 472-473).

No ápice das discussões e impactos sobre os riscos do aquecimento global, as principais economias do mundo (Estados Unidos e Grã-Bretanha) sinalizaram apoio à causa. Nos Estados Unidos, pela primeira vez esta ganhou espaço numa campanha à presidência, com o candidato Bush. Na Grã-Bretanha, teve como principal aliada a primeira ministra,

Margaret Thatcher, com políticas voltadas à substituição do carvão mineral por gás natural, encerrando uma batalha contra os sindicatos dos trabalhadores mineiros e consequentemente reduzindo os impactos sobre o meio ambiente.

Não obstante, a responsabilidade do homem nas alterações do clima ainda não tinha ganhado uma particularidade nos debates sobre as emissões. Mesmo após a criação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC) em 1988, esse era um assunto, no qual não se encontrava consenso. No primeiro relatório em 1990, que serviria de base às políticas das Nações Unidas, a instituição afirmava categoricamente que a temperatura do planeta estava aumentando, entretanto, enfatizava que ainda não era possível afirmar o grau de envolvimento do homem nesse processo. Somente no quarto relatório, lançado em 2007, que o IPCC afirmou com veemência que as emissões eram resultado da ação humana: Era ‘muito provável’ – com mais de 90% de probabilidade – que as mudanças climáticas resultassem, de fato, de causas antropogênicas⁶ (YERGIN, 2014, p. 514).

Muito embora as provas que apontavam para a participação do homem nas emissões de gases tenham chegado muito tarde, não houve modificação nos rumos da política, pois esse era de longe um dos principais problemas atacados desde o início. Hinostroza Suarez (2000, p. 16) enfatiza que apesar de os fatores naturais serem uma das causas das alterações no equilíbrio energético entre a terra e a atmosfera, “os fatores antropogênicos são os que preocupam a humanidade, principalmente o aumento das concentrações atmosféricas de GEE, visto que tal incremento promove a intensificação do Efeito Estufa Natural”.

A camada protetora (Efeito Estufa) que permitia que a radiação fosse absorvida pelo planeta, de modo equilibrado, e dava garantias de uma temperatura adequada ao desenvolvimento dos organismos vivos vinha se esfacelando diante da intensificação da emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE), oriundos da queima de combustíveis fósseis e do desmatamento nos dois últimos séculos, gerando um desconforto climático sem precedentes.

A Tabela 1, intitulada Concentração e Potencial de aquecimento global direto para um horizonte de tempo de 100 anos, mostra que a velocidade com que as emissões de GEE estão crescendo remontam o período pós Revolução Industrial, no qual esses gases alcançaram o patamar de 360,3 partículas por milhão em 1994 ante 280,9 ppmv em 1850, crescimento acumulado de 28,2%. O protagonismo do carvão mineral durante a Revolução Industrial, assim como a da propagação do uso petróleo com o avanço no sistema de

⁶ Definição: Palavra de origem latina que se refere a humanidade em si, ou seja, a liberação de gases de efeito estufa como resultado da atividade humana – principalmente a queima de carvão, petróleo e gás natural, além do desmatamento (YERGIN, 2014, p. 486).

transporte é uma explicação contundente do papel do homem no crescimento das emissões de GEE.

Tabela 1 - Concentração e Potencial de Aquecimento Global Direto para um Horizonte de Tempo de 100 Anos

Gás	(GWP)	Concentração Pré-industrial	Concentração na Atmosfera
CO ₂	1	280 ppm	379 ppm
CH ₄	23	715 ppb	1.774 ppb
N ₂ O	310	270 ppb	319 ppb

Fonte: IPCC (2007)

Da mesma forma, apreende-se, a partir dos dados da Tabela 1, de que existe um efeito cumulativo desses gases na atmosfera, tornando-se difícil contornar o volume emitido, pois, atualmente, convive-se com as emissões acumuladas nos últimos 150 (HINOSTROZA SUAREZ, 2000, p. 16) somadas às emissões cotidianas. De modo que, as gerações futuras serão as mais castigadas com aumento no ritmo dessas emissões, convergindo para o que Bolin apud Yergin (2014, p. 481, **grifo nosso**) explicitou após o primeiro relatório do IPCC: “Quando a questão **das emissões antropogênicas** for esclarecida, o compromisso com a mudança climática futura será consideravelmente maior”.

O dióxido de carbono, ainda segundo a Tabela 1, é o principal gás de efeito estufa, compondo a quase totalidade das emissões nos períodos pré e pós-Revolução Industrial. Isso significa que toda e qualquer medida que vise a redução do GEE deverá ter como alvo esse gás. A queima contínua desse combustível para atender as necessidades humanas tem, por outro lado, gerado uma concentração de CO₂ na atmosfera nunca vista na história. Fazendo menção ao início desse processo, Weiner apud Hinostroza Suarez (2000, p. 20), destaca:

As máquinas de Watt foram os gênios da Revolução Industrial. Concorreram para dar movimento acelerado à esfera humana. Cada vez se queimava mais carvão para alimentar as máquinas e fundir aço para fazer mais máquinas. [...] As máquinas eram alimentadas com mais carvão e, posteriormente, mais petróleo e gás natural, resultando em um crescimento de dióxido de carbono que não parou até hoje.

O dióxido de carbono despertou o interesse dos pesquisadores e figurou como um dos assuntos mais importantes para o entendimento das mudanças climáticas e criação de políticas voltadas para contenção da emissão de gases de efeito estufa. Em meados dos anos 1800, Tyndall (1860) conseguiu identificar a importância do GEE para a manutenção do equilíbrio entre atmosfera e terra, ao mesmo tempo em que admitira que alterações nesse equilíbrio ocorriam à medida que as concentrações desses gases se elevavam. Do mesmo

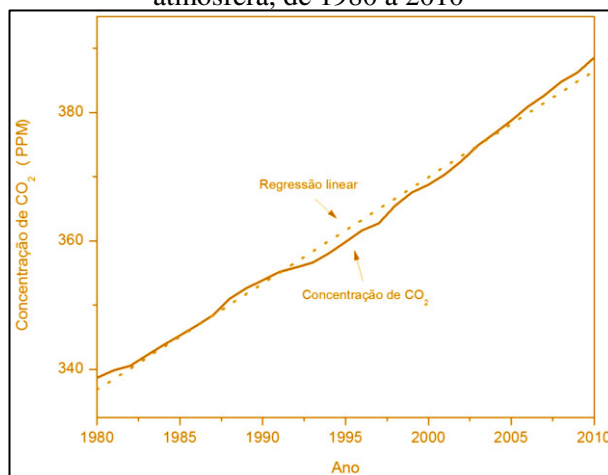
modo, Callendar (1949) encontrava-se extasiado com os impactos do dióxido de carbono no clima, principalmente, no aquecimento global.

Mais tarde Ravelle apud Yergin (2014, p. 451, **grifo nosso**) admitiu que quantidade crescente de CO₂ “**poderia** se tornar significativo nas próximas décadas se a combustão de combustível industrial continuar a crescer exponencialmente”, acrescentando chegou à conclusão de que “os seres humanos **estavam** realizando um experimento geofísico de larga escala que não poderia ter acontecido no passado ou ser reproduzido no futuro”.

Como preconizado por Revelle (1957), a concentração de dióxido de carbono na atmosfera registrou uma taxa de crescimento sem precedentes com a intensificação da queima de combustíveis fósseis e do desflorestamento de áreas vegetais. Neste último caso, a queda na taxa de absorção de CO₂ no processo de fotossíntese implica diretamente em seu descarregamento na atmosfera por meio “da decomposição e da combustão” (HINOSTROZA SUAREZ, 2000, p. 20).

O Gráfico 8, retirado de Noa apud Viola (2011, p. 13) apresenta uma curva ascendente da concentração média de CO₂ na atmosfera no período de 1980 a 2010, mostrando forte tendência de crescimento das concentrações de CO₂ na atmosfera. De acordo com o IPCC (2007), as emissões globais de gases do efeito estufa registraram expansão de 70% entre os anos de 1970 e 2004, destacando-se o dióxido de carbono (CO₂) cujas emissões anuais cresceram em cerca de 80%. De forma geral, nos últimos anos presenciou-se uma mudança radical no perfil populacional e nas atividades produtivas. Como destaca Yergin (2014), a elevação das emissões pela humanidade é explicada por duas razões: primeira, o crescimento vertiginoso da população mundial; segunda, a expansão da renda mundial. Nos dois casos a pressão da demanda recaiu sobre o consumo de energia.

Gráfico 8 - Concentração média anual de CO₂ na atmosfera, de 1980 a 2010



Fonte: Noaa apud Viola (2011, p. 3)

O desequilíbrio na quantidade de gases em suspensão, principalmente o dióxido de carbono, é um aprisionamento das radiações que chegam ao planeta em proporções elevadas, causando sobreaquecimento da superfície. Quando Sausurre (1770), por meio de seu experimento⁷, descobriu que a concentração de gases evitava o resfriamento da terra à noite, o interesse pelo assunto ainda era restrito a estudiosos da academia. Nos dias atuais, o debate politizou-se carecendo de políticas mais específicas e direcionadas. Em se tratando desse equilíbrio, Yergin (2014, p. 438) faz a seguinte afirmação:

Se as concentrações de CO₂ e de outros gases de efeito estufa ficarem alta demais, uma quantidade muito grande de calor será aprisionada. O mundo dentro de uma estufa atmosférica ficará quente demais, com a possibilidade de uma violenta mudança no clima que afetará radicalmente a vida no planeta. Teme-se que bastaria a temperatura média da Terra aumentar apenas dois ou três graus para causar grandes estragos.

A iminência do problema gerou preocupação na maioria dos países, dando origem às conferências para a discussão das mudanças climáticas e polarizando o debate a fim de responsabilizar os culpados pelo estado de caos ambiental que, de acordo com as previsões, se aproximava lentamente. A Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente (ECO-92), funcionando como um espaço de conflitos de interesse e conhecimento do problema, mas com metas frouxas. Yergin (2014, p. 482) define como a consolidação de “um processo de negociação complexo e bastante litigioso”. Isso porque nem os países desenvolvidos, responsáveis por quase 80% das emissões de CO₂, queriam que imposições sobre as emissões impactassem suas trajetórias de crescimento, nem os países subdesenvolvidos aceitavam limitações de emissões por meio da proibição do desflorestamento, ou quaisquer outras que ofuscassem suas trajetórias de desenvolvimento.

O resultado de tantos interesses difusos foi o estabelecimento de uma meta ampla, que previa “a estabilização das concentrações de gases de efeito estufa na atmosfera em um nível que prevenisse uma intervenção antropogênica perigosa no sistema climático” (YERGIN, p. 486). Apesar de todos os desconfortos durante a ECO-92, a questão climática ganhou outra dimensão, passando a determinar os rumos da política energética mundial.

⁷ Saussure estava inquieto com o seguinte questionamento: Por que nem todo o calor da Terra escapava para o espaço à noite? Para encontrar uma resposta, na década de 1770 ele simulou o que seria uma “caixa quente”, como ficou conhecida – uma espécie de miniestufa. As laterais e o fundo da caixa eram forrados de cortiça escura. A tampa era de vidro. Quando fluíam para dentro da caixa, o calor e a luz ficavam aprisionados e a temperatura no interior da caixa subia. Talvez, refletiu ele, a atmosfera fizesse a mesma coisa que o vidro. Talvez ela fosse uma tampa sobre a superfície do planeta, uma gigantesca estufa, permitindo que a luz entrasse, mas retendo uma parte do calor, mantendo a Terra aquecida mesmo depois que o Sol tivesse desaparecido do céu (YERGIN, 2014, p. 441).

Nesse sentido, em 1994 entra em vigor a Convenção do Clima (OLIVEIRA, 2013, p.88) e desde então os países signatários da Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (UNFCCC) “passaram a se reunir anualmente para discutir o progresso de sua implementação”, na Conferência das Partes (COPs)⁸. O Quadro 1 resume as principais decisões tomadas nas 21 Conferência das Partes, realizadas entre 1995 e 2015. A primeira COP ocorreu em Berlim na Alemanha, estabelecendo-se metas específicas para redução das emissões nos países desenvolvidos.

Quadro 1 - Conferência das Partes – de 1995 a 2015

Ano	COPs	Período / Local	Decisões
1995	COP – 1	28/03 a 07/04 Berlim – Alemanha	Negociação de metas e prazos específicos para a redução das emissões de gases para os países desenvolvidos
1996	COP – 2	08 a 19/07 Genebra – Suíça	Declaração de Genebra: proposta de criação de obrigações legais de metas de redução.
1997	COP – 3	03 a 11/12 Kyoto – Japão	Protocolo de Kyoto: estabelece metas de redução de gases causadores do efeito estufa.
1998	COP – 4	02 a 13/11 Buenos Aires – Argentina	O Protocolo de Kyoto é aberto para assinatura em 16/03 em Nova Iorque. Plano de ação de Buenos Aires: plano de trabalho para implementar e ratificar o protocolo.
1999	COP – 5	22/10 a 05/11 Bonn – Alemanha	Terminar os trabalhos estipulados no plano de ação de Buenos Aires.
2000	COP – 6	13 a 24/11 Haia – Países Baixos	Negociações suspensas devido à ausência de acordo entre a União Europeia referente a sumidouros e as atividades de mudança do uso do solo. Brasil: decreto sobre Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas.
2001	COP – 6	1/2 18 a 27/07 Bonn – Alemanha	Retomada das negociações, porém os EUA se retiraram do processo de negociação. Argumento: os custos seriam elevados para a economia americana e contestaram a ausência de metas para os países em desenvolvimento.
2001	COP – 7	29/10 a 10/11 Marrakesh – Marrocos	Aceitação de que os sumidouros fossem descontados nos cálculos das emissões e computados como compensações.
2002	COP – 8	23/10 a 01/11 Nova Deli - Índia	Rio + 10 – Joanesburgo – África do Sul (26/08 a 04/09). Perspectiva de entrada em vigor do protocolo de Kyoto, o que não ocorreu. Pressão sobre a Rússia de modo a aumentar as chances de o protocolo entrar em vigor, subindo para o total de 53,2% do total das emissões.
2003	COP – 9	01 a 13/ 12 Milão – Itália	Ações para a implementação do protocolo. Teve como foco esclarecer detalhes técnicos sobre o Protocolo de Kyoto. Pressão sobre a Rússia e sobre o Canadá.
2004	COP – 10	06 a 17/12 Buenos Aires –Argentina	18/11 - Ratificação do Protocolo de Kyoto pela Rússia. Nessa reunião, os países começaram a abrir discussões a respeito do que iria acontecer quando o Protocolo de Kyoto expirasse em 2012. As discussões técnicas ainda tomaram boa parte do tempo da

⁸ Nesse caso, Parte é o mesmo que país e a COP constitui o órgão supremo da Convenção (CARVALHO *et al*, 2002). É composto pelas partes signatárias e tem a responsabilidade de manter regularmente sob exame a implementação da Convenção, assim como quaisquer instrumentos jurídicos que a Conferência das Partes vier a adotar, além de tomar as decisões necessárias para promover a efetiva implementação da Convenção (ICLEI apud OLIVEIRA, 2003, p. 88).

Ano	COPs	Período / Local	Decisões
			Conferência.
2005	COP – 11	28/11 a 09/12 Montreal – Canadá	16/02 - O Protocolo de Kyoto entra em vigor. Discussões sobre o que deve acontecer após a expiração do Protocolo de Kyoto em 2012.
2006	COP – 12	06 a 17/11 Nairobi - Quênia	Últimas questões técnicas relativas ao Protocolo de Kyoto foram finalmente atendidas. O trabalho envolvido na obtenção de um novo acordo para o período pós-Kyoto continuou, e uma série de marcos foram estabelecidos.
2007	COP – 13	03 a 15/12 Bali – Indonésia	O IPCC reconhece as ações antrópicas como significativas para a mudança do clima. Plano de Ação de Bali (Mapa balinês do caminho): andamento de negociações para um regime pós-Kyoto, ou seja, um novo documento para substituir o protocolo que está em vigor depois de 2012.
2008	COP – 14	01 a 12/12 Poznam – Polônia	Trabalho com o objetivo de levar uma proposta sobre um novo acordo climático global em Copenhague. As Partes chegaram a um acordo final sobre a operacionalização do Fundo de Adaptação que vão apoiar medidas concretas de adaptação para os países em desenvolvimento.
2009	COP – 15	07 a 18/12 Copenhague - Dinamarca	Acordo de Copenhague – Acordo para redução dos níveis de emissões, de modo que a elevação da temperatura do planeta atinja os 2°C. Considerada a mais importante reunião ambiental da história, a COP 15 terminou em clima de frustração por não apresentar metas estabelecidas e sim, apenas promessas de redução de emissões.
2010	COP – 16	29/11 a 10/12 Cancún – México	Mantém a proposta de que os países desenvolvidos devem financiar projetos de adaptação e mitigação em países que estão em desenvolvimento. Propõe a formação de um fundo climático até 2020, mas nada em caráter obrigatório. A discussão da continuidade ou definição de novas metas de redução do Protocolo de Kyoto foi adiada, no entanto, o texto de Cancún deixa a mensagem de que o Protocolo precisa ser prorrogado para que os países não fiquem sem metas a serem cumpridas.
2011	COP - 17	28/11 a 09/12 Durban – África do Sul	Acordo político histórico, mas adia a proteção do clima. Plataforma de Durban: base para futuro acordo político com metas de redução para os Estados Unidos e China, mas só após 2020. Estabelece um calendário para a construção de outro instrumento legal em 2015, que possa entrar em vigor a partir de 2020. Com esse instrumento todos os países terão metas obrigatórias de redução de emissões. Foi lançado o Fundo Verde do Clima (US\$ 100 bilhões anuais a partir de 2020 para ajudar os países em desenvolvimento a combater suas emissões e se adaptarem às mudanças do clima).
2012	COP - 18	29/11 a 08/12 Doha - Catar	Renovação do Protocolo de Kyoto até 2020. A renovação do Protocolo de Kyoto, que mantém as metas da primeira fase do tratado, também incluiu no texto o financiamento de US\$ 10 bilhões por ano a serem doados pelos países desenvolvidos para auxiliar o combate às mudanças climáticas nas nações em desenvolvimento. Esse número já tinha sido acordado em 2009.
2013	COP – 19	11/11 a 23/11 Varsóvia - Polônia	Foi aprovado mecanismo de perdas e danos, que força os países ricos a financiar países mais vulneráveis, que sofrem com a mudança climática; desbloqueio do debate sobre financiamento a longo prazo; reforçada a necessidade de aprovar o novo acordo em 2015; os governos irão preparar ‘contribuições’ sobre o que farão para reduzir suas emissões de gases de efeito estufa, e não tem prazo certo;- normas sobre financiamento de projetos voltados à proteção de florestas em países em desenvolvimento (REDD+).

Ano	COPs	Período / Local	Decisões
2014	COP – 20	1/12 a 14/12 Lima – Perú	Aprovação do Acordo prévio a ser votado na COP-21. Nas negociações, os emergentes do Basic e os membros do G77 fizeram valer suas posições em favor a dois princípios caros. O primeiro é a necessidade de os compromissos dos países mais ricos abrangerem também os meios de financiamento, de capacitação e de transferência de tecnologia para os mais pobres cumprirem suas metas. O outro princípio registrado com ênfase no documento da COP-20 foi o da "responsabilidade comum, mas diferenciada". Prevê que os países desenvolvidos terão de assumir obrigações adicionais mais ambiciosas de redução de emissões de gases, compatíveis com o fato de os estarem despejando na atmosfera desde meados do século 18. Emergentes e os países em desenvolvimento e pobres teriam uma carga menor. O documento de Lima também trouxe de forma mais específica a obrigação de os 195 países apresentarem informações precisas sobre seus compromissos iniciais.
2015	COP -21	30/11 a 11/12 Paris - França	Sinaliza que a economia de baixo carbono é inevitável; estabelece mecanismos de transferência e “accountability” (MRV), que garantam a correta implementação das INDCs e a consequente integridade do clima com ciclos de revisão; Financiamento – Fundo Verde e Valor do Carbono (precificação do carbono); Transferência de tecnologia e capacitação; Estabilização da concentração de CO ₂ (2100) nos níveis pré-industriais implica necessariamente na profunda descarbonização da geração de energia. Imposição do limite 2°C para o aquecimento global.

Fonte: Até 2011 Oliveira (2013). De 2012 a 2015: Elaboração própria.

O segundo evento de peso para discutir as questões ambientais foi realizado no International Conference Center de Kyoto em 1997, coincidindo com a COP 3, a Conferência de Kyoto cujo objetivo principal, diante do fracasso das determinações acordados na ECO-92, centrava-se na definição de metas obrigatórias para redução das emissões de GEE e estratégias pelas quais pudessem ser implementadas.

Quanto a Conferência de Kyoto, Yergin (2014, p.501-503) destaca que antes que qualquer negociação pudesse entrar em discussão seria necessário que se resolvesse três questões principais: a primeira dizia respeito à pressão da Europa aos Estados Unidos para que estes fizessem “cortes maiores” nas emissões de CO₂, visto que a Europa vinha mostrando engajamento na causa, promovendo o uso do gás natural nas termelétricas em detrimento do carvão mineral. A segunda questão estava ligada ao comprometimento em maior proporção dos países em desenvolvimento, de modo a assumirem uma postura favorável à redução das emissões. Diante da postura contrária desses países, a saída foi a criação do “Mecanismo de Desenvolvimento Limpo⁹, por meio do qual empresas de países

⁹ O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo/CDM, descrita no Artigo 12, permite a um país industrializado financiar, em outros países, projetos que reduzam as emissões de poluentes atmosféricos e descontar de suas emissões próprias o que tiver sido reduzido pelos países por eles financiados. Abre-se, assim, um novo canal para adoção de tecnologias “limpas” e uma nova “commodity” (toneladas de carbono) que poderá ser negociada,

desenvolvidos poderiam investir em projetos de “energia limpa” nos países em desenvolvimento. A terceira questão envolvia mais uma vez os conflitos de interesse entre os Estados Unidos e a Europa. Enquanto estes estavam interessados em “mandatos e intervenção direta”, aqueles “estavam comprometidos com um sistema de comércio de emissões”. Queriam, portanto, comprar o direito de poluir, filosofia totalmente divergente da predominante na Europa. Pelo jogo de forças, o grande acordo de Kyoto foi baseado no comércio de emissões, resultado de uma imposição dos Estados Unidos sob pretexto de conseguir ratificá-lo no Senado americano, embora isso nunca tenha acontecido.

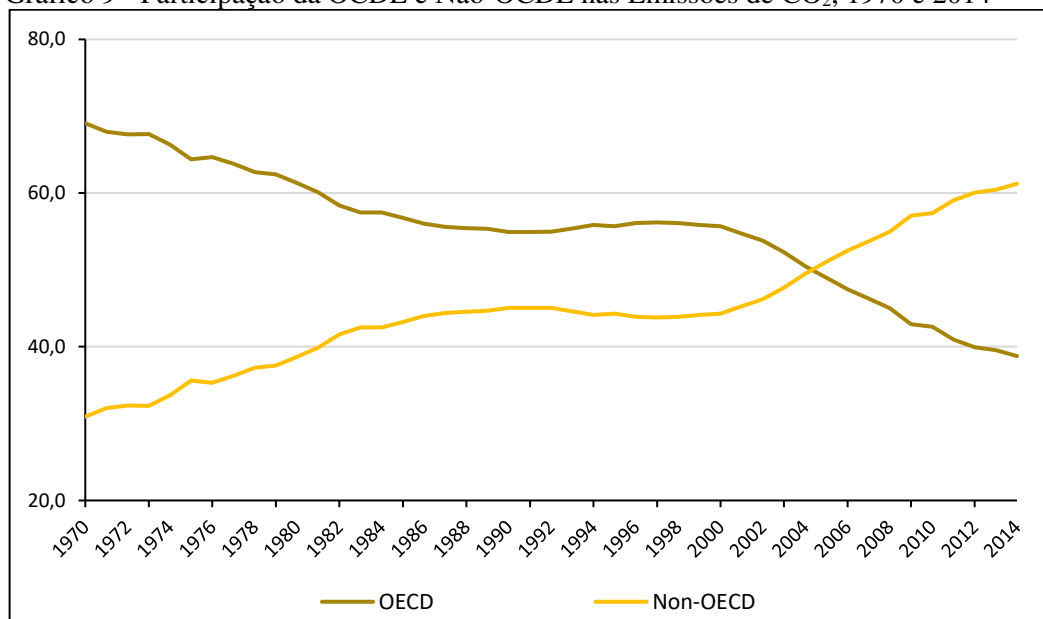
Outro evento de grande envergadura no mundo foi a Conferência de Copenhague sobre o Clima – COP 15, Quadro 1. Todas as esperanças estavam direcionadas para o país, pois os governos e mídias estavam mais conscientes dos acontecimentos em torno do clima, pode-se dizer que a probabilidade de que ocorresse um grande acordo entre as nações era superior ao cenário observado em Kyoto. No entanto, Yergin (2014, p.529) afirma que “não se chegou a um acordo em relação às questões básicas”. Não houve estabelecimento de “tratados nem metas vinculantes”, deixando os países desenvolvidos e em desenvolvimento livres para agir por meio de “promessas paralelas” (YERGIN, 2014, p. 531) que não passariam de medidas emergenciais, mesmo com a incorporação do limite de dois graus para o aumento da temperatura global. Ainda como resume Yergin (2014, p. 531), “o Acordo de Copenhague não foi um pacto internacional de grande ressonância, ao contrário, mais parecia uma solução temporária”, resultando assim na não adoção pelas nações que se fizeram presentes.

A relutância dos países em desenvolvimento em receberem o mesmo tratamento que os países desenvolvidos, ou industrializados, é muito compreensível quando se observa a trajetória de emissões até o final do século XX, no qual estes estavam na vanguarda das emissões. As discussões nas conferências climáticas de que esses países deveriam adotar medidas que contivessem as emissões de dióxido de carbono parecia não fazer sentido no momento em que o tema ganhava relevância em termos mundiais e continuaria se os mesmos não tivessem experimentado uma fase de expansão econômico bem peculiar, com o avanço da urbanização e incorporação crescente de atividades industriais antes alocadas nos países desenvolvidos. O resultado dessa exportação de atividades intensivas em energia colocou os países em desenvolvimento na fronteira emissões de dióxido de carbono a partir de 2005, ou seja, estes não poderão mais se isentar das responsabilidades sobre as mudanças climáticas.

possibilitando a geração de um fluxo de montantes consideráveis de dólares na direção dos PD para os países em desenvolvimento (HINOSTROZA SUAREZ, 2000, pp. 39-40).

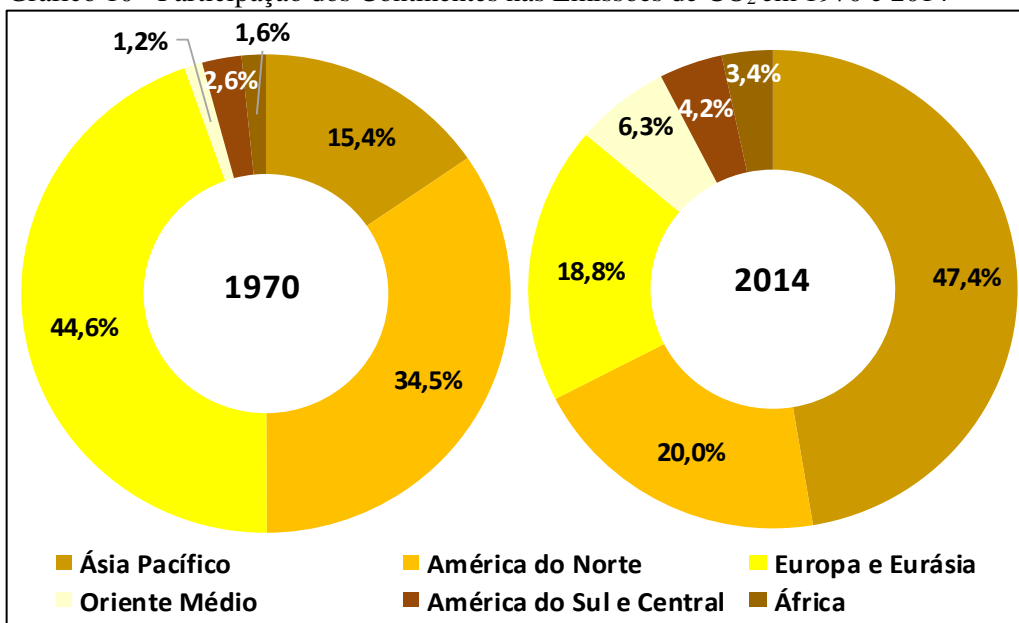
No Gráfico 9, têm-se a evolução da participação dos países que compõem a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) e do grupo de países fora da OCDE (Não-OCDE) na emissão de dióxido de carbono. Nota-se que a partir 2005, os países em desenvolvimento assumem a liderança nas emissões de CO₂.

Gráfico 9 - Participação da OCDE e Não-OCDE nas Emissões de CO₂, 1970 e 2014



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da IEA (2015)

A análise por continente mostrada no Gráfico 10 fornece uma explicação mais acurada para essa reversão de emissão entre os países desenvolvidos e os países em desenvolvimento. Na década de 1970, a América do Norte juntamente com a Europa e Eurásia concentravam 79,1% das emissões de dióxido de carbono. Esse percentual caiu para 38,8% em 2014, com impactos, sobretudo da redução de mais da metade nas emissões do último continente.

Gráfico 10 - Participação dos Continentes nas Emissões de CO₂ em 1970 e 2014

Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da IEA (2015)

A Ásia Pacífico, por outro lado, que perfazia 15,4% das emissões há um pouco mais de quatro décadas, nos dados mais atuais aparece como principal emissora, concentrando quase metade ou exatamente 47,4% das emissões totais. De modo geral, houve elevações das emissões na América do Sul e Central, no Oriente Médio e na África, visto que estes, assim como a Ásia Pacífico não seguiram nenhum mandato ou vinculação de redução das emissões nos últimos anos ainda que estivessem cientes dessa possível reversão de quadro.

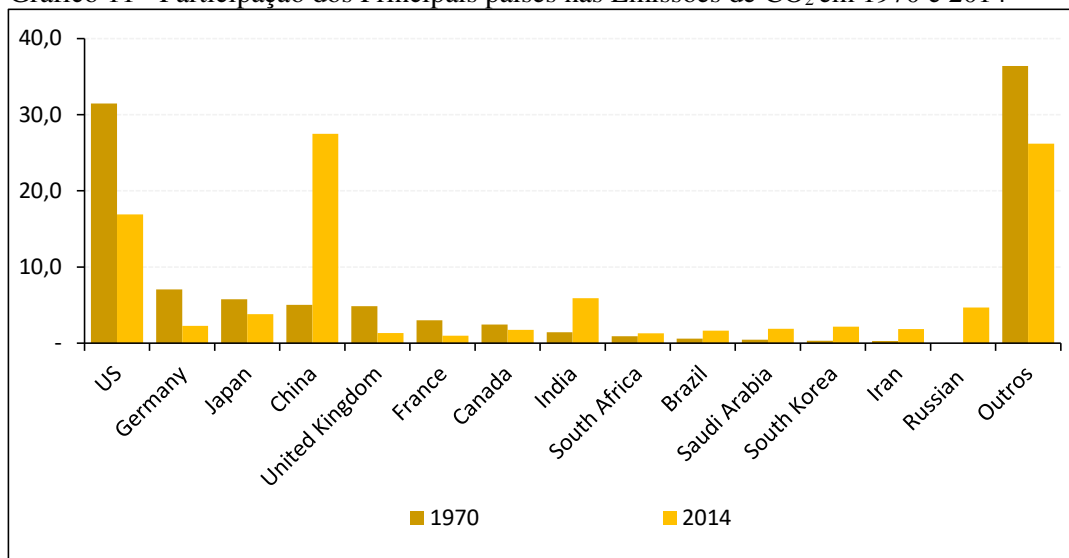
A forte expansão das emissões da Ásia Pacífico adveio, sobretudo, da China que por meio da expansão da renda interna na última década registrou crescimento exponencial no consumo de energia. Em 1970, a China consumia 165,9 toneladas equivalentes de carvão mineral e 556 de petróleo mil barris. Na outra ponta, em 2014, o consumo de carvão mineral foi 1.962,4 toneladas equivalentes de petróleo e do petróleo, de 11.056 barris. Nessa trajetória, a China passou à liderança das emissões de dióxido de carbono, respondendo por 27,8% do total. Ainda dentro do continente, as emissões da Índia foram as que mais cresceram no mesmo período, mas ainda no patamar bem aquém do primeiro colocado.

Entretanto, chama-se atenção para a velocidade de crescimento da Índia e a necessidade de abastecimento energético em grande parte do país. Desse modo, ainda que a China enfrente uma inflexão no consumo dentro dos próximos anos, acredita-se que a Índia poderá assumir a liderança das emissões. Por outro lado, a maior parte da Europa assim como os Estados Unidos, apesar de este não ter firmado acordos que sinalizassem a redução das

emissões, fizeram um esforço bastante acentuado no percurso de redução das emissões. Os EUA deixaram a liderança, passando de 31,5% em 1970 para 16,9% em 2014.

No Gráfico 11, tem-se a participação dos principais países nas emissões de dióxido de carbono em 1970 e em 2014. A queda das emissões dos Estados Unidos fica evidente nos dois períodos analisados, enquanto a China passou a liderar as emissões de CO₂.

Gráfico 11 - Participação dos Principais países nas Emissões de CO₂ em 1970 e 2014

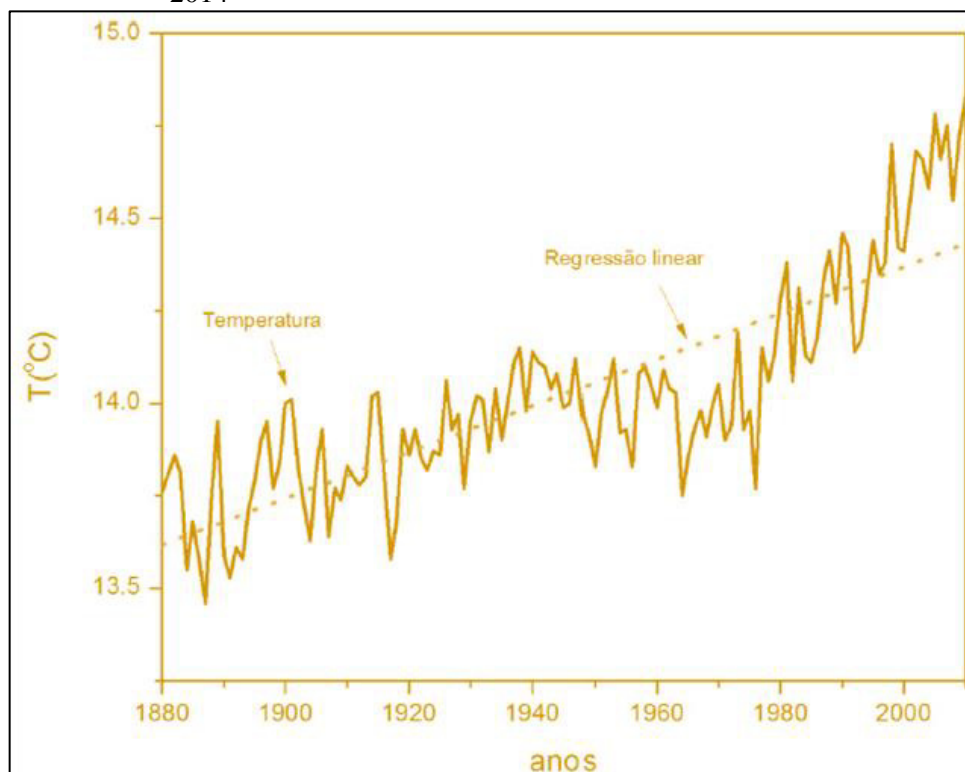


Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da IEA (2015)

A mudança de posições no ranking das emissões globais mostra somente como as economias se comportaram nas últimas décadas e a previsibilidade de que os países em desenvolvimento poderiam assumir a vanguarda desse processo. Somente entre 2000 e 2014, as emissões cresceram 92,2% nos países Não-OCDE, traduzindo a demanda por insumo energético nas economias subdesenvolvidas, retomando assim, as discussões novamente das consequências da queima desenfreada de combustíveis fósseis e as pesquisas por alternativas que possam substituí-los.

Não há questionamento na literatura de que a quantidade de CO₂ registrou crescimento exponencial, sendo apontado como uma das evidências do aquecimento global. Outras evidências partem de “séries temporais da temperatura média da terra nos últimos 50 anos e dos resultados da modelagem climática” Hinostroza Suarez (2000). Segundo Violla (2011, p. 4), “o aumento da temperatura média do planeta pode ser constatado analisando as medições de temperatura, ao longo dos anos, em estações climáticas distribuídas por diversas regiões do planeta”. No Gráfico 12, mostra-se como a temperatura anual da terra se comportou entre 1880 e 2010, comprovando a elevação nesse intervalo de tempo.

Gráfico 12 - Participação dos Principais países nas Emissões de CO₂ em 1970 e 2014



Fonte: Noaa apud Viola (2011)

O quarto relatório de 2007 do Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC já indicava um consenso científico em torno do assunto, colocando-o como prioridade dentre os problemas a serem enfrentados no século XX. No quinto relatório, que foi lançado em 2013, o IPCC, fundamentado nas emissões recordes de GEE em 2010 (49 GtCO₂eq/ano – gigatoneladas de CO₂ equivalentes no ano) e diagnosticando como causa as emissões antropogênicas, sugere que a estabilização das emissões em 450 ppm de dióxido de carbono, seria necessário que emissão cumulativas desse gás ao longo do século XXI fossem reduzidas de uma média de aproximadamente 2.460 Gt para aproximadamente 1.800 Gt (1.370 a 2.200). Nesse sentido, o Acordo de Paris, assinado na COP-21, sinaliza que a economia de baixo carbono é inevitável, para tanto, a estabilização da concentração de CO₂ (2100) no níveis pré-industriais implica necessariamente na profunda descarbonização da geração de energia, a fim de manter o aquecimento na média de 2°C (KAHN, 2016).

2.3 Conclusão

Pretendeu-se, neste capítulo, traçar-se um panorama geral sobre a evolução das políticas energéticas no mundo e ao mesmo tempo discutir as questões em torno do

aquecimento global. Nesse sentido, tratou-se das várias transições energéticas com o predomínio das fontes fósseis e hegemonia do petróleo no último século. Após a crise do petróleo na década de 1970 e as especulações sobre o seu fim, os países correram atrás de programas de diversificação de suas matrizes energéticas, buscando, pelo menos em primeira ordem, redução da dependência dessa fonte. Ao mesmo tempo, países que não detinham produção passaram a dar credibilidade aos alertas sobre os impactos negativos das fontes fósseis ao meio ambiente e assim estabeleceu-se o terreno para o início das fontes renováveis.

Muito embora, as discussões sobre o aquecimento da terra insurgissem em um terreno arenoso, não se podia negar o aumento substancial das concentrações de dióxido de carbono na atmosfera desde a era pré-industrial. Indubitavelmente, essas concentrações estavam levando a uma situação de desconforto em termos de temperatura e bem-estar da sociedade.

Nos dias atuais, as principais discussões centram-se no impedimento do aumento da temperatura global até o limite de 2° C, tendo como base o processo de descarbonização da economia. Entende-se, por outro lado, que a estrada até o cenário almejado é bastante pedregoso e de elevadíssimo custo. Nesse sentido, sugere-se o gás natural como a ponte que levará o *status quo* até o mundo descarbonizado, principalmente, por ser a fonte mais limpa dentre as fósseis e por experiências de grandes centros consumidores. Esses principais atributos do gás natural serão tratados no próximo capítulo, enfatizando-se os aspectos técnicos e econômicos da indústria, assim como os vários mercados em que é possível utilizá-lo.

3 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E O PAPEL DO GÁS NATURAL PARA UMA ECONOMIA DE BAIXO CARBONO

3.1 Elementos da Transição Energética

A nova reconfiguração energética mundial a partir do Acordo de Paris levanta uma série de questões sobre a maneira como as sociedades conduzirão suas atividades econômicas no longo prazo, tendo em vista o uso mais eficiente dos recursos energéticos e a transição para fontes de energia cada vez menos carbonizada. Esta última nasce de um *tradeoff* entre segurança energética e mudança climática. Isto porque é a primeira que dita os rumos da política energética ao redor do mundo e as discussões que envolvem, ao passo que a segunda imprime um custo e um risco elevados para as nações (BICALHO, 2013).

Dar início ao processo de migração dos combustíveis fósseis, atualmente abundantes de baixo custo, e determinantes do atual estágio de desenvolvimento para uma matriz mais limpa, de custo mais elevado, fundamenta o debate acirrado acerca da transição energética. Ressalta-se que “a maneira como se percebe, se administra e se reduz esse *tradeoff* é fundamental na definição da necessidade, do conteúdo, do ritmo e da duração da transição energética” (BICALHO, 2013, p.1).

A própria disponibilidade de recursos naturais é que vai dar o tom dessa transição. Desse modo, observa-se outros esforços no sentido que dariam condições para a manutenção dos combustíveis fósseis na matriz energética, como a melhoria de eficiência dos equipamentos, a criação de um sistema de captura e armazenagem de carbono (CCS) e garantia de ampla substitubilidade entre as duas fontes (BICALHO, 2013).

A característica de forte intermitência dos combustíveis renováveis barra sobremaneira os avanços neste último aspecto. E é exatamente nessa frente que se abre a oportunidade para a inserção do gás natural, dado os seus atributos de menos poluente dentro do rol das fontes fósseis. Por outro lado, de acordo com IGU (2015), “o crescimento das energias renováveis intermitentes pode ter impactos positivos e negativos sobre a demanda de gás”. Dentre os efeitos positivos, estariam: crescente necessidade de energia de *backup*; vantagem decisiva ao gás natural e os menores custos das centrais a gás natural. No que tange aos efeitos negativos, têm-se que em um portfólio com gás natural, carvão mineral e nuclear, as usinas a gás tendem a ser as primeiras a serem desligadas. Além disso, avanços na tecnologia de armazenamento de energia e políticas climáticas que tenham como objetivo

zerar as emissões de CO₂ podem ter impactos negativos na promoção do gás natural no longo prazo.

3.2 Gás Natural como ponte para uma economia de baixo carbono

As características intrínsecas do gás natural em relação aos demais combustíveis fósseis colocam-no como o principal combustível da transição para uma economia com baixo uso de carbono. As vantagens se estendem desde a queima completa, alto poder calorífico por unidade de massa, exigindo uma quantidade menor de combustível para um determinado processo; menor emissão de dióxido de carbono, óxidos de nitrogênio e particulados na atmosfera, e consequentemente menores impactos ao meio ambiente; e ainda aspectos operacionais, tais como um menor dispêndio com a manutenção de equipamentos em comparação com outros combustíveis fósseis.

A despeito dos elevados investimentos iniciais na construção da infraestrutura de transporte, esta modalidade é considerada uma das mais seguras do mundo. Além disso, dispensa gastos com formação de estoque e pode ser utilizado como substituto de qualquer combustível. Essas características o colocaram no topo da competitividade no mundo inteiro, tornando-se um aspecto fundamental para a redução dos custos de produção. Entretanto, é importante ressaltar que o gás natural não possui demanda cativa, ou seja, o aumento da demanda depende do seu preço em relação ao preço dos combustíveis substitutos.

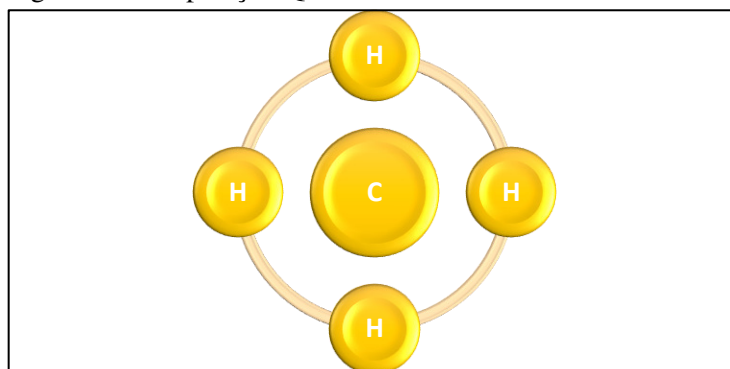
3.2.1 Características Técnico-econômicas da Indústria de Gás Natural

O gás natural é um combustível fóssil, constituído por partículas de carbono e hidrogênio (hidrocarboneto), com predominância de metano (Figura 1) e em menores quantidades etano, propano, butano e outros hidrocarbonetos com cadeias acima de cinco carbonos. “Em seu estado bruto, apresenta baixos teores de contaminantes como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre. O gás natural à temperatura atmosférica e à pressão ambiente permanece no estado gasoso” (MARQUES; PEREIRA, 2015, p. 121).

A Figura 1 apresenta a composição química do metano, formado por um átomo de carbono e quatro de átomos de hidrogênio. O metano é o mais simples dos hidrocarbonetos pela sua composição molecular, sendo o único a possuir “densidade menor do que a do ar (0,679 kg/m³), apresentando um ponto de vaporização/condensação de -162° C e um poder

calorífico superior de 40 MJ/Nm³, o mais baixo entre todos os hidrocarbonetos gasosos e líquidos” (GÁS ENGINEERS HANDBOOK apud ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 3).

Figura 1 - Composição Química do Metano



Fonte: Almeida e Colomer (2013)

No decorrer dos anos, várias teorias¹⁰ tentaram explicar o processo de formação do petróleo e do gás natural, mas atualmente a mais comumente aceita é a teoria orgânica, segundo a qual o gás natural é resultado da decomposição anaeróbica de matéria orgânica, num processo que tem duração de milhões de anos. Clô (2000, p.2) resume esse processo em quatro fases:

- (a) algae and marine fauna are deposited on underwater beds (seas, lagoons, marshes, etc.), mixing with sands and clay sediments; during the process of diagenesis a *source rock* is gradually formed which favours the process of the fermentation of organic materials within it. Sedimentation and fermentation are therefore simultaneous;
- (b) given time, the anaerobic bacteria present in the sludge containing the organic remains (sapropel) take oxygen away from the organic substances, which are enriched with carbon, hydrogen and fats by reduction. In this way various hydrocarbons (oil and gas) are formed through a series of transformations and through the combined action of temperature and pressure;
- (c) with the deep transformations taking place to the earth's crust, the source rocks are covered, fragmented, compressed and often dispersed by the accumulation of new sediments. In the meantime the oil and methane which has been formed filters through the fissures and permeable rocks until they find a natural impermeable barrier known as *petroliferous trap*;
- (d) at this point, the hydrocarbons accumulate in the porous rocks inside traps known as *reservoir rocks*. An oil field may not therefore be represented, as it commonly is, as a subterranean cavern containing gas under pressure, below which there is a liquid mass of oil. Instead, it is a layer of rock, impregnated (in its porous cavities) with hydrocarbons.

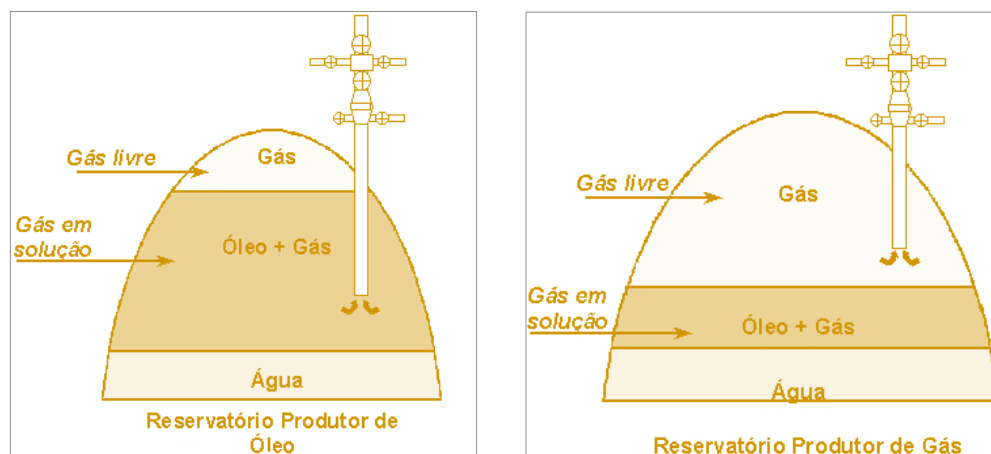
¹⁰ Uma das teorias é a teoria abiótica da formação do petróleo e do gás, que “defende que tanto os hidrocarbonetos líquidos quanto gasosos e sólidos se originam a partir do carbono que é ‘bombeado’ continuamente pelas altíssimas pressões do interior da Terra em direção a superfície. Segundo essa corrente teórica, uma vez que os organismos vivos têm mais de 90% de água em sua composição, mesmo que a totalidade de sua massa sólida fosse convertida em petróleo, não haveria como explicar a quantidade de hidrocarbonetos que já foi extraída até o presente momento” (ALMEIDA, COLOMER, 2013, p. 25)

Embora descreva fases semelhantes para a geração de petróleo e gás natural, ressalta-se que nem sempre as fases ocorrem da mesma forma, podendo ser totalmente diferentes, razão pela qual a prospecção de petróleo e gás é um negócio de alto risco (CLÔ, 2000).

O gás natural pode ser encontrado na natureza sob as formas não associado (quando encontrado sozinho) e associado (quando obtido a partir do petróleo). Adicionalmente, o gás natural pode ter origem convencional e não convencional. O convencional é encontrado em rochas de alta permeabilidade e de baixo custo, enquanto o não convencional está localizado em rochas pouco porosas e de baixa permeabilidade. Possui um alto custo de extração, carecendo de tecnologias específicas, tais como perfuração hidráulica e horizontal.

A Figura 2 ilustra a diferença entre os reservatórios associado e não associado de gás natural. No reservatório produtor de petróleo, o gás natural encontra-se em pequena quantidade na forma livre e em sua maior parte sobre a forma dissolvida no petróleo. No reservatório produtor de gás, por outro lado, o gás livre perfaz a totalidade do conteúdo, eliminando qualquer economicidade voltada à produção de petróleo (MARQUES; PEREIRA, 2015).

Figura 2 - Reservatórios de Associado e Não Associado de Gás Natural



Fonte: Marques e Pereira (2015)

Na forma associada existe estreita ligação com o ritmo de exploração econômica do gás natural cujo custo de produção se aproxima de zero, em contrapartida existe uma dificuldade metodológica da distinção entre os investimentos em petróleo dos investimentos em gás natural. Já no primeiro, a produção será determinada pela capacidade de escoamento

para os mercados consumidores e evolução dos preços do gás natural, ou seja, põem a dinâmica do mercado do energético como determinante nas perspectivas de exploração das reservas, enquanto no gás associado a dinâmica de extração de petróleo determina a produção de gás natural (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Desse modo, quando o tipo associado é predominante e não existem condições econômicas para a exploração da jazida, o gás natural é reinjetado ou queimado em *flare*¹¹, conhecido como queimadores de segurança. Um aspecto negativo dessa prática é que a queima ou dissipação do metano na atmosfera pode potencializar o aquecimento global. Ou seja, “a perda do gás natural oriundo do processo dos processos de exploração – ou mesmo da queima do insumo -, durante a fase de produção de um poço de petróleo, além de ser significativa, constitui sério problema ambiental” (MARQUES; PEREIRA, 2015, p. 129).

Por outro lado, a predominância de gás natural não associado em grandes volumes permite seu uso para fins econômicos, viabilizando a exploração das reservas, minimizando assim os impactos da queima desse combustível. Isso porque “além dos efeitos maléficos ao meio ambiente, o excesso de queima de gás natural priva o país do acesso a uma fonte de energia limpa e de alta qualidade” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p.32).

Como mencionado acima, a viabilidade econômica é o principal determinante da exploração das reservas, além da inserção do aspecto ambiental de modo a torná-la efetiva. Para melhor compreensão do que vem a ser reservas, é importante diferenciá-las de recursos, apresentados no Quadro 2. Estes últimos incluem todo o volume de gás natural que pode ser explorado, de acordo com desenvolvimento tecnológico vigente. Além disso, inclui os recursos contingentes e os prospectivos. Os recursos contingentes estão descobertos, são de alto risco, mas não são recuperáveis, dadas as condições de preço e tecnologia de exploração. Entretanto, dependendo da evolução da tecnologia de exploração e ao mesmo tempo das condições econômicas, um recurso contingente pode deixar a zona de sub-comercialidade para se tornar comercializável. Já os recursos prospectivos são recursos não descobertos, são irrecuperáveis, dada a tecnologia vigente e possuem elevado risco.

As reservas, por outro lado, são recursos recuperáveis e se dividem em: reservas provadas, prováveis e possíveis. As reservas provadas podem ser definidas como as de maior conhecimento geológico, possibilitado pela perfuração dos poços pertencentes a um

¹¹ Todos os campos de petróleo com gás natural apresentam uma produção de gás natural e petróleo em uma determinada proporção. Em outras palavras, a produção de petróleo não pode ser dissociada da produção de gás natural, de forma que o aumento da extração de hidrocarbonetos líquidos depende da capacidade de escoamento, queima e reinjeção dos hidrocarbonetos gasosos. O elevado custo da construção de uma infraestrutura de escoamento da produção de gás faz com que muitas vezes não seja economicamente viável aproveitar o gás natural associado (ALMEIDA; COLOMER, p. 32).

determinado campo. Dispõe-se das informações exatas de localização do reservatório, prevendo-se a potencialidade de produção (tamanho da reserva) e a qualidade do óleo. Essas reservas entram como ativo da empresa porque são viáveis do ponto de vista econômico - preços vigentes no mercado e do ponto de vista tecnológico – são possíveis de extração a partir do artesanal tecnológico existente. Estima-se que exista “90% de probabilidade de que os volumes recuperáveis coincidam ou sejam maiores que as reservas provadas”. Nota-se que até mesmo as reservas provadas, detentoras de menor risco, são passíveis de ajustes ao longo do tempo, com um determinado grau de imprevisão que impossibilita um “balanço” eficaz. Não somente as condições de natureza geológica, mas em especial as de preço e tecnologia podem simplesmente travar o seu desenvolvimento no longo prazo.

As reservas prováveis e as possíveis são recuperáveis porque já foram descobertas e são comercializáveis. No entanto, a baixa probabilidade de recuperação dos volumes existentes as exclui dos ativos das empresas, entrando somente em um relatório de atividade que nortearão as reservas futuras. As reservas prováveis, após as reservas provadas, segundo dados geológicos e técnicos são as que possuem maior probabilidade de recuperação, com perspectiva de que “50% dos recursos recuperáveis sejam iguais ou superior a soma das estimativas das reservas provadas e prováveis”. Por outro lado, as reservas possíveis são as reservas com a menor probabilidade de serem recuperadas. No contraponto das reservas provadas, possuem apenas 10% de probabilidade de que o quantitativo a ser recuperado seja igual ou supere o somatório dos volumes provados, prováveis e possíveis.

Quadro 2 - Definição de Recursos e Reservas

Quadro 2 – Definição de Recursos e Reservas				
	Identificado		Não descobertos	
	Demonstrado	Inferido	Hipotético	Especulativo
Econômico	Reservas			
Não Econômico	Recursos			

Fonte: Pinto Junior (2007)

Os recursos e as reservas fornecem um horizonte de exploração de gás natural para os produtores, guiando a alocação de recursos no setor. Ainda assim, somente a análise das reservas se mostra insuficiente para “captar o efeito do ritmo de produção (da demanda) sobre a disponibilidade dos recursos”. Sendo assim, o principal indicador utilizado é a “capacidade de produção disponível sustentável”, dentro de um intervalo de tempo. Esse indicador é representado pela razão reserva produção (R/P), que “indica, em anos, a

capacidade produtiva de um reservatório, mantidos constantes os volumes das reservas provadas e da produção corrente” (PINTO JUNIOR, 2007, p. 52).

A principal desvantagem dessa medida é a não incorporação dos investimentos em exploração, e conseqüentemente a não inclusão de novas descobertas. Para Clô (2000, p. 5), a relação R/P muitas vezes é utilizada de maneira indevida para indicar a vida útil de um campo petrolífero, ou de gás natural, quando na verdade este deveria ser um fator atrelado diretamente as políticas de exploração das empresas. Nestes termos, conclui que:

Proven reserves are an empirical indicator of the extraction potential of oil and not a certain measure of the total supply for the future. It is wrong and misleading to interpret them as the remaining life of the oil fields, in relation to current or expected production, at least until the residual resources coincide with the proven reserves Clô (2000, p. 5).

A despeito das visões diversas da relação reserva-produção, entende-se ser esta indispensável para estratégias de longo prazo das empresas, na qual se almeja crescimento ou manutenção da razão, com base nos investimentos em novos campos de exploração. Sendo assim, Pinto Junior (2007) sugere que essa condição pode ser satisfeita por meio da seguinte equação:

$$R(t + 1) = R(t) + D(t) + P(t)$$

Equação 1

Onde:

$R(t + 1)$: volume de reservas provadas no ano $t + 1$

$R(t)$: volume de reservas provadas no ano t

$D(t)$: volume de descobertas no ano t

$P(t)$: produção no ano t

As condições que deverão ser satisfeitas para que as descobertas de novas reservas mantenham a razão reserva-produção constante decorrem da igualdade entre o crescimento da produção e crescimento da demanda, representado por n , e a relação reserva-produção igual r (PINTO JUNIOR, 2007).

Desse modo,

$$r = \frac{R(t)}{P(t)}, \text{ sendo assim:}$$

$$D(t) = rP(t + 1) - rP(t) + P(t) = P(t)[r(1 + n) - r + 1]$$

$$D(t) = P(t)[r + rn - r + 1]$$

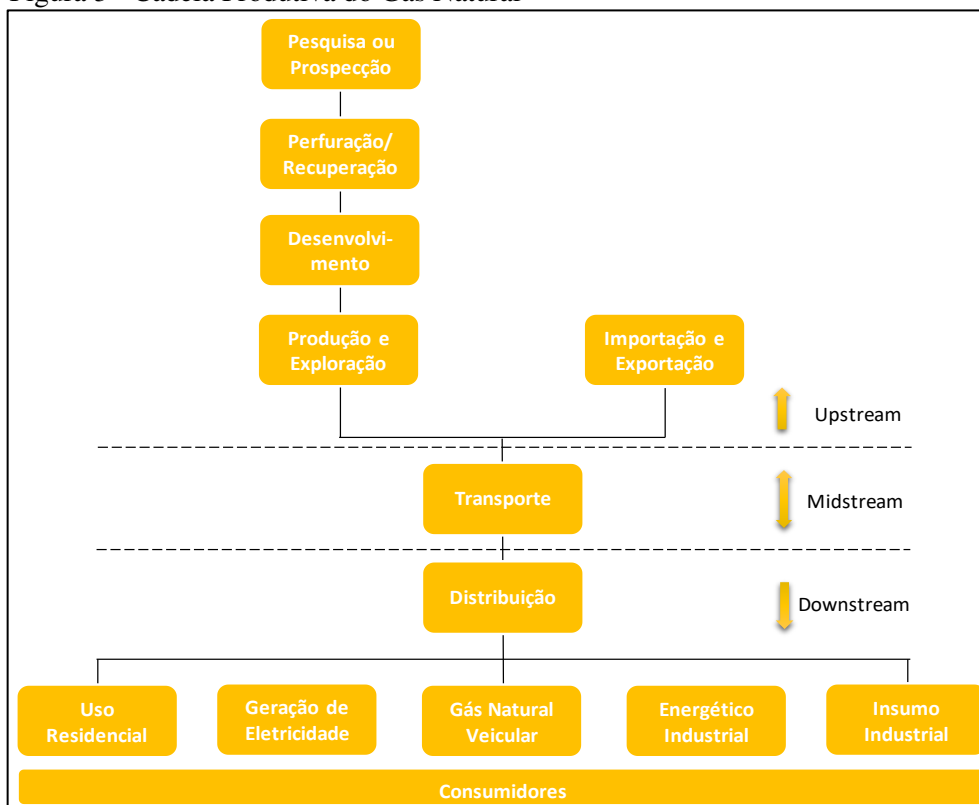
$$D(t) = P(t)[1 + rn]$$

A partir da equação é possível concluir que “o ritmo de crescimento das reservas provadas deve ser uma fração da produção anual, da razão reserva/produção inicial e da taxa de crescimento da demanda”, mostrando que os investimentos em novas explorações são essenciais para compensar a taxa de declínio do campo explorado (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p.30).

Ao mesmo tempo, a indústria de gás natural não se resume somente a etapa de exploração e produção, contando com o desenvolvimento de toda uma cadeia produtiva até o consumidor final.

As atividades da cadeia produtiva do gás natural estão esquematizadas na Figura 3. Estas dividem-se em *upstream* e *downstream*, sendo que a primeira diz respeito a parte de exploração, produção e processamento, e a segunda corresponde ao, transporte, estocagem e distribuição. Há ainda outra classificação defendida por alguns especialistas da indústria, na qual as atividades de estocagem e transporte seriam englobadas pelo termo *midstream*. Este último, principalmente, no que tange ao transporte envolve os maiores custos da indústria de gás natural. Além disso, chama-se atenção para elevado custo das etapas de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) dado o alto grau de especificidade dos ativos na exploração (FILGUEIRAS, 2009).

Figura 3 - Cadeia Produtiva do Gás Natural



Fonte: Marques e Pereira (2015)

3.2.1.1 Etapa de Upstream

A etapa de *upstream*, comumente conhecida como segmento de Exploração e Produção, ou simplesmente E&P, é similar à etapa do petróleo, destacando-se por ser intensiva em capital e tecnologia, além de ser considerada a de maior risco geológico. Eis uma das técnicas utilizadas nessa etapa, além das geoquímicas e geofísicas. A técnica geológica consiste na elaboração de mapas topográficos e análise de material rochoso dos campos estudados. Na técnica geoquímica, faz-se uma análise química e bacteriana do solo e dos recursos hídricos localizados próximos ao local. A última técnica e a mais disseminada na exploração de petróleo e gás natural é a análise sísmica, buscando por meio de imagens em duas ou três dimensões a identificação de formações geológicas propícias a conter reservatórios de gás natural (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

De todo modo, após a avaliação de uma das técnicas supracitadas ou delas em conjunto, o passo seguinte é o desenvolvimento do campo, iniciando com a perfuração, que é necessária para comprovar ou não a presença de gás natural na área pesquisada. Ainda assim, somente a existência de vestígios da matéria-prima não garante a declaração de comercialidade do campo. Na hipótese de não comercialidade dentro da campanha de exploração – o Programa Exploratório Mínimo, que dura de 2 a 5 anos, o campo deverá ser devolvido ao órgão ou empresa que fez a concessão.

Por outro lado, quando é declarado comercialidade, a empresa detentora da concessão segue para as etapas de desenvolvimento do poço, incluindo a cimentação e completação. A cimentação tem como principal função evitar o desmoronamento do poço e a completação, o controle e permite a produção de fluídos a partir da implantação de unidades de escoamento e produção - Árvore de Natal. No caso da produção *onshore*, essa árvore é instalada na superfície, já na produção *offshore* fica alocada no *subsea*, sendo denominada Árvore de Natal Molhada¹². Ressalta-se também que a produção *onshore* exige o desenvolvimento da infraestrutura no entorno do projeto de modo a torná-lo mais acessível. Na exploração *onshore*, apesar de não existir essa preocupação com o raio a ser afetado pelo projeto, há a necessidade de instalação de torres de perfuração em navios-sonda, assim como de uma unidade de tratamento dentro do navio (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

A produção se inicia no momento em que se conclui a fase de desenvolvimento do poço. Entretanto, a taxa de produção vai depender diretamente da pressão existente no

¹² A árvore de natal submarina ou árvore molhada é um equipamento com válvulas, posicionado sobre a cabeça de poço para o controle dos fluxos de petróleo-gás natural extraídos, bem como para a injeção de fluidos quando requerido (e.g., injeção de aditivo químicos) (MORAIS, 2013, p. 89).

reservatório, visto que quanto maior a pressão, maior a produção. E essa pressão precisa ser suficiente para atender os requisitos dos gasodutos de transporte. É a segunda maior etapa do *upstream* com o maior custo, já que os custos totais dependem de um conjunto de variáveis, que terminam fazendo com que as estimativas se deem em intervalos, como destacado por Clô (2000, p. 8).

The technical costs depend on a huge number of variables: difficulties encountered during the research stage (average number of drillings necessary to give a productive well), depth of the wells, nature of the rocks to drill, rate of interest to be paid on the investments, distance from the sorting or loading points of the crude oil, etc. Depending on the situation, the costs of exploration may represent, from 10% to 20% of the total costs; development costs from 40% to 60%; and the operating costs of extraction from 20% to 50%.

Embora os custos de exploração apareçam com uma representatividade bem modesta nos cálculos de Clô (2000), estima-se que eles “representam entre 40 e 80% dos custos totais das etapas de exploração e desenvolvimento de um campo”. Isso porque o custo médio de um poço perfurado em terra está em torno de US\$ 5 milhões e de US\$ 20 milhões no mar. Nesse sentido, “se uma campanha de exploração requer no mínimo 10 poços, o investimento necessário será da ordem de US\$ 50 milhões em terra e de US\$ 200 milhões no mar” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 50).

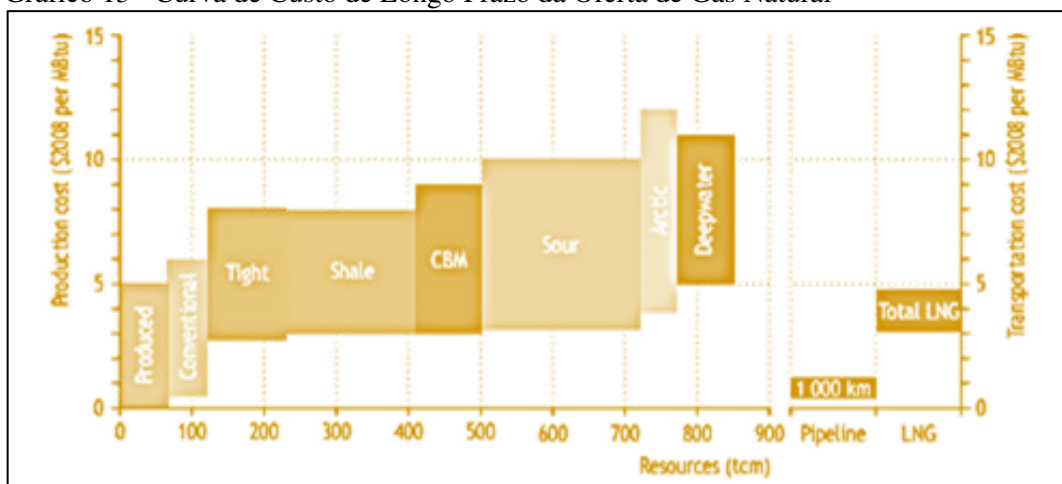
Os custos de produção refletem os diferenciais desde os tipos de reservatórios (convencionais ou não convencionais), assim como a localização desses reservatórios (*onshore* ou *offshore*). De acordo com os dados da IEA (2009, p. 417), os custos de produção estão distribuídos da seguinte forma:

The most easily accessible part of the remaining conventional resources amounts to about 55 tcm, with typical production costs between \$ 0.5/MBtu and US\$ 6/ MBtu. Unconventional resources totaling 380 tcm (including 110 tcm tight gas, 180tcm shale gas and 90 tcm CBM) could be produced at costs between \$ 2.70/MBtu and \$9/MBtu. Sour gas resources, with high concentrations of hydrogen sulphide (H₂S) or carbon dioxide (CO₂), total some 220 tcm and could be produced at costs between \$ 3.10 and \$ 10/MBtu. Resources in the Arctic Circle could amount to 50 tcm, at costs between \$ 3.80/MBtu and \$12/MBtu. Deepwater resources of 80 tcm could be produced at costs ranging from \$ 5/MBtu to \$ 11/MBtu.

No Gráfico 13 mostra-se a curva de longo prazo da oferta de gás natural, assinalando as faixas de custo nas quais cada uma das fontes de diferentes reservatórios e locais torna-se viável. Ressalta-se que, ao preço de 2009 (US\$ 5 Mbtu) somente as fontes convencionais eram viáveis, continuando na liderança no mundo. A conjuntura de abastecimento pós-crise mudou esse quadro e muitas das fontes não convencionais tornaram-

se viáveis, ajudando a derrubar ainda mais o preço do gás natural. Mesmo nesse novo cenário e de modo a evitar a superestimação das reservas, o cálculo para declarar os recursos viáveis continua sendo a diferença entre o custo e o preço do gás natural, de modo que se o custo de produção e de transporte forem menores que o preço do gás, a reserva é considerada viável. No caso contrário, entram apenas como recursos potenciais (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 52).

Gráfico 13 - Curva de Custo de Longo Prazo da Oferta de Gás Natural



Fonte: IEA e WEO (2009)

Ainda pertencente a etapa de *upstream* têm-se a Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN, unidade de tratamento responsável por verificar as especificações técnicas do gás natural, tais como poder calorífico, quantidade de água e de contaminantes, que impactam negativamente no poder calorífico do gás, além de viabilizar a separação de frações pesadas de outros hidrocarbonetos de elevado valor comercial, que são vendidos separadamente.

As frações pesadas de hidrocarbonetos são retiradas até o limite que preserve um poder calorífico mínimo para o gás natural, processo conhecido como secagem do gás. O gás seco é o gás natural tratado, pronto para a comercialização, composto por uma mistura de hidrocarbonetos na qual o metano é predominante, podendo representar de 80 a 95% do conteúdo total. A qualidade do gás varia muito de acordo com sua origem conforme a proporção de moléculas mais pesadas de hidrocarbonetos. Quanto maior a participação das moléculas mais pesadas, maiores serão o poder calorífico e o valor do gás (MARQUES; PEREIRA, 2015).

Estima-se que somente 92% do gás natural que entra na UPGN seja injetado no gasoduto, sendo o restante comercializado como subprodutos (etano, propano, butano, gasolina natural, dentre outros). Uma observação importante diz respeito a localização das reservas, o gás natural *offshore* é considerado mais rico por possuir a maior parcela de

partículas mais pesadas, enquanto o *onshore* detém um percentual pequeno dessas partículas (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

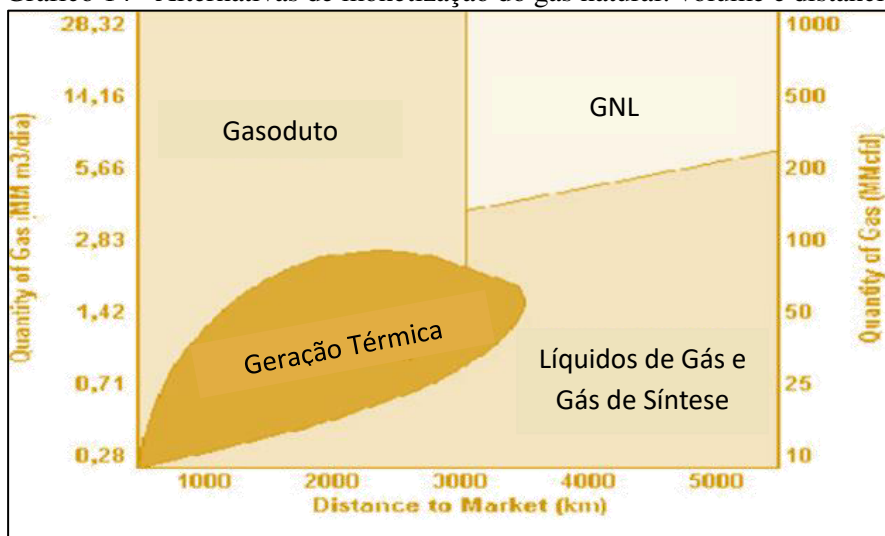
Estima-se que o custo de capital (Capex) de uma UPGN com capacidade de processar 5,6 MMm³/dia seja cerca US\$ 20 milhões, dos quais 25% refletem diretamente os custos com mão de obra. Um dos diferenciais da fase do *upstream* em relação a indústria petrolífera é o custo de transporte do campo produtor até às UPGNs, que chega a ser 10 vezes superior, diante da baixa densidade energética do produto transportado e da necessidade da construção de gasodutos de transporte para interligar a produção à unidade de tratamento. Desse modo, os custos totais dessa fase refletirão as particularidades de cada região produtora, tais como: “grau de dificuldade no desenvolvimento dos poços; profundidade dos reservatórios; posição geográfica das reservas (*onshore* e *offshore*) e a distância até a UPGN” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 50).

3.2.1.2 Etapa de Midstream

Esta etapa encontra-se subdividida em transporte e estocagem. O transporte é o segmento mais importante porque envolve o cálculo de monetização do gás natural. Antes de decidir qual a melhor alternativa para escoá-lo faz-se necessário calcular qual o trajeto a ser percorrido e qual o volume de gás demandado. Dessa maneira, convencionou-se três alternativas de transporte do gás natural: transporte por gasodutos; Gás natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL).

O Gráfico 14 indica as melhores formas monetização do gás natural a partir da distância e do volume transportado. O gasoduto se mostra a alternativa mais econômica em distâncias que não superem três mil quilômetros embora seja eficiente no transporte de grandes volumes. Essa distância também baliza a monetização por meio da geração de eletricidade, entretanto com pequenos volumes. Para distâncias superiores a 3 mil km, duas opções são viáveis dependendo do volume transportado: para volumes moderados, a alternativa é a conversão química e para volumes elevados, o transporte na forma de GNL (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 50).

Gráfico 14 - Alternativas de monetização do gás natural: volume e distância



Fonte: Almeida e Colomer (2013)

A geração térmica é a principal saída utilizada em mercados em que a demanda em outros segmentos não está estabelecida, de modo que, encontra-se uma saída relativamente fácil para a monetização de gás natural, entretanto, no curto prazo outros setores não poderão desfrutar da disponibilidade do insumo.

3.2.1.2.1 Transporte: Gasodutos

Estudos apontam que os gasodutos se apresentaram desde o princípio como a solução mais adequada e de maior eficiência para o transporte de gás das regiões produtoras aos centros de consumo (FILGUEIRAS, 2009). O abastecimento dessa demanda dependia diretamente da capacidade de transporte do gasoduto, determinada pelo diâmetro do duto e pela diferença de pressão entre as UPGN e os *citygates*¹³ ou sítios de estocagem.

Quanto maior o diâmetro, maior a quantidade de gás natural transportado. Da mesma forma, quanto maior a pressão, maior será o gás natural transportado por diâmetro. A queda de pressão é proporcional à distância percorrida e ao volume de gás natural transportado, dado que à medida que volume transportado aumenta cresce também a probabilidade de atrito do gás natural com as paredes do duto, situação que pode ser minimizada com o **revestimento adequado dos dutos** (ALMEIDA; COLOMER, 2013, **grifo nosso**).

A diferença de pressão entre os dois pontos decorre da redução de pressão ao longo do trajeto e afim de manter a pressão dentro de uma faixa operacional, demanda-se a instalação de estações de compressão (ECOMP). Por outro lado, gera-se um *tradeoff* entre o

¹³ Válvulas de redução de pressão entre os gasodutos de transporte e os gasodutos de distribuição.

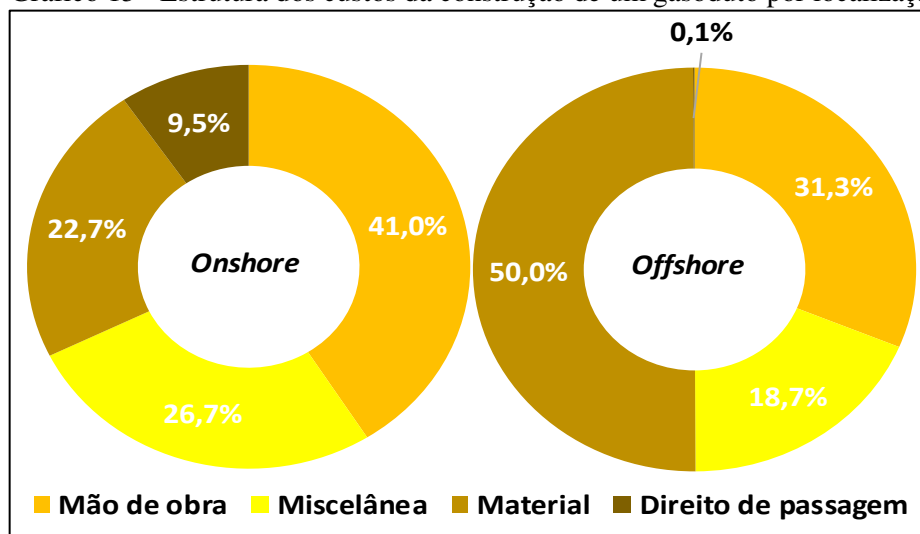
diâmetro dos dutos e o número de estações de compressão, visto que à medida que o primeiro cresce diminui-se a necessidade do segundo. A resolução desse *tradeoff* está ligada diretamente ao volume de gás natural transportado no ano. Para uma demanda sazonal, o mais recomendado é que se aumente a quantidade de ECOMP, embora eleve os custos operacionais compensa mais que proporcionalmente com a queda dos custos fixos (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

A infraestrutura de gasoduto em si é uma alternativa com características peculiares, dentre elas: a forte interdependência com os demais agentes da cadeia, o grande volume de capital imobilizado, a elevada especificidade dos ativos e a longa maturação dos investimentos. Em virtude disso, a maior parte dos gasodutos se viabiliza por meio de contratos de longo prazo de capacidade primária no intuito de recuperar o capital inicial investido.

O grande volume de capital é explicado pelos investimentos fixos requeridos apesar de reduzidos custos marginais. Os determinantes desse custo inicial envolvem: “a distância percorrida pelo gasoduto; a capacidade de pico; o número de estações de compressões e o tráfego do gasoduto”. Tendo em vista essas particularidades, estima-se que um metrôpol (metro/polegada) de duto tenha um custo que pode variar de US\$ 15 a US\$ 70 (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Outros condicionantes dos custos estão diretamente ligados à localização dos gasodutos (*onshore* ou *offshore*), sendo que os gasodutos no mar possuem um custo metrôpol superior aos gasodutos em terra. No Gráfico 15 não se tem o custo metrôpol de cada um, mas dispõe-se da composição dos custos por localização dos dutos. Nota-se que os custos com mão de obra perfazem a maior parte (41,0%) dos custos dos gasodutos *onshore*, e em seguida aparecem os custos com miscelânea (26,7%), material (22,7%) e direitos de passagem (9,7%), que envolve as desapropriações nas áreas de passagem do gasoduto. Enquanto isso, nos gasodutos *offshore*, os custos com material respondem por 50% dos custos totais. Isso acontece porque as distâncias percorridas entre os campos no mar e o continente são sobremaneira elevadas, inflacionando gastos com compras de tubulação. Nesse sentido, os custos com mão de obra figuram apenas em segundo lugar, abarcando 31,3% dos custos globais, seguido pelos custos com miscelânea e direito de passagem.

Gráfico 15 - Estrutura dos custos da construção de um gasoduto por localização



Fonte: US FERC construction-permit filing July1, 1999, to June, 2000

Infere-se também pelo Gráfico 15 que, no caso do gasoduto *onshore*, o percentual dos custos de mão de obra, miscelânea e direitos de passagem é superior ao custo do material utilizado, indicando que os custos do gasoduto independem do volume transportado (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

3.2.1.2.2 Transporte: Gás Natural Comprimido (GNC)

O transporte de gás natural a partir da redução da compressão¹⁴ torna-se viável quando as distâncias percorridas são pequenas e o volume transportado não exceda 5 mil metros cúbicos. Nesse tipo de transporte, o volume de gás sofre redução por meio de compressão para facilitar o transporte, que é feito por caminhos equipados com cilindros em aço e detêm pressão superior aos pontos de descarregamentos. Apesar de essa tecnologia ser considerada antiga, os dois grandes entraves para sua disseminação sempre foram o peso e a capacidade dos cilindros, que vem sendo reduzido substancialmente nos últimos anos (PINTO JUNIOR, 2007).

Por ser uma tecnologia de transporte de pequenas quantidades, o GNC ganhou visibilidade no atendimento a nichos específicos de mercado. Um dos mais importantes desses nichos é o mercado de Gás Natural Veicular (GNV) em localidades não atendidas por

¹⁴ O equipamento principal de uma base de compressão é o compressor. Normalmente são utilizados compressores de 4 (quatro) estágios que elevam a pressão do gás natural da pressão de fornecimento para aproximadamente 250 bar. Na compressão o gás natural tem seu volume reduzido, ocupando um volume cerca de 270 vezes menor que o volume ocupado nas condições normais (FRANCO, 2012, p.25).

gasodutos de transporte e até mesmo na evolução dos cilindros esféricos de modo a caber dentro dos veículos leves (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Outros nichos de mercado incluem: o atendimento a consumidores que tiveram suprimento interrompido em decorrência de manutenção ou acidente na rede de transporte ou distribuição; atendimento à demanda sazonais de consumidores industriais, comerciais, residenciais ou termelétricos; de plantas industriais convertidas para gás natural mas que esperam pela chegada do gasoduto de transporte; a pequenas comunidades na qual a construção do duto não seja viável técnica e economicamente e aproveitamento de pequenos campos de gás natural em terra distantes da rede de transporte (PINTO JUNIOR, 2007).

3.2.1.2.3 Transporte: Gás Natural Liquefeito - GNL

Os projetos de GNL se justificam técnico e economicamente onde os gasodutos não são viáveis, dado que as distâncias superam 3 mil km e o volume transportado justificam essa alternativa. Assim como nos gasodutos, esse projeto possui grandes economias de escala, visto que os custos marginais de expansão são decrescentes, porém existem assimetrias de custo de investimentos entre os diversos segmentos se considerados os projetos *greenfields* (nova planta) e os projetos de expansão (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Pontua-se que o GNL possui as mesmas propriedades energéticas do gás natural, encontrando-se apenas em estado físico diferente e em um nível de pureza superior. No processo de liquefação, o volume do gás é reduzido de modo a aumentar a sua densidade energética, sendo estocado em tanques criogênicos.

O *GNL* é um gás natural resfriado a temperaturas inferiores a -160°C , visando transferência e estocagem como líquido. Este processo de liquefação é um tanto complexo e custoso, portanto requer uma grande quantidade de energia para que possa ser concluído. Em resumo, o processo de liquefação do gás natural engloba várias etapas, e pode ser apresentada como uma cadeia de processos que começa na produção do GN, depois a liquefação, transporte, que pode ser: marítimo, fluvial, trens ou caminhões, armazenamento e regaseificação no destino e finalmente a distribuição. Sua composição é predominantemente metano e pode conter também quantidades variáveis de etano, propano, butano, gás carbônico e nitrogênio. A vantagem de se liquefazer o GN é devido a sua redução de volume quando comparado ao seu estado gasoso, ocupando cerca de 600 vezes menos espaço para uma mesma quantidade de gás na pressão de 1 atm, facilitando assim o transporte e armazenamento deste recurso (MOURA apud ROSA, 2010, p.p.15-16).

Esse é um procedimento em que há economia de transporte por densidade energética transportada, entretanto ao chegar no mercado consumidor, o gás natural precisa

ser vaporizado ou regaseificado antes da injeção na rede de transportes ou do consumo final (MARQUES; PEREIRA, 2015).

A cadeia de GNL subdivide-se entre as unidades de liquefação, transporte e regaseificação. As primeiras são equipadas com compressores e um sistema de refrigeração, em um processo que se divide nos tipos *base-load*, de menores custos de investimento e operacionais, utilizado em liquefação a partir de grandes volumes de natural e *peak shaving*, seguindo as rotas tecnológicas de plantas alimentadas por compressores, de elevada eficiência e reduzidos custos de investimentos, a despeito do maior custo operacional. Essa tecnologia é projetada para liquefazer volumes menores e destinado ao atendimento de demanda sazonal.

O segmento de transporte é realizado a partir de navios metaneiros quando se trata do comércio internacional de longa distância. Esses navios foram construídos especialmente para o transporte de GNL, dentre os quais dois modelos se sobressaíram: os navios de esferas independentes, que armazenam o combustível em esferas independentes do casco do navio; e os navios tipo membrana, que se assemelham aos petroleiros convencionais. O transporte também pode ser realizado através de caminhões-tanque, conhecidos como “gasodutos virtuais” para atenderem comunidades desconectadas da infraestrutura de transporte e por trens em localidades equipadas com malha ferroviária.

As unidades de regaseificação, em geral, localizam-se próximo à costa, no intuito de facilitar o descarregamento do navio metaneiro. Possui como principal função a regaseificação do GNL e logo após a distribuição até os consumidores finais. Duas novas tecnologias com terminais de regaseificação embarcados, apesar de estarem em fase inicial, deverão impactar positivamente nos custos fixos desse segmento. A primeira é a Energy Bridge Regaseification Vessels (EBRV) e a segunda é o Floating Storage and Regaseification Unit (FSRU).

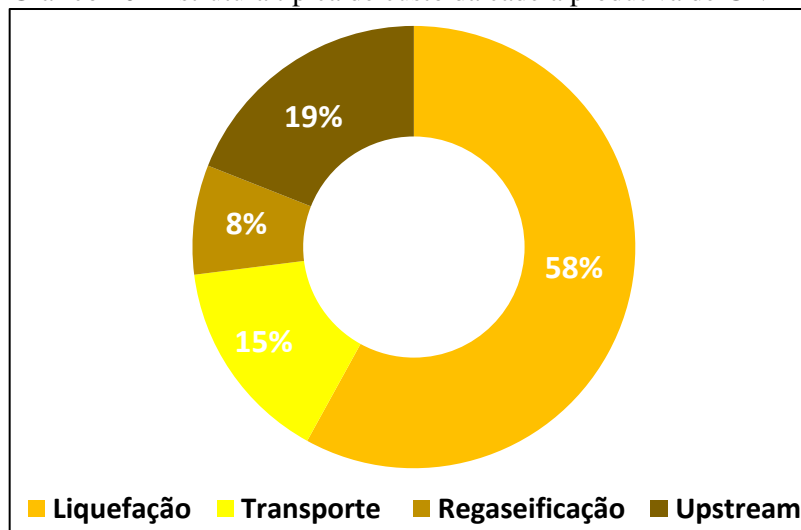
A tecnologia EBRV contempla navios metaneiros com unidades de regaseificação a bordo, mas com os terminais de armazenamento no continente. Essas unidades de recebimento do gás são chamadas de Energy Bridge System. As vantagens trazidas por essa tecnologia são: “rapidez na construção do projeto e flexibilidade de abastecimento de mercado e menor investimento em capital do que as plantas tradicionais *onshore* e *offshore*”. Dentre as desvantagens, o que pesa mais é o “tempo de carregamento em relação aos navios metaneiros tradicionais” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p.114).

A tecnologia denominada FSRU difere da anterior por possuir além da unidade de regaseificação, estação de armazenagem em navios metaneiros “especialmente adaptados para regaseificar o GNL”, eliminando os custos com tanque de estocagem em terra. As principais

vantagens são a “fácil transferência para outras regiões, menores custos de instalação (custo fixo reduzido) e maior rapidez de instalação” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p.115)

Considerando as três etapas da cadeia de GNL, os custos estariam distribuídos, conforme mostrado no Gráfico 16. Neste observa-se que os custos de liquefação perfazem aproximadamente 60% dos custos totais da cadeia, visto que é composto por plantas que possuem Capex bastante elevado. Descontando os custos com *upstream*, analisados em seção anterior, no segundo lugar aparecem os custos com transporte (15% do total), que incluem os custos de adaptação de navios metaneiros e dos tanques criogênico dos caminhões e trens para o transporte do GNL. Por último, os custos com regaseificação, que representam apenas 8% dos custos da cadeia.

Gráfico 16 - Estrutura típica de custo da cadeia produtiva de GNL



Fonte: Almeida e Colomer (2013)

Os elevados custos de investimentos em planta de liquefação originaram um movimento de integração vertical da cadeia, associando liquefação à produção ou ao transporte. Essa integração ocorria e ainda ocorre tanto na forma contratual com as empresas de liquefação adquirindo ativos de outras etapas, como na forma contratual a partir de contratos de longo prazo, como saída para remunerar o investimento inicial da cadeia.

3.2.1.2.4 Estocagem

A estocagem funciona como um instrumento de flexibilidade da oferta de gás natural e como redutor dos custos de produção e transporte quando localizada próximo aos

centros consumidores. Pinto Junior (2007, p. 256) sintetiza a estocagem em três diferentes funções:

Ajustamento, no sentido de possibilitar o equilíbrio oferta-demanda e a consecução das obrigações mínimas de *take-or-pay* nos momentos de demanda reduzida; *Segurança*, no sentido de funcionamento como um *buffer* contra a interrupção de oferta e manutenção de reservas estratégicas para a provisão de segurança na oferta; e *Eficiência do desenho da rede*, no sentido de que dada a possibilidade de que os reservatórios possam cobrir picos de demanda, os gasodutos pode ser menores e utilizados em sua plena capacidade ao longo do ano.

De outro modo, Almeida e Colomer (2013, p. 75) classificam a demanda por estocagem também em três categorias: a primeira é a “sazonal”, responsável por armazenar volumes elevados de gás no momento em que se verifica variações na demanda. A segunda é a categoria “de pico”, em que se tem o armazenamento de pequenos volumes de gás natural para a injeção na rede de transporte, fazendo frente ao aumento repentino da demanda. A terceira e última categoria é a “estratégica”, na qual separa-se quantidade razoável de gás para ser utilizado em momentos de interrupção do abastecimento, seja por “acidentes, conflitos políticos ou terrorismo”.

Diante da demanda por estocagem, há necessidade de construção e/ou reservatórios específicos e os custos desses reservatórios tem relação com o tipo de armazenamento de cada um deles. Existem os reservatórios naturais (aquíferos, campos esgotados de óleo e/ou gás, e as cavernas de sal) e os reservatórios artificiais (gasômetros, tanques de GNL e o gasoduto). Nos reservatórios naturais, esses custos são definidos de acordo com a “capacidade de estocagem, capacidade de retirada e injeção de gás natural no reservatório, características das formações geológicas e da região onde são feitos os investimentos” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 84).

A importância da infraestrutura de estocagem pode ser observada diretamente no controle dos preços do gás natural, além da redução dos custos da aquisição do energético, visto que mudanças repentinas na demanda por gás natural não são rebatidas sobre o processo de produção. Tem-se com essa política, a redução da volatilidade intertemporal, assim como da volatilidade dos preços (PINTO JUNIOR, 2007).

3.2.1.3 Etapa de Downstream

A cadeia do *Downstream*, etapa final da cadeia do gás natural, envolve os segmentos de Distribuição e Comercialização. O segmento de Distribuição é encarregado de

levar o gás natural do *citygate* (ponto de encontro que demarca o momento em que o gás natural deixa de pertencer à rede de transporte e passa a integrar a rede de distribuição) até o mercado consumidor. Os gasodutos de distribuição possuem diâmetro inferior ao diâmetro do gasoduto de transporte, tendo um diferencial de pressão (pressão da rede de tubulação é inferior). Por ser inodoro e está chegando ao consumidor final, nessa etapa, exige-se a adição de um odorante (mercapan) a fim de que sejam percebidos e/ou contidos eventuais vazamentos de gás.

Os gasodutos de distribuição possuem semelhanças com o segmento de transporte e apresentam características, tais como: “existência de monopólio natural, grandes economias de rede e de escala, elevadas especificidades de ativo e potenciais economias de escopo”. Em relação as economias de escala, a rentabilidade vai depender de sua extração total. No caso das economias de escopo, se utilizadas, podem contribuir para reduzir 30% dos custos de distribuição (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p. 87).

Os custos econômicos do segmento de distribuição costumam ser mais elevados que do que o de transporte. Estima-se que aqueles sejam responsáveis por 40% do valor adicionado ao preço final e de cerca de 60% do custo de movimentação do gás natural. Nesse sentido, no segmento, cerca de 75% dos investimentos estão ligados a rede de gasodutos, 5% a medição e 10% a estações de redução de pressão, segundo do Agência Internacional de Energia (1998). Diante da magnitude desses investimentos, utiliza-se a seguinte regra de bolso na indústria de gás natural: “para cada real investido no segmento de exploração e produção, necessita-se investir um real no segmento do transporte e dois no segmento de distribuição” (ALMEIDA; COLOMER, 2013, p.89).

O segmento de Comercialização do gás natural depende da contratação de capacidade primária, que somente é possível com o conhecimento dos demandantes potenciais e/ou estabelecimento de um mercado consumidor para esse energético (COLOMER, 2010).

A concorrência interenergética do gás natural pode ser considerada um entrave para o desenvolvimento de uma demanda firme para a indústria. Isso acontece porque o gás natural não possui demanda cativa, ou seja, o aumento da demanda depende do seu preço em relação ao preço dos combustíveis substitutos (ALMEIDA; COLOMER, 2013), além disso ganha neste cenário certo apelo ambiental diante de suas qualidades.

A qualidade do gás natural como combustível tem possibilitado o desenvolvimento de várias tecnologias em seus diversos usos finais, além de inovações tecnológicas em muitos equipamentos industriais, favorecendo maiores rendimentos térmicos e

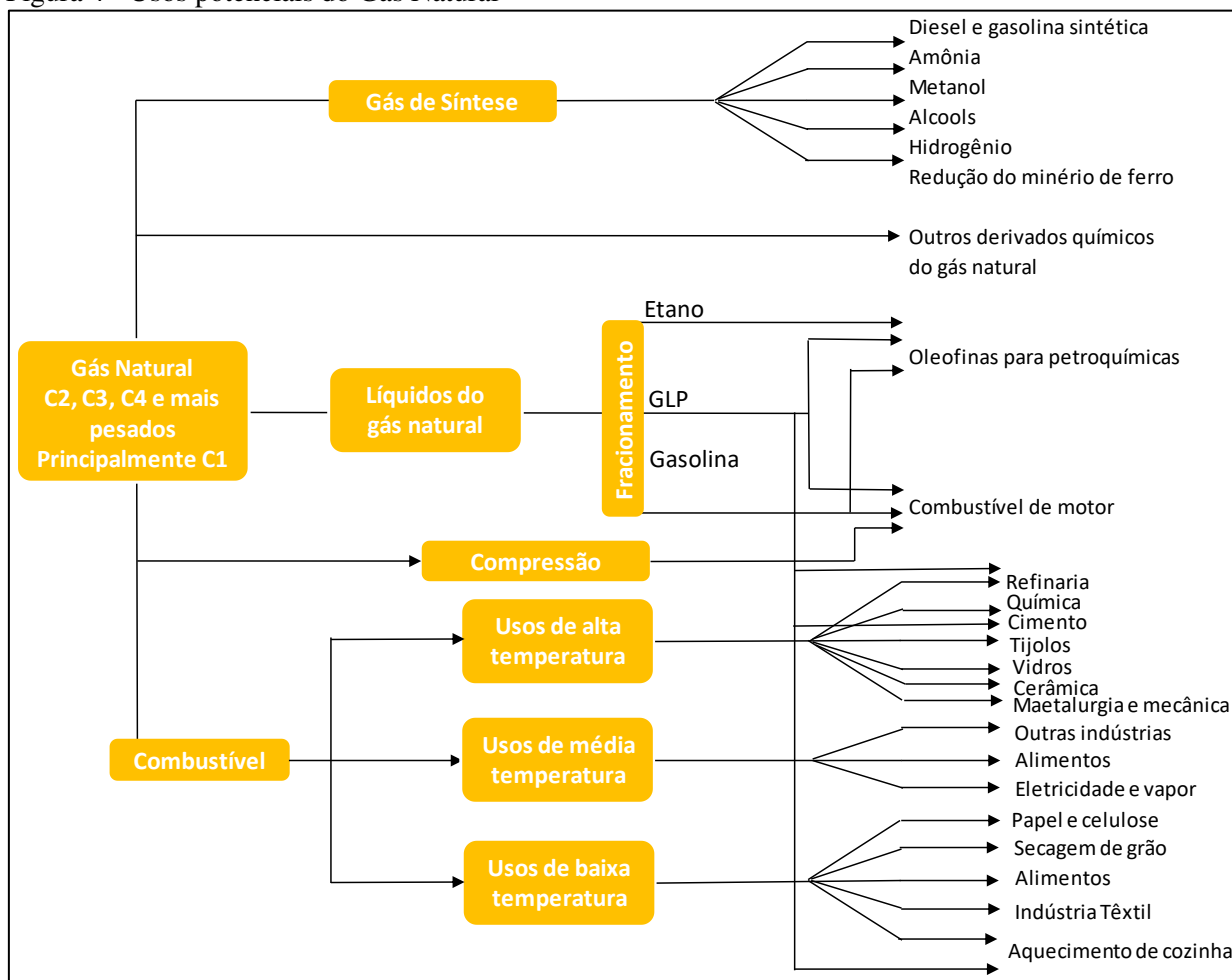
economias de energia, além de redução da poluição (DOS SANTOS apud MARQUES; PEREIRA, 2015, p.139).

Diante de sua versatilidade de aplicação, pois pode ser utilizado como substituto de qualquer combustível, destaca-se as seguintes vertentes de atuação para o insumo (CARDOSO apud MARQUES; PEREIRA, 2015, p. 140):

- a) Alimentação direta: usado como combustível térmico nos setores residencial, comercial ou industrial; para geração de eletricidade e para ignição no setor de transporte;
- b) Aplicação siderúrgica: como redutor siderúrgico;
- c) Produção de combustíveis sintéticos: pode ser utilizado como matéria-prima para a produção de combustíveis sintéticos, com qualidade superior aos combustíveis derivados do petróleo e menores emissões de CO₂;
- d) Produção de petroquímicos: como matéria-prima para a produção de eteno, propeno, buteno e polietileno, com expressivas vantagens em termos de qualidade e redução de impactos ambientais.

A Figura 4 proporciona uma visão geral dos usos potenciais do gás natural. Uma das opções é transformação gás natural em gás sintético ou gás de síntese para a produção de diesel, gasolina sintética, amônia metanol, álcoois, hidrogênio e redução do minério de ferro. Esse era um processo de forte presença no início do século XX, mas em vez do gás natural era utilizado carvão mineral. Uma segunda alternativa é a separação dos hidrocarbonetos com cadeias maiores, conhecidos como líquidos de gás natural, e o fracionamento para transformação em Etano, GLP e gasolinas natural. O terceiro uso potencial do gás natural é como combustível sendo destinado a cada segmento de acordo com o nível da temperatura. Nos usos de alta temperatura são incluídos os setores de Refinarias, Química, Cimento, Tijolos, Vidros, Cerâmica e Metalurgia e Mecânica. Nos usos de média temperatura: Outras Indústrias, Alimentos, Eletricidade e Vapor. E por fim, nos usos de baixa temperatura: Papel e Celulose, Secagem de Grãos, Alimentos, Indústria têxtil, Aquecimento e Cozinha.

Figura 4 - Usos potenciais do Gás Natural



Fonte: Marques e Pereira (2015)

Diante dessa gama de possibilidades de aplicação, o gás natural figura como o combustível fóssil mais completo do qual se tem conhecimento. É essa grande versatilidade que pode fazer dele o combustível de transição energética para uma fonte menos carbonizada. Outro elemento que tem um peso significativo nos rumos dessa transição é a disponibilidade do gás ao redor do mundo, pois as nações primam pela segurança energética. A grande novidade é que mesmo os países sem acesso a essa fonte, como reservas internas, podem dispor de garantia de abastecimento a partir da intensificação do mercado de GNL.

3.2.2 Gás Natural no Mundo

O gás natural ganhou espaço no mundo no início do século XX por meio da constatação de sua baixa agressão ao meio ambiente e a dispensa de gastos ligados à redução de impacto associados geralmente a energéticos poluentes. O uso do gás iniciou-se na China Antiga com a destilação da água salgada para separá-la do sal. Registros também

evidenciaram o uso na Grécia e em Roma, entretanto, “não se formou, nesta ocasião, uma indústria para aproveitar o energético, pois não havia métodos de capturar o gás que emanava do subsolo para transportá-lo por meio de dutos” (CASTANEDA apud PIRES, 2008, p.104).

A elevada intensidade de capital do segmento de infraestrutura do gás natural funcionou como um mecanismo de engessamento da indústria ao longo dos anos, principalmente nos países em desenvolvimento. Por outro lado, nos países desenvolvidos com maior disponibilidade e menor custo do capital, os investimentos em infraestrutura permitiram a disseminação do gás natural e a construção de uma indústria madura que diverge bastante da que se formou no Brasil, ancorada no monopólio estatal. Além do mais, nos países em desenvolvimento, o gás natural foi perdendo espaço para o GLP e para os derivados de petróleo, cujo custo de distribuição era inferior (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Mesmo com os limites inerentes à indústria, as reservas de gás natural vêm registrando crescimento substancial nos últimos anos. A revolução do gás não convencional, em especial, do *shale gas*, além do *tight sands gas* e *coalbed methane*, tem incrementado de forma significativa essas reservas e a produção no mundo, com destaque para a produção norte-americana. Além disso, a produção não convencional foi de extrema importância para a globalização do mercado de GNL.

3.2.2.1 *Produção Não Convencional*

A revolução da produção não-convencional é notadamente um fenômeno americano e em menor frente ‘um fenômeno canadense’, sendo considerada a revolução mais curta e suficiente para modificar a dinâmica da produção mundial de petróleo e gás natural. A incessante busca por eficiência energética levou os Estados Unidos e o Canadá a investirem pesadamente em exploração de campos de alto custo, utilizando-se de tecnologias capazes de perfurar rochas de baixa permeabilidade.

Os elevados preços do gás natural no mercado internacional e a redução de custos a partir de novas tecnologias atuaram como o impulso necessário para que o número de perfuração disparasse e a produção americana de gás natural tivesse crescimento vertiginoso, principalmente após a crise financeira mundial. Ao mesmo tempo, o boom do mercado de gás natural e o crescente preço do petróleo, proporcionado pela baixa oferta inicial e consequente pressão da demanda favoreceu a replicação das técnicas de exploração ao segmento de *upstream* do petróleo, atraindo milhares de empresas de baixa rentabilidade para a indústria, dispostas a captar dinheiro no mercado para realizar o investimento.

O experimento inicial indicara o caminho correto. A sustentabilidade energética recente retirou dos EUA o rótulo de maior importador de petróleo e o integrou na rota dos maiores players mundiais (Rússia e Arábia Saudita). Por outro lado, esse novo cenário criou uma instabilidade na indústria petrolífera, pois vendo o protagonismo do ex-importador, a OPEP resolveu continuar com o mesmo ritmo de produção, conquistando mercados emergente para manter *market share* na indústria global. O resultado dessa estratégia foi o declínio acentuado dos preços a partir do segundo semestre de 2014. Com a resiliência da produção em todo o mundo, principalmente nos EUA, os estoques crescentes se mostraram insuficientes para a garantia do equilíbrio. A recessão mundial, acompanhada da contração da demanda começava a emitir sinais de que não havia espaço para absorção da super oferta de óleo.

Em seguida, assistiu-se a uma derrocada dos investimentos em despesas de capital e à quedas contínuas da perfuração de poços nos EUA. Diante do alto grau de alavancagem das empresas americanas, o encolhimento dos preços do petróleo aumentou a pressão sobre seus fluxos de caixa, levando a uma crescente decretação de falências no segundo semestre de 2015. Bacias, a exemplo da *Bakken* e *Eagle Ford*, que se mostraram resilientes no início da queda dos preços começaram a dar sinais de fraqueza enquanto *Permian*, a despeito da estabilidade, conseguida via redução de custo e aumento da produtividade, deverá experimentar recuo no curto prazo, diante da contração na atividade de perfuração. No restante do mundo, a tendência é a mesma, com arrefecimento da capacidade de produção e redução dos investimentos em exploração e produção.

Na Indústria de Gás Natural, o cenário é tampouco diferente. O excesso de produção nos EUA mantém os preços bem abaixo daqueles que balizaram as decisões de investimentos em meados da década de 2000. Além disso, o declínio dos preços do petróleo vem impactando negativamente os investimentos, visto que os líquidos de gás natural, cujos preços seguem a tendência dos preços do petróleo, foram os principais dinamizadores da indústria, determinando a continuidade do processo de exploração. Do mesmo modo, a estratégia de utilização da operação de hedge durante a crise financeira impediu a queda brusca da atividade, permitindo uma curva mais suave da queda.

O protagonismo dos EUA na produção de não-convencionais também induziu outros países com reservas significativas a entrarem na lista de possíveis produtores em um futuro não muito distante. Entretanto, nenhum país concentra as mesmas características dos EUA e Canadá. As incertezas, que vão desde o conhecimento geológico, aceitação social à falta de infraestrutura, superam qualquer perspectiva de crescimento consistente da produção

na mesma proporção, mas não descartam o incremento da produção não-convencionais em outra parte do mundo.

3.2.2.2 *Desenvolvimento da Indústria de GNL*

O desenvolvimento da indústria de GNL é relativamente recente e a partir dos anos 2000 passou a apresentar uma nova onda de expansão, registrando crescimento de 7,0% ao ano na década. Hoje, a indústria de Gás Natural representa 21,4% da matriz energética mundial, dos quais 10% são supridos via GNL, evidenciando o ganho de participação desse energético no cenário atual.

Dentre as causas desse maior dinamismo da indústria de gás natural liquefeito, encontram-se: 1) a elevação dos preços do petróleo em meados da primeira década dos anos 2000; 2) redução dos custos de investimentos; e 3) inovações tecnológicas importantes. A guinada dos preços do petróleo induziu os investimentos em novas plantas de liquefação e regaseificação à gás natural. No que diz respeito à redução dos custos, ocorreram principalmente na etapa de liquefação (representa 58% dos custos totais). Estes caíram, de forma substancial de meados de 1970 até 2004. Com os menores custos, a capacidade de liquefação cresceu significativamente entre 1990 e 2008. Ao mesmo tempo, a capacidade de regaseificação cresceu mais rápido que a capacidade de liquefação, superando-a em 50%, demonstrando as preocupações dos países importadores com as políticas de segurança energética.

As principais inovações ocorreram exatamente nas etapas de liquefação, transporte e regaseificação. Novas concepções foram lançadas em relação ao processo de liquefação a partir de inovações nas plantas *peak shaving* e plantas *let-down*. No transporte, os avanços ocorreram principalmente no transporte marítimo. Diante disso, na última década, a frota de navios metaneiros cresceu expressivamente, acompanhada pelo aumento de suas capacidades de transporte. Na etapa de regaseificação, o maior avanço foi observado nos terminais de regaseificação embarcados. De um lado, os navios metaneiros com unidades de regaseificação a bordo inovaram na rapidez de construção e na flexibilidade de abastecimento de mercados.

No ano de 2016, observa-se uma reversão nos custos da indústria de GNL, com destaque para a inflação das matéria-prima (boom das commodities minerais) ao lado da expressiva queda nos preços do petróleo. O crescimento dos custos põe desafios importante para a indústria, em especial no que tange aos projetos de liquefação nos principais países

produtores de gás natural. Na conjuntura atual dos preços de petróleo, alguns projetos deverão ser adiados e os de maiores custos deverão ser interrompidos.

Diante disso, algumas incertezas estão servindo para ofuscar ou até mesmo dar um freio ao momento de efervescência da indústria de GNL. Uma delas está ligada as políticas energéticas que serão adotadas nesse cenário de elevada pressão sobre as questões ambientais. A segunda incerteza está ligada a religação das usinas nucleares no Japão e expansão das renováveis. Em 2015, o Japão foi responsável por 38% do GNL importado no mundo e uma ação nesse sentido terá um impacto danoso sobre a demanda de GNL nos próximos anos. A redução da velocidade de crescimento da China é outro fator que deverá frear a demanda por GNL no globo terrestre, visto que na projeção demanda futura, a Ásia aparece como principal *driver* da indústria, protagonizada pela China. E por último, apesar restrições no nível de emissão e na qualidade de combustíveis no setor de transporte abrir espaço para o GNL como combustível marinho (bunkers), o processo de adesão ainda é incipiente.

Ao lado dessas incertezas, alguns fatores-chave têm impactado negativamente a demanda por GNL no mundo. O primeiro fator, como ressaltado anteriormente, tem relação com a retomada das usinas nucleares no Japão. Em segundo lugar, observa-se a redução da demanda de gás natural na Europa, movimento ocasionado pela mudança das térmicas a gás para carvão em função dos menores custos e por considerarem o gás natural uma energia poluente como qualquer outra fóssil. Em paralelo, nota-se uma tendência de expansão da demanda por renováveis, ao mesmo tempo em que a Europa passa por uma estagnação do crescimento econômico, o que implica em estabilidade da demanda por energia.

Há que se ressaltar que a expansão da demanda no curto prazo está condicionada ao desempenho China, logo um freio no crescimento tem implicações na comercialização do energético. No longo prazo, a demanda de gás natural estará relacionada a demanda de energia elétrica e de renováveis. Estima-se que a geração elétrica seja o principal *driver* do crescimento da demanda de gás natural até 2040. Na contramão, observa-se que a produção nuclear deverá ter um impacto pequeno nesse cenário.

Os elevados investimentos em capacidade instalada nos últimos anos implicaram em uma sobreoferta de GNL no atual cenário de baixos preços de petróleo. É consenso de que existe um excesso de GNL no médio prazo que deverá fazer frente aos preços *spot* e a uma diversificação nos contratos existentes no mercado. Na contramão, prevê-se redução da capacidade de liquefação de 83% para 70% em 2020, mas as perspectivas de liquefação

continuam superior a demanda. O ponto comum é de que, no longo prazo, a competitividade do GNL será determinada pela evolução dos custos.

3.2.2.3 Perspectiva da produção: Oferta e Demanda

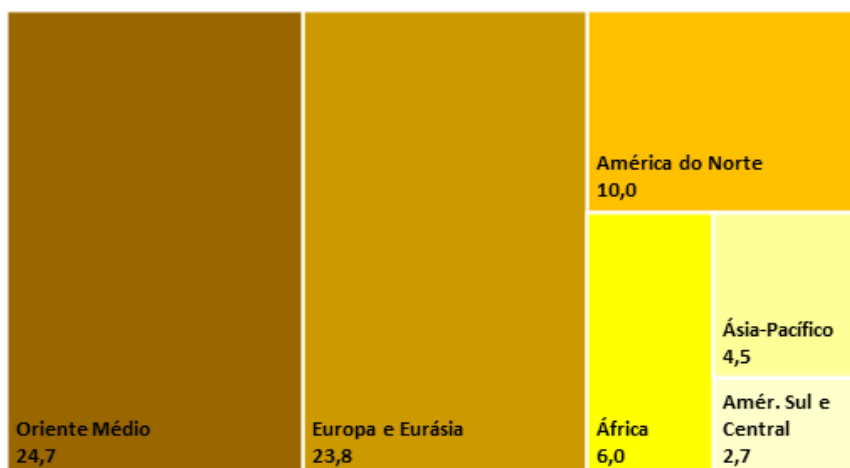
O desenvolvimento tardio da indústria de gás natural em virtude dos elevados volumes de investimentos em infraestrutura e concentração da demanda nos países produtores manteve reduzida sua participação no comércio internacional até a década de 1980, quando o gás natural ganha visibilidade, atingindo 30,0% nesse comércio ante 4,0% em 1970 (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

As reservas provadas oferecem a dinâmica sobre a trajetória dessa indústria. Entre 1980 e 2015, as reservas registraram um crescimento da ordem de 161,1%, o equivalente a 2,8% ao ano nos últimos 35 anos. Com essa taxa de expansão, as reservas saltaram de exatos 71,6 trilhões de metros cúbicos (tmc) em 1980 para 186,9 tmc em 2015.

O Gráfico 17 mostra a distribuição dessas reservas no ano de 1970. O Oriente Médio concentrava 34,5% do total de reservas, o que equivalia a 24,7 tmc. A Europa e Eurásia figuravam como o segundo maior detentor de reservas, com 23,8 tmc (33,2%) concentradas no Mar do Norte e na Rússia. A América do Norte estava entre os três maiores portadores de reservas (13,9%) ou 10 tmc, distribuídas no Golfo do México dos EUA e nas Areias Betuminosas, do Canadá. Com 6 tmc, a África abarcava 8,4% das reservas, seguida pela Ásia-Pacífico (6,3%) e América Latina e Central (3,8%).

Embora tenha registrado um crescimento vertiginoso nos últimos anos, nota-se que não houve uma desconcentração da localização das reservas. Muito pelo contrário, o Oriente Médio e a Europa e Eurásia, que antes detinham 67,7% das reservas em 1970, passaram a concentrar 73,2% das reservas totais em 2015.

Gráfico 17 - Distribuição das reservas provadas mundiais em 1980 (trilhões de m³)

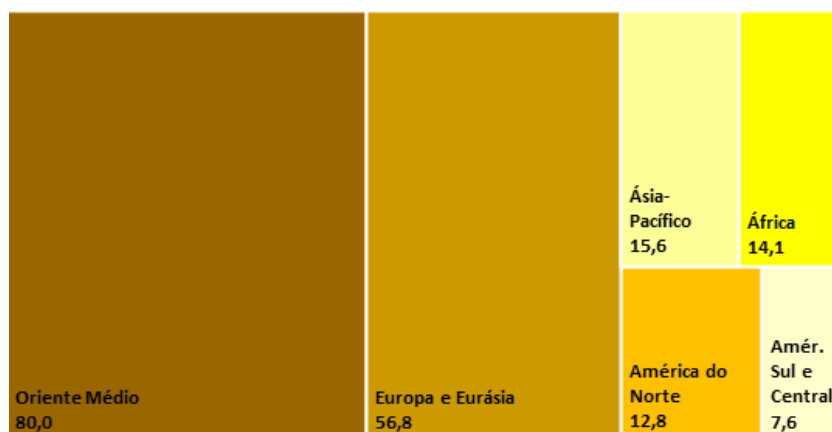


Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

O Gráfico 18 oferece um panorama da localização das reservas provadas no ano de 2015. O Oriente Médio e a Eurásia continuam na liderança da posse de reserva, sendo que o crescimento das reservas foi substancial no primeiro. Almeida e Colomer (2013, p. 227) pontuam que “a concentração de reservas não reflete na capacidade de produção e consumo dos países. Em outros termos, há uma concentração de reservas em nações com baixo potencial de consumo de gás natural”, tanto na Eurásia como no Oriente Médio.

Nota-se também que houve uma mudança nas fatias abarcadas pelas demais regiões. A África e a Ásia-Pacífico passaram à frente dos Estados Unidos, somando 15,6 tmc e 14,1 tmc, respectivamente. Nos Estados Unidos, o volume dos recursos não convencionais ainda não foi suficiente para colocar o país na esteira dos grandes detentores de reserva. A América Central e do Sul como portadoras de 7,6 tcm ou 4,1% ainda não se mostra competitiva para garantia do suprimento energético nessa região.

Gráfico 18 - Distribuição das reservas provadas mundiais em 2015 (trilhões de m³)

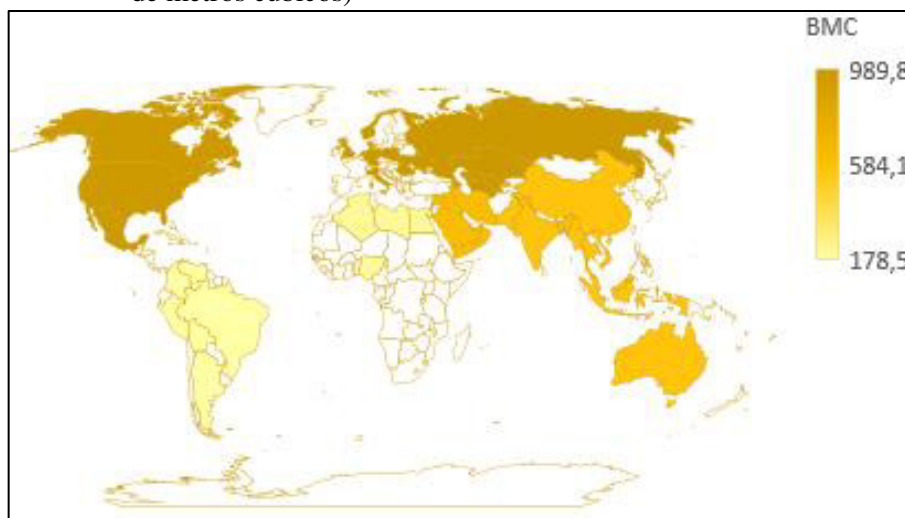


Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

Quando se analisa a distribuição da produção, chega-se a um comportamento bem diverso do registrado na oferta. No período de 1980 a 2015, a taxa de crescimento geométrico da produção foi de 2,6% ao ano, sendo que a taxa do Oriente Médio foi de 8,5%, evidenciando que os entraves que existiam para o início da produção foram desaparecendo aos poucos, entretanto, a pesar de figurar como maior detentor de reserva, o posto de maior produtor é ocupado pela Europa e Eurásia e Estados Unidos, que juntos detém 55,8% da produção.

Na Figura 5, tem-se a distribuição da produção mundial em 2015. A grande novidade é a segunda posição ocupada pela América do Norte (27,8% ou 984 bmc), com contribuições expressivas dos EUA. Nesse sentido, destaca-se que a “elevada capacidade de produção norte-americana pode ser explicada pela originalidade da indústria de gás natural nos Estados Unidos”, explicando “o grau de desenvolvimento da indústria nos EUA” (ALMEIDA; COLOMER, 2015, p. 227).

Figura 5 - Distribuição da produção mundial de gás natural em 2015 (bilhões de metros cúbicos)



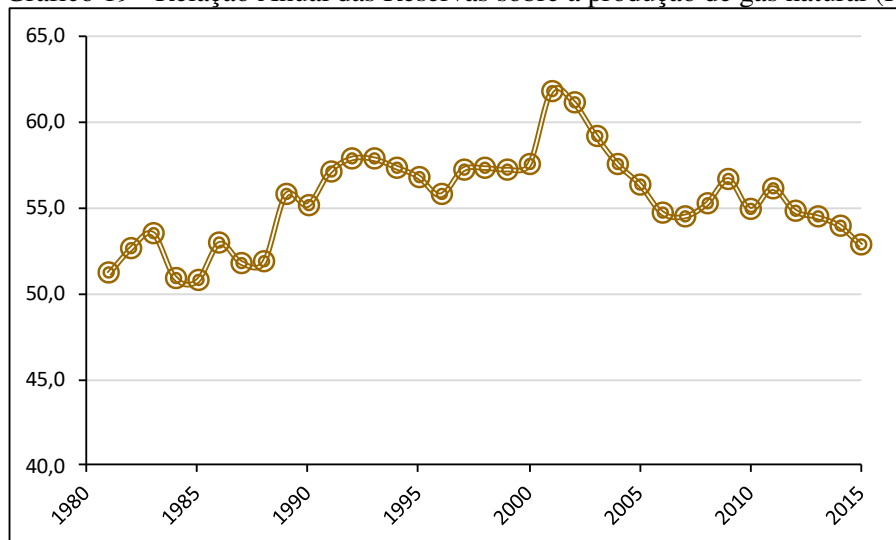
Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

A relação reserva/produção, como ressaltado por Clô (2000), não serve apenas para balizar a vida útil dos campos de exploração, mas reflete a intensidade da exploração e dos investimentos nesses campos a fim de manter razão constante ao longo do tempo.

O Gráfico 19 traz a relação anual das reservas sobre a produção de gás natural (R/P), mostrando o que aconteceu com razão R/P no conjunto das regiões pesquisadas. A razão registrou crescimento de cerca de 1,0% ao ano entre 1980 e 2001, acompanhando a expansão das reservas mundiais. Entre 2002 e 2015, a mesma razão entrou em trajetória de desaceleração, registrando queda de 1,1% ao ano no período analisado. Mesmo assim, ao se

considerar o período de 1980 a 2015, nota-se que a razão ficou praticamente estável, com variação de 0,1%. Esse quadro mostra que o esforço da produção para aumentar a participação do gás natural na matriz energética ao mesmo tempo em que se tem a reposições das reservas.

Gráfico 19 - Relação Anual das Reservas sobre a produção de gás natural (R/P)



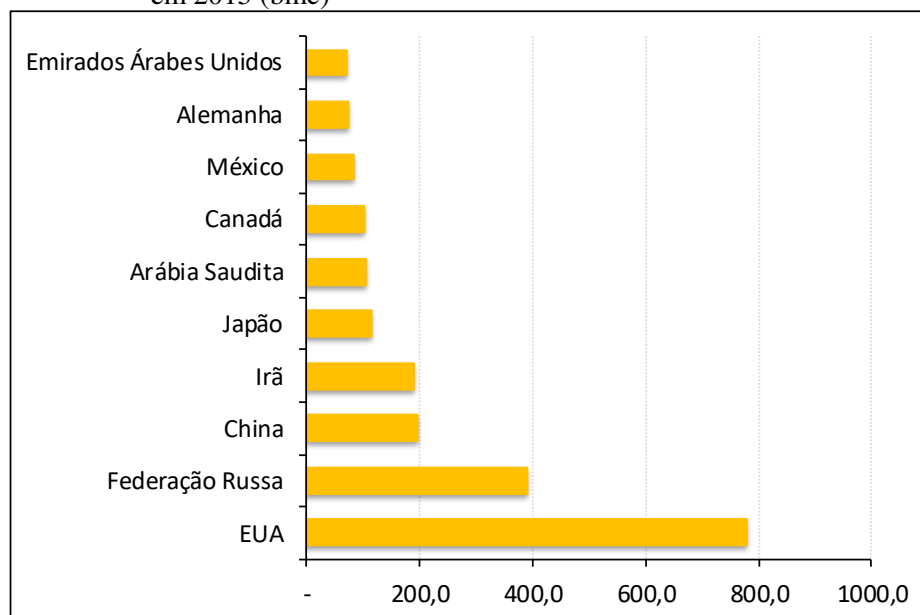
Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

O desenho da demanda tem alta semelhança com a estrutura da oferta, de modo que os principais produtores são principais demandantes do gás natural. O Gráfico 20 exhibe a distribuição do consumo de gás natural no ano de 2015. Observa-se que os 10 maiores demandantes de gás natural no mundo, abarcam de 60,8% do consumo total. Somente a demanda dos EUA são de 778 bcm ou 22,4% da demanda total, consagrando-se como maior consumidor, enquanto detém somente 5,6% das reservas mundiais.

A Rússia, segundo maior consumidor de gás natural, consumiu 391,5 bcm em 2015, um pouco mais da metade da demanda do primeiro colocado. Este país detém também a segunda maior reserva e produção de gás natural. Sendo um produtor superavitário, a Rússia abastece a Europa e agora negocia a venda de gás natural para a Ásia, em especial à China, através do gasoduto Rússia-China, que enfrenta conflitos geopolíticos, mas já conta com autorização ambiental daquele país.

A maior economia Asiática, inclusive, desponta como terceira maior consumidora de gás natural no mundo, embora sua produção seja insuficiente para abastecer o mercado interno, demandando importações de GNL da Austrália para compensar o déficit na produção. O Japão ocupa o quinto lugar como maior consumidor em decorrência do fechamento das usinas nucleares e expansão da importação de GNL para substituir aquela fonte.

Gráfico 20 - Distribuição de gás natural nos 10 maiores países consumidores em 2015 (bmc)

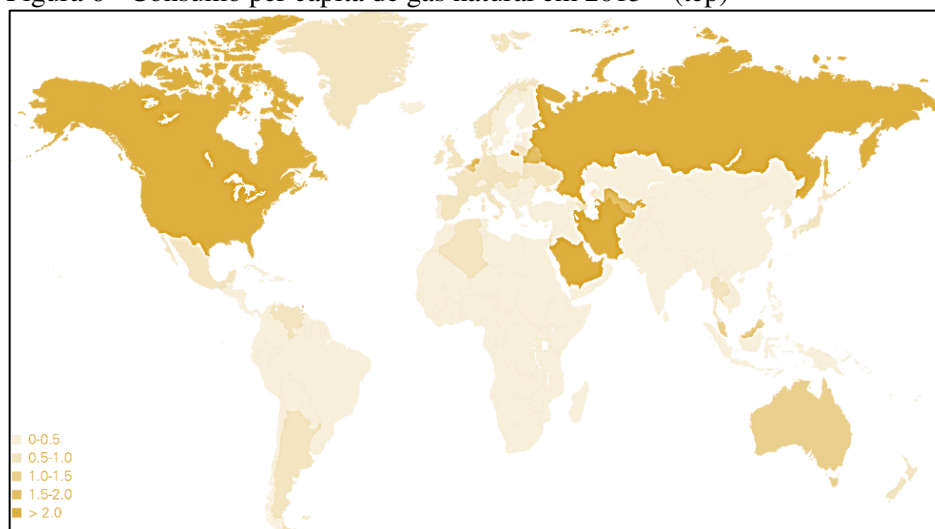


Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

Um aspecto que chama atenção é a presença dos países do Oriente Médio e integrantes da OPEP (Iran, Arábia Saudita e Emirados Árabes Unidos) entre os 10 maiores consumidores, visto que tradicionalmente esses países se voltaram mais para a exploração de petróleo em seus territórios, visando o comércio externo. O crescimento do consumo de gás natural tem estreita ligação com os subsídios dados pelo governo para a população, tratando a indústria como um Serviço de Utilidade Pública e garantindo acesso a preços bem inferiores ao preço médio do gás comercializado no restante do mundo.

A demanda concentrada de gás natural no mundo é evidenciada na Figura 6, que mostra no mapa o consumo *per capita* em 2015. A intensidade do consumo é representada de forma cromática, mudando de acordo com o consumo de cada país numa escala que vai de consumo 0 toneladas equivalente de petróleo (tep) a um consumo superior a 2 tep e quanto mais próximo do teto mais intensa a cor se mostra. Desse modo, nota-se o protagonismo dos Estados Unidos, da Rússia, Canadá, Japão e de países como o Irã e Arábia Saudita. Na outra ponta, os países da América Latina, como o Brasil, não demonstram ter tradição no consumo de gás natural, apresentando uma demanda *per capita* anual inferior a 0,05 tep. Esse panorama confirma a teoria que afirma que historicamente o consumo de gás natural esteve ligado aos países ricos, onde a infraestrutura de transporte se desenvolveu com maior rapidez, contando com capital abundante e um marco regulatório atrativo.

Figura 6 - Consumo per capita de gás natural em 2015 – (tep)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2015)

Ainda que na maior parte das regiões do mundo o consumo do gás natural seja bastante irrisório, a demanda mais que dobrou nos últimos 35 anos, saindo de 1.433,2 bcm para 3.468,6 bcm. O aumento desse consumo refletiu a expansão do combustível para produção de eletricidade nas termelétricas em substituição parcial ao óleo combustível, ao carvão mineral e energia nuclear. Almeida e Colomer (2013, p. 236) destacam que:

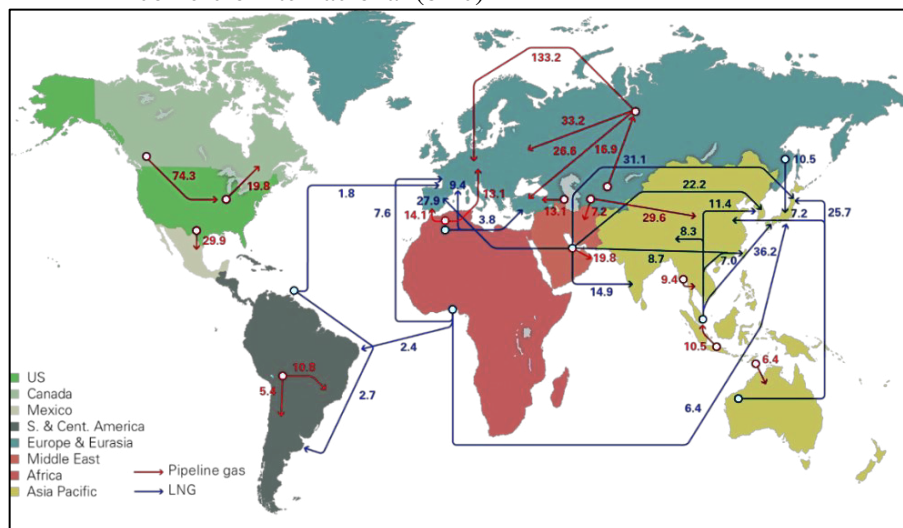
O aumento do consumo de gás natural no setor elétrico deu um novo tom de dramaticidade à dependência energética gasífera e alguns países. Dois fatores explicam essa mudança. Primeiramente, o consumo do gás natural passou a superar a capacidade de produção de algumas regiões, como Europa e Ásia (Pacífico), exigindo expansão do comércio mundial. Em segundo lugar, a expansão do consumo de gás natural para o setor elétrico aumentou os riscos associados ao desabastecimento, acirrando os desafios geopolíticos intrínsecos ao comércio internacional de gás natural.

Embora esse risco ainda exista, o crescimento da produção de gás natural vem mostrando que a insegurança em relação à concentração da produção e localização das reservas de gás natural pode ser superada a partir do comércio internacional diferenças entre as regiões produtoras. A *commoditização* do gás natural, via GNL, é o reflexo de que é possível levar grandes volumes de gás natural a regiões consumidoras que se situam distante das áreas produtoras.

A Figura 7 mostra os fluxos do comércio internacional de gás no ano de 2015. No mapa é possível perceber a intensificação do comércio entre regiões produtoras e consumidoras de gás natural por meio de gasodutos e de GNL. Embora os gasodutos apresentem a maior parte desses fluxos, suprindo regiões demandantes próximas aos centros

de produção, é inegável o ganho de participação do GNL nos últimos anos, tecnologia que até o início da década de 2000 ainda era considerada inviável do ponto de vista econômico.

Figura 7 - Grandes movimentos comerciais de gás em 2015 – Os fluxos do comércio internacional (bmc)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2015)

O aumento do fluxo internacional de gás natural é um aspecto positivo para torná-lo o combustível de transição energética. Decerto esse novo papel não deverá estar ligado somente à produção de energia elétrica, visto que as fontes renováveis vêm mostrando um maior protagonismo nesse setor, com incrementos substanciais de *Capex* na última década. Por outro lado, a intermitência dessas fontes, abre um espaço para atuação do gás natural como *backup*. De outro lado, os segmentos industrial e de transporte também devem ser condutores do crescimento da participação do gás natural na matriz energética mundial.

3.3 Conclusão

Neste capítulo fez-se um estudo sobre as características econômicas da indústria de gás natural, mostrando as possibilidades de monetização, assim como os custos que envolvem cada uma das etapas da cadeia produtiva. Adicionalmente, mostrou-se o panorama da oferta e demanda do insumo no mundo e de que forma o crescimento das reservas, assim como o desenvolvimento da indústria de GNL vem moldado a dinâmica da indústria de gás natural, desconcentrando a oferta e permitindo preços cada vez mais competitivos. É nesse cenário que o gás natural se confirma como combustível de transição.

4 PAPEL DO GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA MARANHENSE E POSSÍVEIS IMPACTOS NA INDÚSTRIA

4.1 Gás Natural no Brasil

Até os anos 1980, a produção de gás estava restrita ao Recôncavo Baiano e voltada ao mercado consumidor industrial local. Estudos indicam que na década de 70 a economia da Bahia registrou crescimento expressivo e a criação do complexo Petroquímico de Camaçari¹⁵ possibilitou uma revolução na matriz energética do estado. A Bahia era de longe a figura hegemônica da produção de gás natural no país. Estudos anteriores à década de noventa indicam que o setor gasífero estava relegado ao segundo plano devido à baixa disponibilidade de recursos gasíferos e à prioridade dada à exploração de petróleo. Entretanto, tal modal energético ganhou destaque com a comprovação da existência de gás natural na Bacia de Campos e na Bacia do Solimões, incluindo-se mais tarde as Bacias de Santos, do Espírito Santo e do Rio Parnaíba.

Uma particularidade do gás natural brasileiro é a sua elevada associação com o petróleo, diferenciando-se do mundo. Essa característica ao mesmo tempo que é um limitador da produção abre possibilidades para a indústria como produto residual da exploração do petróleo, dado que o custo marginal de produção se torna bastante reduzido. Por outro lado, como o produto principal é o petróleo os esforços para o escoamento da produção adicional tendem a não ser os mesmos que ocorreriam caso as atividades voltadas para o gás natural fossem as únicas.

Uma característica importante das reservas brasileiras de gás natural é que estas são, **em mais de 70%**, associadas ao petróleo, o que torna sua produção subordinada às condições de extração desse produto, ao contrário do resto do mundo, onde a maior parte das reservas é de origem não associada. A ocorrência sob a forma associada se configura como um limitador da exploração econômica do gás natural. Isto porque, os reservatórios de gás associado, por estarem vinculados à produção de óleo, não podem ser mantidos fechados à espera de oportunidade técnico-econômica para seu aproveitamento (DE BRITTO, 2002, p.14, **grifo nosso**).

Além da estreita associação ao Petróleo, outra característica das reservas é a localização geográfica, visto que a quase totalidade encontra-se em ambiente marinho. O Gráfico 21 exibe a localização das reservas de gás natural no ano de 2015. Nota-se que 88,4% das reservas de gás natural no país encontrava-se no Mar enquanto 11,6% restantes estavam localizadas em Terra.

¹⁵ Inaugurado em 1978 para suprir a demanda nacional por produtos químicos, básicos e intermediários.

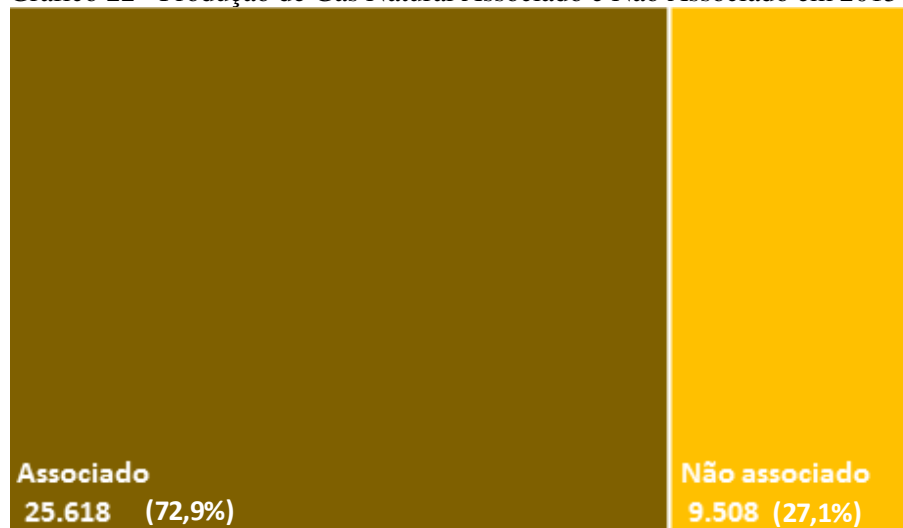
Gráfico 21 - Reservas de Gás Natural por Localização em 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

Do mesmo modo, no Gráfico 22, que traz a produção de gás natural por tipo de campo em 2015, é possível perceber 36,1 bilhões de metros cúbicos produzidos internamente, 72,9% (25,6 bcm) estavam associados ao petróleo, sendo que somente 27,1% (9,5 bcm) tratavam-se gás natural não associado.

Gráfico 22 - Produção de Gás Natural Associado e Não Associado em 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados BP (2016)

O fato das reservas brasileiras estarem concentradas no ambiente *offshore* e serem associadas ao petróleo condicionou e continua condicionando a exploração econômica das reservas aos planos de expansão da empresa Brasileira de Petróleo S.A, que desde o início de atividade esteve presente na exploração desses campos. Isso significa que apesar de ter criado um arcabouço regulatório capaz de atrair a atenção dos investidores para o setor, ainda

existem pontos frágeis na legislação que favorecem a estatal no comando da atividade. Os detalhes acerca da regulamentação do setor são apresentados na seção seguinte.

4.1.1 Arcabouço Regulatório

Antes da Lei N° 9.478¹⁶ de 6 de agosto de 1997 - Lei do Petróleo (BRASIL, 1997), a indústria de petróleo e gás natural era monopólio da empresa Petróleo Brasileiro S.A – Petrobras cuja atuação se estendia verticalmente desde a atividade de produção/extração até a comercialização. Em se tratando do gás natural, a Constituição Federal (CF, 1988) concedeu aos estados o monopólio legal sobre a atividade de distribuição de forma que a Petrobras detinha o monopólio da indústria até o *citygate* (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Dessa forma, desde o seu surgimento a indústria gasífera desenvolveu-se com elevada interdependência entre as etapas da cadeia produtiva, induzindo a verticalização de todo setor. Destaca-se, que por se tratar de um monopólio natural com atividades que englobam desde a produção até infraestrutura necessária para abastecimento dos centros consumidores, a existência de algumas especificidades interpõe significativas barreiras à entrada nesse segmento.

A concepção de barreiras à entrada tem como eixo central um preço limite determinado pelas firmas oligopolistas e que impede a entrada das concorrentes. Nesse sentido, as barreiras à entrada podem ser entendidas por meio do significado geral de concorrência potencial e pela medida da condição de entrada. Essa medida é o hiato existente entre o preço e custo médio mínimo. Esse preço, que impede a entrada das concorrentes potenciais, é determinado levando-se em consideração os seguintes aspectos: vantagens absolutas de custo; de diferenciação do produto e economias de escala (BAIN, 1956).

As vantagens absolutas de custo estão ligadas ao acesso privilegiado às fontes de matérias primas. A empresa, portanto, adquire fatores de produção a um custo muito pequeno, ou talvez, detenha a produção dos insumos utilizados. Os empréstimos são obtidos a uma taxa de juros bastante atraente. Existe o controle privilegiado de técnicas produtivas e, além disso, a empresa pode elevar o preço à medida que novas concorrentes adentrem o mercado e criem desequilíbrio entre oferta e demanda. As vantagens de diferenciação do produto, por sua vez, dão margem à empresa para elevar o preço, assim que se percebe a existência da preferência do consumidor por seu produto.

¹⁶ Dispõe sobre a Política Energética Nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.

Quanto às economias de escala, permitem-se que haja redução no custo médio em decorrência do aumento da escala de produção. Nesse sentido, as economias podem ser classificadas em reais quando ocorre uma queda na quantidade de insumos à medida que se amplia a escala; ou pecuniária quando a quantidade produzida aumenta e há decréscimo dos preços dos fatores de produção (BAIN, 1956).

Especificamente na indústria de gás natural, onde operam os monopólios naturais as economias de escala se apresentam de forma mais expressiva. Isso acontece porque a capacidade instalada da indústria exige um capital fixo muito elevado, principalmente na construção dos gasodutos de transporte e distribuição. Nesse sentido, as reformas voltadas para o mercado, que exigiram o compromisso do Estado com o equilíbrio fiscal, ensejaram a abertura da indústria de Petróleo e Gás, retirando o monopólio e abrindo o capital da Petrobras, e possibilitaram que os agentes privados investissem no setor.

De Britto (2002) alega que alterações no art. 25 da Constituição Federal mantiveram o monopólio estatal, porém abriram as portas para a atuação do setor privado. Assim, a Lei do Petróleo tanto definiu o que o era monopólio da União quanto por meio da criação da Agência Nacional de Petróleo - ANP estabeleceu o regime de concessão para exploração e produção. Desse modo, a regulação da ANP se daria nas atividades de produção, importação, processamento e transporte de gás natural. No caso da produção, qualquer empresa que preencha os pré-requisitos estabelecidos no art. 5 da lei do Petróleo estaria apta a exercer a atividade. Dentre esses requisitos do referido artigo, destacam-se:

1) o desenvolvimento de estudos para a delimitação dos blocos de exploração; 2) a fiscalização da execução dos serviços de geologia e geofísica; 3) a realização de processos licitatórios para a concessão de áreas de exploração; 4) a definição do modelo de contrato de concessão padrão; 5) o controle do cumprimento dos contratos de concessão assinados; 6) a distribuição das participações governamentais decorrentes da atividade produtiva aos seus beneficiários e 7) a autorização para a transferência de titularidade dos contratos de concessão já assinados (COLOMER, 2010, p.217)

Em relação à atividade de importação, as empresas interessadas deveriam ser autorizadas previamente pela ANP, obedecendo aos requisitos da portaria nº 43 de 1998. Além disso, os preços praticados na importação não eram objeto de regulação da agência ou de qualquer outro órgão, cabendo aos negociantes a responsabilidade por seu estabelecimento.

No segmento de infraestrutura, a portaria nº28/99 definiu que a construção e ampliação das unidades de processamento de gás natural somente ocorreriam mediante

autorização prévia da ANP, sendo esse regime jurídico desvinculado de qualquer direito de exclusividade (BRASIL, 1997).

A lei introduziu também o livre acesso aos gasodutos, impedindo a discriminação de acesso de terceiros a gasodutos existentes ou em construção, além de proibir a venda de capacidade não utilizada pelo carregador primário e, em decorrência disso, o surgimento do mercado secundário de capacidade (BRASIL, 1997).

No que tange à regulação tarifária, a ANP entendeu que cabe às partes negociantes o estabelecimento da tarifa a ser cobrada, sendo responsabilidade da autarquia somente a aprovação da tarifa negociada ou o estabelecimento desta diante da inexistência de acordo entre as partes (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

No entanto, a liberalização da indústria de gás natural não foi acompanhada pela criação de um arcabouço regulatório específico, pois atendia quase que exclusivamente as demandas do setor petrolífero, além disso, a falta de um arcabouço regulatório específico para a indústria de gás funcionou como uma barreira à expansão de novos investimentos privados, em especial, no segmento de transportes. Logo, toda a expansão no segmento de transporte esteve atrelada aos planos de expansão da Petrobras obedecendo a critérios estritamente políticos. A manutenção dessa estrutura industrial pré-existente com manutenção da privilegiada posição da Petrobras impossibilitou a entrada de novos concorrentes no setor. Era necessário, portanto, o desenho de um novo arcabouço regulatório, tanto no que diz respeito à estrutura da indústria, quanto aos aspectos regulatórios (COLOMER, 2010).

Nesse sentido, a aprovação da Lei 11.909 em 2009 (BRASIL, 2009), conhecida como a Lei do Gás definia o marco regulatório para o segmento de transporte. A lei resultou da unificação de três projetos: o projeto de lei nº 334 de autoria do Senador Rodolfo Tourinho, o projeto de lei nº 6.666 de autoria do Deputado Luciano Zica e o projeto de lei nº 6.673 do Ministério de Minas e Energia, trazendo mudanças, tanto no que diz respeito aos aspectos regulatórios, quanto institucionais. No que tange a esta última houve definição e delimitação nas funções e atribuições do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

Na mudança regulatória, identificam-se os aspectos técnicos trazidos pela legislação atual. Assim, manteve-se a atividade de produção sob o arcabouço regulatório da Lei nº 9.478/97 e a concessão de autorização para as atividades de importação e exportação ficou a cargo do MME. Outra inovação foi dada pela regulação das atividades de estocagem e acondicionamento do gás natural, tornando atribuição da ANP a realização de licitação e

celebração de contratos de concessão e ao MME o tempo máximo que a empresa terá direito de exclusividade sobre a atividade de estocagem (COLOMER, 2006).

Conquanto, as mudanças mais significativas ocorreram no segmento de transportes, com o estabelecimento do regime jurídico de concessão, ficando sob responsabilidade da ANP a elaboração do processo de chamada pública para alocação de capacidade primária de transporte, a elaboração dos editais de licitação e celebração de contratos junto as empresas. Os contratos de concessão têm duração de 30 anos, contados a partir da data de assinatura do contrato e podem ser prorrogados por igual período. Com a extinção da concessão, a União passa a ser a detentora de todos os bens usados na exploração da atividade, indenizando justa e previamente o antigo concessionário (ALMEIDA; COLOMER, 2013).

Neste último aspecto torna-se necessário lembrar que a logística de transporte do produto envolve altos custos, com retornos somente no longo prazo, ou seja, existe baixa reversibilidade dos ativos no curto prazo. O desenvolvimento dos sistemas de redes e distribuição do gás natural é um importante desafio, haja vista o alto grau de risco e incerteza que se põem quanto ao retorno dos investimentos nesse segmento. Nesse sentido, a proximidade do mercado consumidor é um ponto decisivo para redução dos custos e melhoramento da eficiência energética (CORRELJÉ, 2004).

A tarifa de transporte foi estabelecida a partir do custo médio de serviço de uma empresa de referência, no qual se tem como parâmetros o investimento necessário para o desenvolvimento da atividade, a remuneração adequada e a estimativa da demanda. Ratificou-se o direito de acesso de terceiros aos gasodutos de transporte por meio das modalidades contratuais, processo de alocação do transporte firme e o direito de cessão de capacidade, entretanto, a lei não estabeleceu critérios para a revenda de capacidade ou se é permitida a formação de um mercado secundário de capacidade (COLOMER, 2010).

Apesar de o novo arcabouço regulatório reduzir alguns custos de transação¹⁷ relacionados aos investimentos em ativos de transportes, não foi capaz de reduzir as barreiras à entrada de novos agentes devido a não desarticulação da estrutura industrial pré-existente. Isso significa que se houveram benefícios decorrentes da regulação vigente estes agiram no sentido de consolidar ainda mais a posição dominante da Petrobras, à medida que induziu a concentração do mercado de gás natural (COLOMER, 2010).

¹⁷ Segunda a escola neo-institucionalista, o problema da organização das atividades econômicas está ligado aos custos associados à negociação, à manutenção e ao realinhamento das relações contratuais (COLOMER, 2010).

4.1.2 Estrutura da oferta e da demanda do gás natural no Brasil

A relativa melhora no ambiente regulatório, assim como a intensidade dos investimentos em E&P, retiraram as reservas provadas brasileiras de 16,5 bcm em 1964 para 745 bcm 2015. A Tabela 2 mostra as reservas provadas de gás natural por Unidade da Federação. A taxa anual de crescimento entre 2010 e 2015 mostra uma inflexão no descobrimento de novas reservas, coincidindo com a queda dos investimentos alocados *upstream*. Mais de 60% das reservas concentram-se no estado do Rio de Janeiro, seguido pelo Espírito Santo e São Paulo, detentores de respectivamente 10,7% e 9,1% das reservas de gás natural. Constata-se também que o elevado crescimento das reservas do Espírito Santo foi fundamental para que o estado alcançasse o segundo lugar no ranking das maiores reservas de gás natural no país, a posição antes ocupada pelo estado do Amazonas. A redução dessas reservas tem ligação direta com o aumento da produção local para atender a demanda firmada com a construção do gasoduto Coari-Manaus.

Outro aspecto importante a ser observado na Tabela 2, é a presença do Maranhão nos quatros últimos anos da série histórica (2012 e 2015), anos que demarcam a constatação de reservas provadas no Estado, como parte dos incentivos a exploração de novas reservas por parte da Petrobras e que vem se estendendo desde o início da década dos anos 2000. Maranhão e Sergipe foram os únicos com o registro de expansão das reservas na comparação de 2015 com o ano de 2014, fruto da intensificação da exploração dos blocos arrematados nas Rodada de Licitação 9 e 11. A evidência mostra ainda que Estados que já exploram a atividade por décadas possuem reservas menores que a do Maranhão, como é o caso de Alagoas, Sergipe, Ceará e Rio Grande do Norte. Nesse sentido, as reservas do Maranhão apesar de perfazer apenas 2,4% das reservas totais, perfazem o 6º lugar no *ranking* das maiores reservas do país, além de contar com perspectivas de novas descobertas nos blocos arrematados na 13ª Rodada de Licitação, ocorrida em outubro de 2015.

Os maiores entraves que se põem na exploração econômica do gás natural do Estado, são questões concernentes à localização das reservas. A totalidade da reserva está localizada no ambiente terrestre. No entanto, os blocos arrematados no último leilão têm apresentado resultados positivos, o que configura o interesse dos investidores na exploração local.

Tabela 2 - Reservas Totais e Provadas de Gás Natural, por Localização Geográfica, segundo Unidades da Federação – 2010-2015

UF	Reservas totais de gás natural (milhões m ³)						Taxa de crescimento %	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015-2010	2015-2014
Total	824.723	906.531	918.569	839.506	859.771	745.910	-2,0	-13,2
Amazonas	94.456	95.743	89.237	86.963	74.486	51.225	-11,5	-31,2
Maranhão	-	-	29.705	8.652	8.406	17.677	-	110,3
Ceará	1.447	993	454	742	509	256	-29,3	-49,8
Rio Grande do Norte	13.543	14.316	13.676	11.637	10.435	4.589	-19,5	-56,0
Alagoas	5.258	5.317	4.985	4.992	4.341	3.410	-8,3	-21,4
Sergipe	5.787	5.968	6.966	6.627	5.916	6.342	1,8	7,2
Bahia	44.126	41.584	40.115	36.296	33.489	24.269	-11,3	-27,5
Espírito Santo	87.765	78.614	103.803	92.275	91.613	79.731	-1,9	-13,0
Rio de Janeiro	504.642	551.842	531.125	507.841	555.350	490.572	-0,6	-11,7
São Paulo	62.946	107.109	94.268	79.255	75.227	67.839	1,5	-9,8
Paraná	2.075	2.115	1.308	1.298	-	-	-	0,0
Santa Catarina	2.677	2.929	2.928	2.928	-	-	-	0,0

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da ANP (2016)

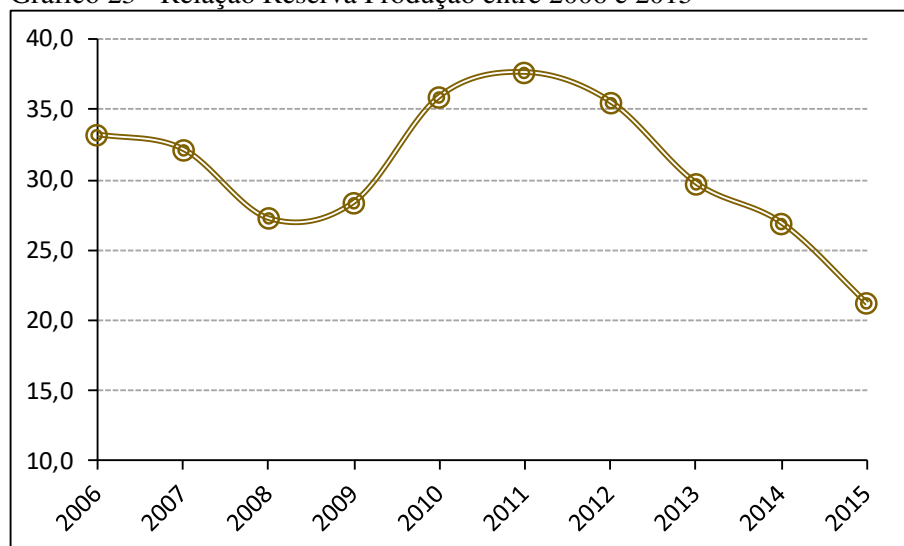
A despeito do aumento nas reservas provadas em ambiente nacional, houve nos últimos anos uma redução da razão reserva produção, visto que a expansão na produção do gás natural situou-se bem acima da descoberta de novas reservas.

O Gráfico 23 exibe a evolução da relação Reserva/Produção entre os anos de 2006 a 2015. No início do período analisado, o ritmo de produção tinha como garantia uma reserva para ser explorada por, aproximadamente, 35 anos. Ao longo dos anos subsequentes, principalmente no primeiro quinquênio, a relação cresceu de forma expressiva, alcançando uma média de 36 anos. O que se vê, após esse período, é uma queda contínua dessa relação, de modo que as reservas existentes no país hoje, mantido constante o ritmo de produção, tem um tempo médio de vida de 21,2 anos. A relação reserva para o estado do Maranhão acompanha a mesma trajetória, o que garante aos investidores a presença do produto no mercado nos próximos anos, entretanto, torna-se necessário que se consolidem os avanços em novos campos explorados.

A produção do energético foi de 97,6 Mm³ diários em 2015, aproveitando-se para o abastecimento interno apenas 36% desse total, já que, do restante da produção, uma parte foi utilizada no processo de exploração, outra foi reinjetada e um percentual significativo foi queimado em virtude da falta de critérios técnico-econômico para o melhor aproveitamento. Com esse desenho, a oferta de gás natural no país compunha-se de 86,3 Mm³/dia, sendo que 39,4% desse total advieram da produção interna e 60,6% foram obtidos no comércio internacional via importações. O Gasoduto Bolívia-Brasil - Gasbol funcionou durante a

primeira metade dos anos 2000 como principal supridor da demanda interna. As outras fontes de importação surgiram com os problemas políticos enfrentados pela Bolívia ainda no início da década, que comprimiram a oferta e aumentaram o preço do gás importado pelo país, impulsionando a demanda interna por GNL para abastecimento das termelétricas.

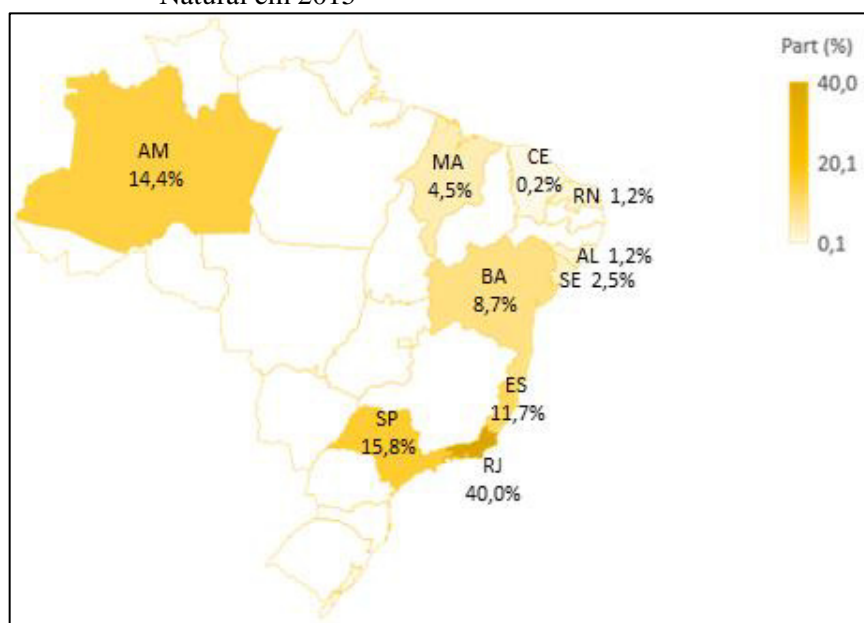
Gráfico 23 - Relação Reserva Produção entre 2006 e 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da ANP (2016)

Dados da ANP indicam que a produção diária de gás natural aumentou a uma taxa média de 6,4% a.a no período de 2002 a 2015, retirando a produção de 43,1 Mm³ diários para 97,6 Mm³/dia. No Gráfico 24 evidencia-se a distribuição da produção nos Estados brasileiros. Do total produzido, 40,0% foram provenientes do Rio de Janeiro, detentor ao mesmo tempo do maior volume de reservas provadas. Em segundo lugar aparece o estado de São Paulo com 15,8%, seguido pelo Amazonas com 14,4% da produção interna. Observa-se também que a produção de gás no Maranhão, apesar de recente, respondeu por 4,5% da produção interna, o que o coloca como 6º maior produtor do país.

Gráfico 24 - Participação das Unidades da Federação Produtoras de Gás Natural em 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da ANP (2016)

A Tabela 3 fornece o balanço do gás natural no Brasil entre os anos de 2010 e 2015. Nota-se que no nesse período as importações de gás natural cresceram praticamente na mesma magnitude que a produção interna. A reinjeção e o consumo próprio registram expansão na casa de dois dígitos enquanto a queima e perda tiveram uma contração de 10,4%, como desdobramento do aperto das restrições ambientais. Entre 2014 e 2015, o destaque ficou por conta do crescimento em 54,5% da reinjeção do produto gasífero. Isso se explica em grande parte pela falta de infraestrutura para o escoamento do gás natural produzido nos campos de petróleo do Pré-sal.

Tabela 3 -Balanço do gás natural no Brasil – 2006-2015

Especificação	Balanço do gás natural no Brasil (milhões m ³)						Taxa de crescimento %	
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2015-2010	2015-2014
Importação	12.647	10.481	13.143	16.513	17.398	19.112	8,6	9,8
Exportação	-	50	312	37	90	2	-	-97,9
Produção	22.938	24.074	25.832	28.174	31.895	35.126	8,9	10,1
Reinjeção	4.369	4.038	3.543	3.883	5.740	8.867	15,2	54,5
Queima e perda	2.418	1.756	1.445	1.303	1.619	1.398	-10,4	-13,7
Consumo próprio total	6.745	7.803	8.850	9.078	9.335	10.851	10,0	16,2
LGN	1.335	1.287	1.281	1.337	1.505	1.381	0,7	-8,3
Vendas	20.458	19.307	23.284	28.784	30.768	31.502	9,0	2,4
Ajustes e perdas	261	314	260	266	235	237	-1,9	1,1

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da ANP (2016)

O Brasil também aproveitou a capacidade de oferta de gás natural proporcionada pelo Gasbol para elaborar o Programa Prioritário das Térmicas, que funcionou, durante toda a primeira década de 2000, como principal âncora do crescimento da participação do energético. A previsão do PPT era de que a participação do gás natural saísse de 3% em 2000 para 10% em 2010. Contudo nesse ano, a participação do GN na matriz energética do país não alcançou a previsão estipulada, concentrando-se em 10% e aumentando para 13,7% em 2015, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 - Matriz Energética Brasileira em 2012

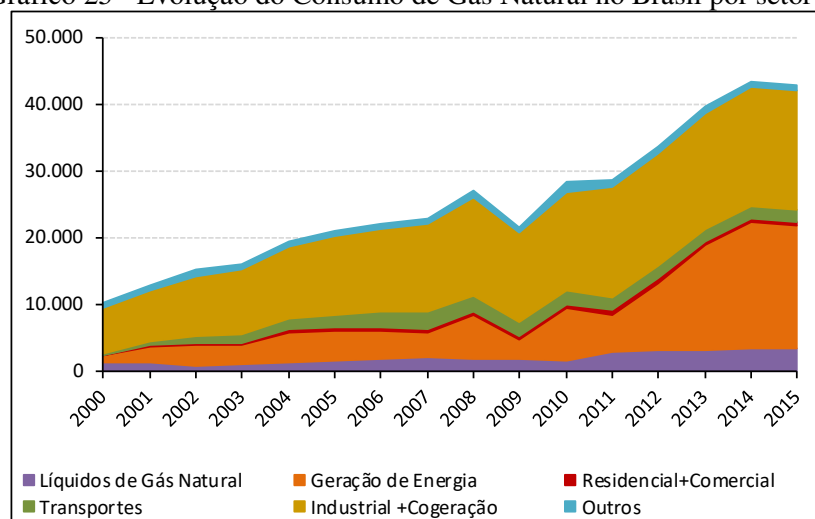
Fonte	Oferta (Mtep)		Participação %	
	2014	2015	2014	2015
RENOVÁVEIS	121	123	39,4	41,2
Energia hidráulica ¹	35	34	11,5	11,3
Biomassa da cana	48	51	15,8	16,9
Lenha e carvão vegetal	25	25	8,1	8,2
Lixívia e outras renováveis	12	14	4,1	4,7
NÃO RENOVÁVEIS	185	176	60,6	58,8
Petróleo e derivados	120	112	39,4	37,3
Gás natural	41	41	13,5	13,7
Carvão mineral	18	18	5,7	5,9
Urânio (U ₃ O ₈)	4	4	1,3	1,3
Outras não renováveis	2	2	0,6	0,6
TOTAL	306	299	100,0	100,0

Fonte: BEN (2016)

O histórico do consumo no Brasil mostra que no início da exploração do gás natural, o seu uso se restringia aos setores industrial e térmico, após a construção e operação do Gasbol houve uma modificação na composição da demanda pelo energético ao mesmo tempo em que este ganhou participação na matriz elétrica do país. Os setores comercial/residencial, assim como de transporte também passaram a demandar o produto. Entretanto, a maior expansão dessa utilização ocorreu na geração térmica.

No Gráfico 25, encontra-se a evolução do consumo final por setor entre 2000 e 2015. Nota-se que a demanda de gás natural em todos os setores cresceu de forma contínua, sendo interrompida somente em virtude da crise 2008-2009, quando houve uma redução do consumo. A partir de 2011 chama-se atenção para a expansão do consumo no setor de geração de energia diante do acionamento das térmicas como forma de ampliar a oferta interna de eletricidade.

Gráfico 25 - Evolução do Consumo de Gás Natural no Brasil por setor



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados do BEN (2016)

Há um esforço no sentido de ampliar ainda mais a participação do gás natural no consumo interno, sendo que as perspectivas se respaldam no aumento da oferta via reservas do Pré-sal, ainda inviáveis diante da inexistência de infraestrutura de transporte para fazer a distribuição do gás natural. Além disso, o investimento em novos campos funcionou como âncora na descoberta de novas reservas ao longo na primeira década dos anos 2000. Atualmente, o volume de produção brasileira apresenta-se bastante superior a produção registrada logo após a abertura da indústria.

4.2 Caracterização da indústria de Gás Natural no Maranhão

4.2.1 Histórico Exploratório nas Bacias do Estado

Após a abertura das Indústrias de Petróleo e Gás, por meio da Lei de nº 9.478/97 (BRASIL, 1997), ocorreram treze rodadas de licitação, com ofertas de blocos em bacias exploratórias no território nacional. A Rodada de Número Zero, ocorrida em 1999, foi o marco dessa flexibilização, mesmo diante de uma conjuntura econômica desfavorável naquele ano.

Dentro desse novo arcabouço regulatório, o Maranhão foi incluindo efetivamente na rota de exploração na Terceira Rodada de Licitação em 2001. No total foram oferecidos quatro blocos, sendo um deles na Bacia de Barreirinhas (*offshore*) e os demais na Bacia Pará-Maranhão (*offshore* e *onshore*), que gerou um bônus de assinatura no valor de R\$ 107,1 milhões. A Tabela 5 traz a consolidação de todas as Rodadas nas quais o Estado teve efetiva representação na oferta e arremate de Blocos exploratórios. Entre 2001 e 2015, foram

oferecidos 311 blocos, sendo que 84 foram arrematados por empresas nacionais e estrangeiras, dentre elas, OGX Petróleo e Gás Ltda., Petróleo Brasileiro S.A., Ouro Preto Óleo e Gás S.A, Parnaíba Gás Natural S.A, gerando um bônus de pesquisas exploratórias no valor de R\$ 2,7 bilhões para a ANP.

Tabela 5 - Balanço das Rodadas de Licitação por Bacia, Companhias e Bônus Arrecadados (Valores Constantes – a preços de 2015 IPCA, com base no dólar médio de cada ano) entre 2001 e 2015

Ano	Rodadas	Bacias	Blocos		Companhias	Bônus R\$
			Ofertados	Arrematados		
2001	3	PA-MA	3	2	PanCanadian	107.188.209,06
					Phillips	
		Barreirinhas	1	1	Petrobras	
2002	4	PA-MA	3	-	-	14.888.201,80
		Barreirinhas	2	1	Devon Energy Corporation	
		Parnaíba	1	-	-	
2003	5	Barreirinhas	62	5	Petróleo Brasileiro S.A.	956.477,26
2004	6	PA-MA	24	3	Petróleo Brasileiro S.A.	7.693.120,60
		Barreirinhas	49	1		
2007	9	PA-MA	50	9	Petróleo Brasileiro S.A.	82.932.029,91
					OGX Petróleo e Gás Ltda.	
		Parnaíba	10	10	Comp E&P de Petróleo e Gás S.A.	
					STR Projetos e Participações Ltda.	
					Devon Energy do Brasil Ltda.	
					Petróleo Brasileiro S.A.	
2013	11	PA-MA	6	2	Queiroz Galvão Exploração e Produção S.A.	2.503.396.960,91
		Barreirinhas	26	18	OGX Petróleo e Gás S.A.	
					Chariot Oil & Gas Limited	
					Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	
					BG Energy Holdings Limited	
		Parnaíba	20	20	OGX Petróleo e Gás S.A.	
					Petra Energia S.A.	
					Petróleos de Portugal - Petrogal, S.A.	
					Petróleo Brasileiro S.A.	
					Ouro Preto Óleo e Gás S.A.	
					Sabre Internacional de Energia S.A.	
2014	12	Parnaíba	32	1	Geopark Brasil	2.404.502,29
2015	13	Parnaíba	22	11	Parnaíba Gás Natural S.A.	50.816.699,22
					OP Energia Ltda.	
					BPMB Parnaíba S.A.	
					Vipetro Petróleo S.A.	
Total			311	84		2.770.276.201,03

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da ANP (2015)

A Bacia do Parnaíba, atualmente, única produtora de hidrocarbonetos no Estado passou a integrar as Rodadas de Licitação somente em sua quarta edição em 2002, oferecendo apenas um bloco exploratório e não obtendo êxito naquele ano. Durante as quatro Rodadas que se seguiram, a Bacia não teve representação na oferta de blocos, retornando somente em 2007. Na Nona e na Décima Primeira Rodadas, as ofertas foram um verdadeiro sucesso, com 100% dos blocos arrematados, dando início a um período bastante diferenciado naquela região. Em 2014, apesar de poder contar com o início da produção e terem perspectivas positivas quanto às reservas naquela região, o leilão foi simplesmente um fracasso, tendo apenas 1 dos 32 blocos arrematados pela empresa Geopark Brasil. A Rodada 13 funcionou como um termômetro para a Bacia do Parnaíba e apesar de somente 50% dos blocos terem sido arrematados, foi possível observar o incremento de produtividade dos novos poços perfurados.

4.2.2 Estudo da Bacia do Parnaíba

A Bacia do Parnaíba está localizada na região nordeste do território maranhense brasileiro, abrangendo os Estados do Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará, com uma extensão territorial de 665.888 km² (ANP, 2015).

Os limites da bacia dão-se ao Norte pelas bacias de São Luís e Barreirinhas, das quais se separa pelo Arco de Ferrer–Urbano Santos; a Noroeste com a Fossa de Marajó, da qual está separada pelo Arco de Tocantins; e a Sul e a Sudeste por extensões de coberturas de idade pré-cambriana, correlatas à faixa de dobramento Brasília, chamadas “Bacia de São Francisco” e “Bacia dos Lençóis” (CUNHA, 1986).

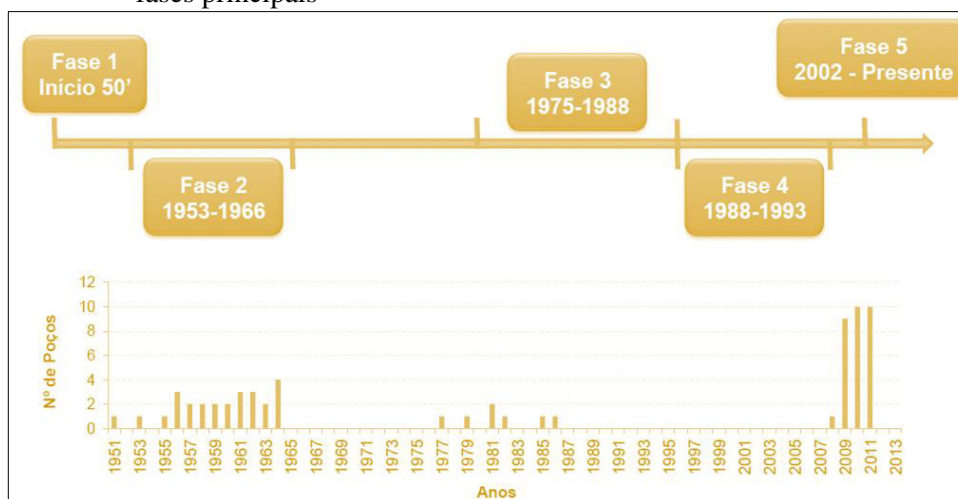
O início das explorações na Bacia de Parnaíba data os anos de 1950, podendo ser dividido em cinco fases principais:

i) trabalhos realizados pelo Conselho Nacional do Petróleo (CNP), que resultaram na perfuração de dois poços no Maranhão; ii) criação da Petrobras, em 1953. Levantamentos geológicos de superfície. Nesta fase foram perfurados 25 poços exploratórios; iii) Nova fase exploratória tendo a sísmica de reflexão a principal ferramenta. Contratos de risco. Perfuração de sete poços exploratórios; iv) Reprocessamento de dados sísmicos, perfis aeromagnéticos e geoquímica de superfície; e v) Criação da ANP. Oferta em 3 Rodadas (4, 9 e 11). Retomada dos investimentos na bacia (ANP e Concessionários) (ANP, 2015, p.p. 2-3).

O histórico exploratório está resumido na Figura 8, na qual é possível visualizar o êxito obtido em cada uma das quatro fases. A fase 2 foi o período com o maior número de poços perfurados, identificando, por sua vez, vestígios de óleo e gás natural na região. Desde

então, apesar dos esforços exploratórios das fases 3 e 4, a Bacia ficou esquecida no tempo. Entretanto, foram esses estudos prévios que permitiram que a partir da fase 5 a Bacia começasse a apresentar resultados positivos na produção. Inclui-se também nessa fase os blocos arrematados na Rodada 13 ocorrida em outubro de 2015.

Figura 8 - Esforços Exploratórios para hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba: 5 fases principais



Fonte: ANP (2014)

Fazendo uma retrospectiva dos leilões com blocos ofertados na Bacia do Parnaíba, de acordo com a Tabela 6, nota-se que 41 blocos arrematados nas Rodadas de Licitação Nove, Onze e Treze, 25 estão em fase de exploração, em um Programa Exploratório Mínimo de R\$ 1,2 bilhões.

Tabela 6 - Balanço dos Blocos Arrematados com contrato Assinado e Programa Exploratório Mínimo (Valores Constantes – a preços de 2015 IPCA) na Bacia do Parnaíba nas Rodadas 9, 11 e 13

Rodada	Blocos		Conteúdo Local		PEM (R\$)
	Arrematados	Em Exploração	Exploração	Desenvolvimento	
9	10	6	80%	85%	179.853.939,37
11	20	8	80%	85%	933.540.126,71
13	11	11	70%	77%	116.779.500,00
Total			-	-	1.230.173.566,08

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da ANP (2015)

Até o primeiro semestre de 2015, foram perfurados 86 poços exploratórios, numa área total de 22.637,84 km lineares de sísmica bidimensional. A ANP tem realizado diversos investimentos na aquisição de dados na Bacia do Parnaíba, incluindo levantamentos geográficos, geoquímicos e geofísicos (ANP, 2015).

Atualmente existem vinte e cinco blocos em concessão nesta bacia, como mostrado no Quadro 3. Neste é possível ter uma noção exata dos campos que estão em desenvolvimento e em produção, mostrando que a principal Concessionária é a Parnaíba Gás Natural (PGN), com 70% dos ativos em produção e BPMP Parnaíba com 30%.

A Parnaíba Gás Natural S/A ao lado da BPMP S/A controla a totalidade do gás natural produzido no Estado. Hoje, explora economicamente sete blocos dos 25 em concessão e sete campos diferentes ao longo de 25 km² na Bacia do Parnaíba, produzindo em média 7,5 milhões de m³/dia e consolidando-se como maior operadora privada de gás natural no Brasil.

Quadro 3 - Campos em Exploração e Desenvolvimento na Bacia do Parnaíba

Campos				
Localização	Blocos em Concessão	Desenvolvimento	Produção	Concessionários (%)
Terra	25	Gavião Azul	Gavião Branco	¹Parnaíba Gás Natural (70) / BPMB Parnaíba (30)
		Gavião Branco Norte		
		Gavião Branco Sul	Gavião Real	
		Gavião Caboclo		
		Gavião Caboclo Sul	Gavião Vermelho	
		Gavião Preto		

Fonte: Elaborada pela autora a partir de dados da ANP (2015)

Como resultado das atividades exploratórias, seis campos de gás natural foram descobertos com reservas provadas de 17,6 bilhões de m³ no ano de 2015. Todo esse dinamismo a partir dessa região de fronteira de exploração traz novas potencialidades para o Maranhão.

4.2.3 Oferta e demanda de gás natural

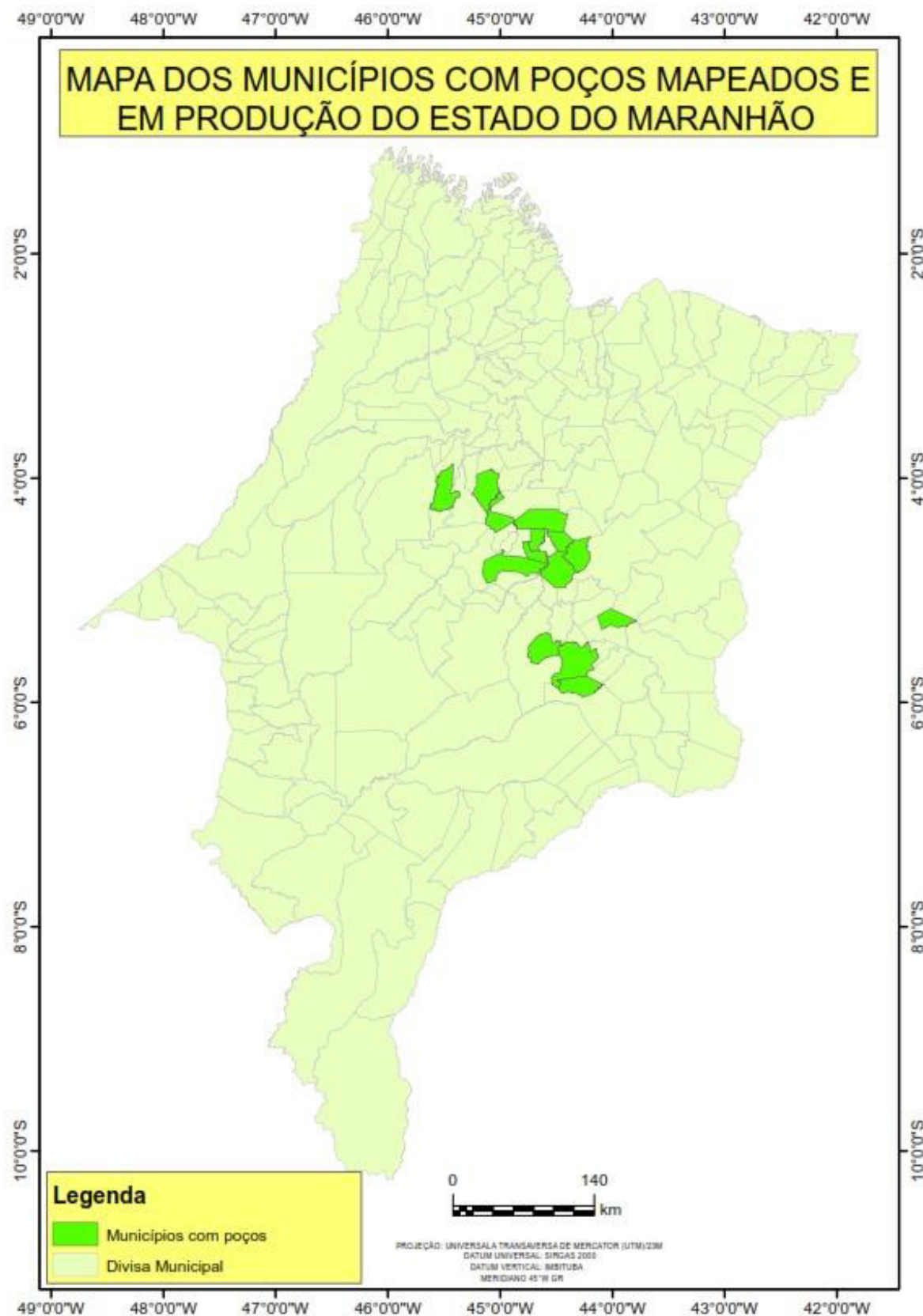
A despeito de a produção de gás natural ter se iniciado de maneira efetiva somente em 2013, o Estado vinha sendo objeto de exploração desde a segunda metade do século XX, com intensificação das atividades de perfuração a partir de meados dos anos 2000, como ressaltado na seção anterior, até que fossem constatadas reservas provadas. Além disso, a quantidade de blocos em exploração ainda é inferior à quantidade de blocos arrematados nas Rodadas de Licitação com áreas para o Maranhão, o que significa que há ainda bastante espaço para intensificação da exploração.

O Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos (IMESC) fez um levantamento cartográfico dos municípios que estavam sendo alvo de exploração com poços perfurados, não necessariamente em produção nos anos de 2015 e 2016. O Mapa 1, por exemplo, oferece uma noção ampla da localização da exploração de gás natural no Estado. Nota-se que a exploração se concentra na faixa leste do Estado rumo ao centro, no perímetro produtor da Bacia de Parnaíba. Os esforços iniciais mostram-se tímidos, mas já apresentam resultados significativos em termos de produção. O Mapa 2, por sua vez, mostra a localização exata dos poços mapeados dentro dos municípios com hachuras para os campos que estão em produção, como exemplificado pelos campos Gavião Real e Gavião Branco. Mostra-se também, o acesso rodoviário a esses municípios, possibilitando o conhecimento da infraestrutura existente, como forma de facilitar as ações que envolvam escoamento da produção.

Considerando os cálculos de Clô (2000) e tendo em vista que a exploração da Bacia do Parnaíba concentra-se em sua totalidade no em ambiente terrestre, estima-se que o Programa Exploratório Mínimo, na perfuração dos 25 poços nos treze municípios assinalados nos mapas em questão, tenha sido da ordem de US\$ 125 milhões. Um resultado bastante expressivo em termos de investimento para o Estado do Maranhão. Essa dinâmica contribuiu sobremaneira para o incremento da produção no ano de 2016, ao lado da intensificação da exploração no mesmo ano, como evidenciado no Mapa 3

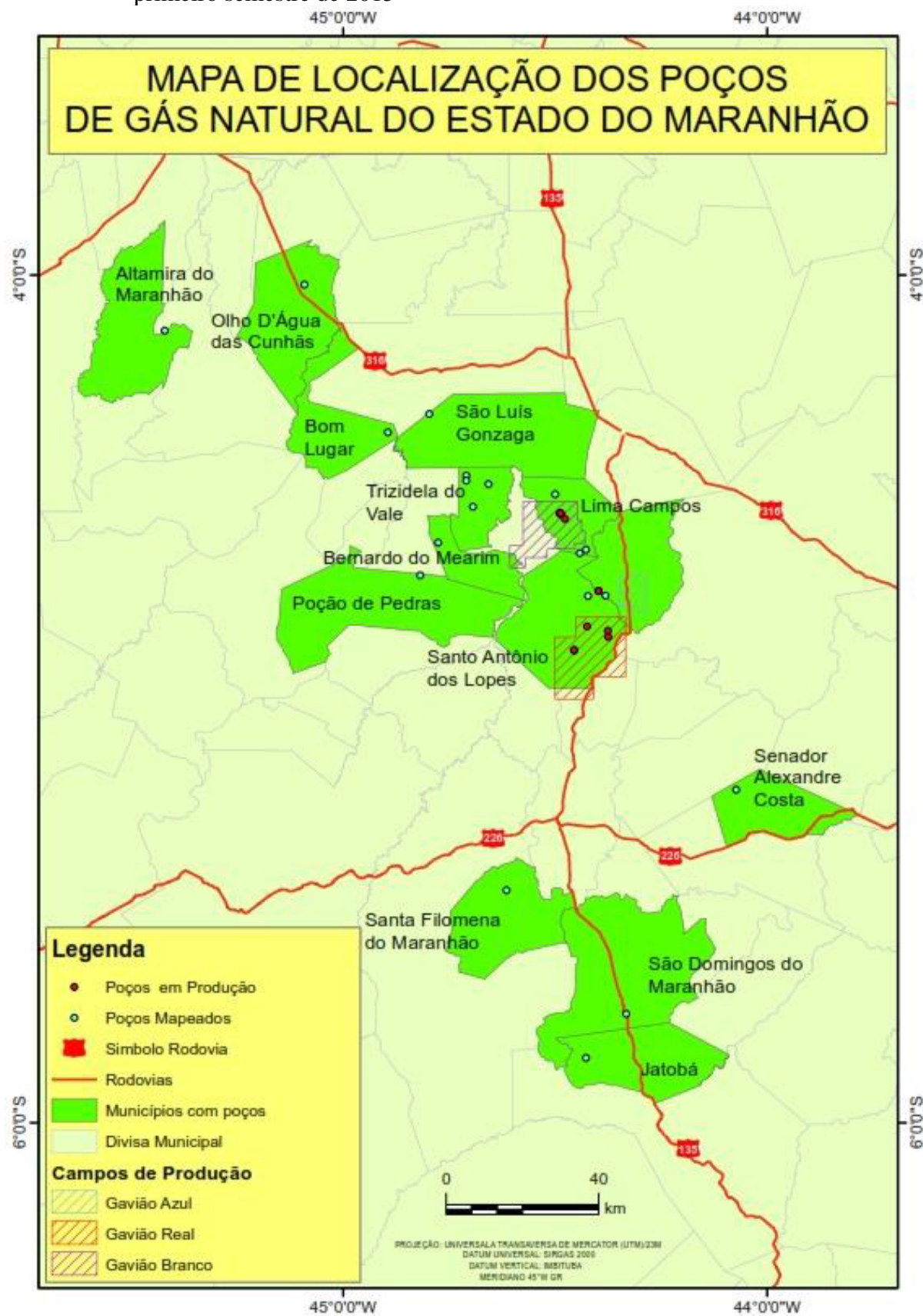
No Mapa 3 verifica-se uma intensificação e ao mesmo tempo desconcentração da exploração na Bacia do Parnaíba, alcançando todas as regiões do estado. O número de poços perfurados passou de 25 para 141 até setembro de 2016, evidenciando um aumento de 116 novos poços perfurados. Utilizando-se dos mesmos cálculos já apresentados, avalia-se que os investimentos com perfuração atingiram a cifra de US\$ 580 milhões, cerca de 18% do total de investimentos em andamento no Estado do Maranhão. Foi esse novo cenário que permitiu que a produção alcançasse picos acima de 7 MMm³/dia no último semestre do ano.

Mapa 1 - Mapa dos Municípios com Poços de Mapeados e em Produção no Estado do Maranhão no primeiro semestre de 2015



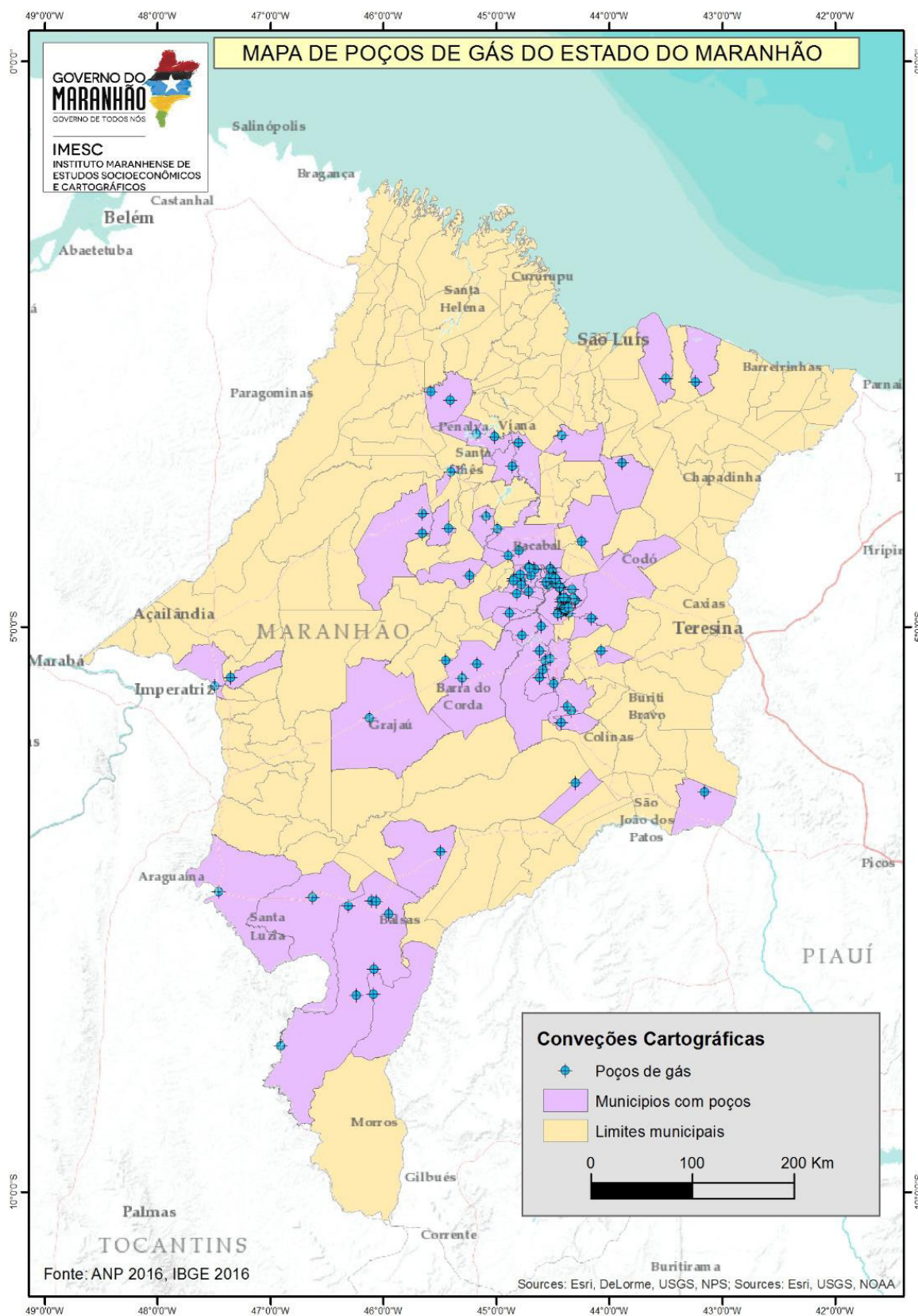
Fonte: Elaborado por IMESC a partir de dados da ANP (2015)

Mapa 2 - Mapa de Localização dos Poços de Gás Natural do Estado do Maranhão no primeiro semestre de 2015



Fonte: Elaborado por IMESC a partir de dados da ANP (2015)

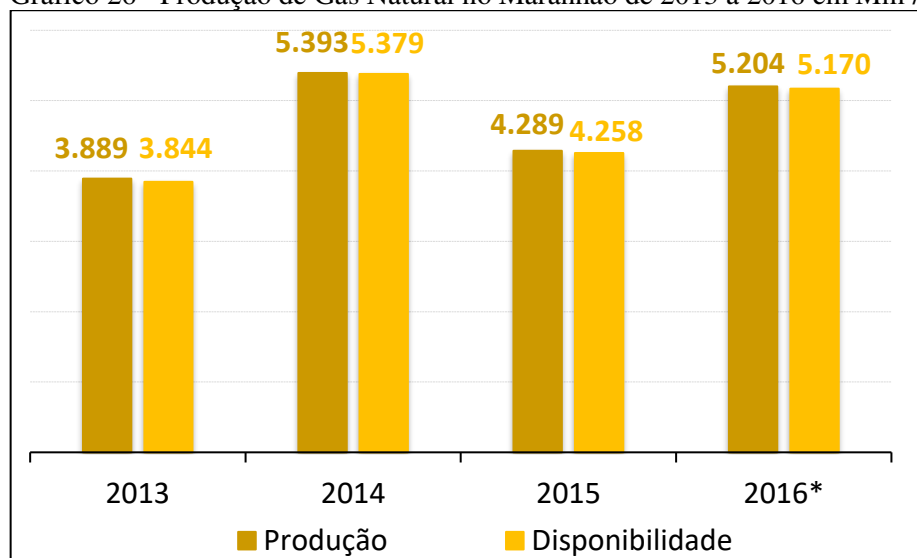
Mapa 3 - Mapa de Localização dos Poços de Gás Natural do Estado do Maranhão até o terceiro trimestre de 2016



Fonte: Elaborado por IMESC a partir de dados da ANP (2015)

Em 2013, a produção de gás natural no Maranhão foi de 3,9 MMm³/dia, totalizando 1.419 MMm³ naquele ano. Em 2014, a produção alcançou o melhor desempenho da série histórica, com crescimento de 38,6% e de 39,9% na disponibilidade de gás natural para o consumo interno. No ano de 2015, a redução do ritmo de exploração ao lado da taxa de decaimento dos poços implicou numa queda de 20,8% na produção em relação a 2014. Entretanto, com o acontecimento da 13ª Rodada de Licitações no final do ano, o ritmo de exploração no Estado reverteu-se, resultando em intensificação da perfuração dos poços. Diante desse resultado, a produção deverá apresentar um crescimento de aproximadamente 20% em 2016, alcançando um pouco mais de 5.204 MMm³/dia, levando-se em consideração o acumulado dos últimos 12 meses encerrados em novembro, como pode ser observado no Gráfico 26.

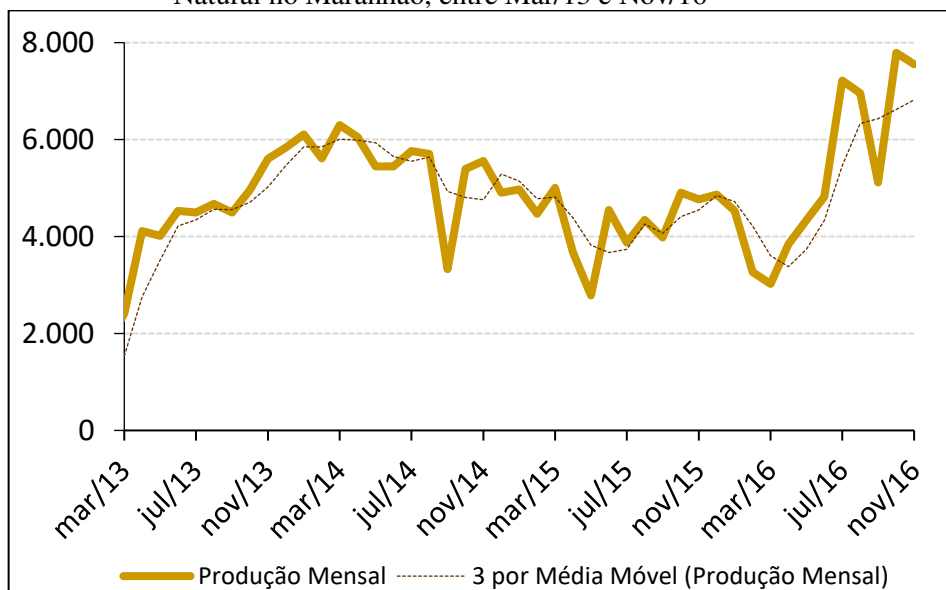
Gráfico 26 - Produção de Gás Natural no Maranhão de 2013 a 2016 em Mm³/dia



Fonte: ANP (2016) *acumulado dos últimos 12 meses até novembro

No Gráfico 27 é possível ver a evolução da produção de gás natural desde o início da exploração no Maranhão. A produção cresceu continuamente entre março de 2013 e março de 2014, saindo de um patamar de 2,4 MMm³/dia para 6,3 MMm³/dia. Após esse período, o ritmo de produção entrou em trajetória declinante e reverteu-se alcançando picos de produção nos meses de outubro (7,7 MMm³/dia) e novembro (7,5 MMm³/dia).

Gráfico 27 - Produção Mensal e Média Móvel de 3 meses da Produção de Gás Natural no Maranhão, entre Mar/13 e Nov/16



Fonte: Elaborado pela autora a partir de dados da ANP (2016)

Hoje, a produção de gás natural disponível (após descontos do gás utilizado na exploração e queima) está sendo utilizada em sua totalidade para abastecer o complexo termelétrico de Parnaíba¹⁸, em Santo Antônio dos Lopes. A estrutura de distribuição do gás natural a partir dos municípios produtores conta com um Gasoduto de transferência de 800 m que interliga a Unidade de Tratamento de Gás da Parnaíba Energia S/A, com capacidade de processamento de 8,4 milhões de m³/dia, ao Complexo Termelétrico, operado pela Eneva S/A. A Companhia Maranhense de Gás (Gasmar) é a responsável pelos serviços de operação e manutenção do sistema de distribuição de gás natural.

A estrutura de comercialização da PGN com a Eneva pautava-se em um contrato de fornecimento do volume equivalente a 8,4 MMm³/dia para abastecer as térmicas, adotando um conceito integrado de geração de energia a partir do gás (*reservoir-to-wire*). Nesse modelo de contrato no momento em que a primeira conseguisse alcançar a capacidade de produção esperada para abastecer o Complexo, o gás natural excedente estaria disponível para outras finalidades. No entanto, no início do mês de outubro de 2016, a PGN tornou-se subsidiária integral da Eneva por meio da transferência de ativos das empresas Cambuhy e OGX, resultando em um aumento do capital privado da ordem de R\$ 1,16 bilhão. Com essa nova estrutura, o capital social da Eneva não ficou concentrando com nenhum acionista individual, distribuindo-se da seguinte forma: BTG Pactual (33,73%); Cambuhy (25,73%); E.ON

¹⁸ Formado por quatro usinas termelétricas (UTEI, UTE II, UTE III e UTE IV). Situa-se no município de Santo Antônio dos Lopes.

(8,28%); Itaú Unibanco (7,88%); OGX (6,22%); e Outros <5% cada (18,16%) (ENEVA, 2016).

No cenário atual, com a produção sendo controlada pela PGN, que de forma integrada direciona-a ao complexo termelétrico do Parnaíba não sobra espaço para a utilização desse gás natural em outros setores da economia. O Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) para as quatro usinas do complexo possuem períodos distintos: na Parnaíba I, dos 676 MW de capacidade instalada, 450 Mwa estão amarrados em um contrato de 15 anos (2013-2028); na Parnaíba II, dos 519 MW, 450 Mwa, por 20 anos (2016-2036); Parnaíba III, dos 176 MW, 98 Mwa, por 15 anos (2013-2028); e finalmente, a Parnaíba III, que dispõe de 56 MW, detém um contrato de fornecimento de 46 Mwa, por apenas 5 anos (2013-2018), (ENEVA, 2016, p. 13).

A saída para esse impasse ou exclusividade da Eneva pode ser resolvida por meio da intensificação da exploração a partir da realização de novas Rodadas de Licitação, assim como exploração dos demais blocos arrematados por outras empresas, como exemplificado na Tabela 5. Pensar em formas alternativas de incrementar a produção por outras operadoras é importante porque se trata de uma fonte energética bastante diferenciada, podendo impactar positivamente os custos de produção e custos ambientais.

No sentido de ampliar a oferta interna de gás natural, a Gasen Energia S.A protocolou junto ao governo do estado um empreendimento¹⁹ voltado para recebimento de GNL importado (FSRU) via Porto do Itaqui. A unidade deverá ter uma capacidade de 14 MMm³/dia, com investimento previsto de R\$ 4 bilhões, sendo R\$ 150 milhões destinados para construção de berço e infraestrutura para o referido projeto. Não obstante, assim como a produção atual, o GNL importado deverá abastecer uma Usina Termelétrica, com capacidade de 1.500 MW a ser construída em São Luís. Embora haja perspectiva de incremento da produção interna, entende-se que a utilização somente para produção de energia elétrica é a que gera menor impacto no produto, não sendo capaz de impulsionar o desenvolvimento industrial.

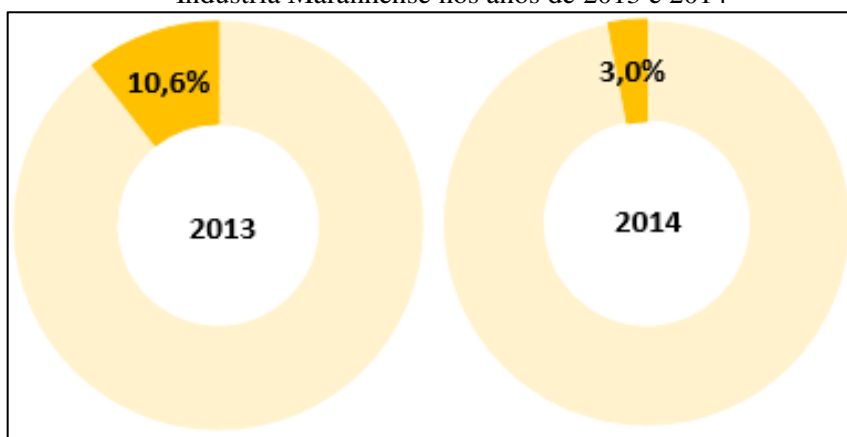
O estudo intitulado ‘Impactos Econômicos da Disponibilização do Gás Natural no Maranhão’, desenvolvido pela Kaduna Consultoria (2011) em parceria com a Gasmar, mostrou dados importantes sobre as possibilidades de uso do gás como impulsionador da indústria maranhense. Levou-se em consideração as cadeias produtivas de Alumínio, Ferro e Aço, Papel e Celulose, Cimento, Cerâmica, Gasquímica e Vidro, além do consumo

¹⁹ Não contabilizados no total de investimentos privados no Estado pelas incertezas que rondam o projeto.

Comercial, Veicular, Termelétrico e Residencial. Foi levantado o processo produtivo de cada uma das atividades, identificando o uso do gás natural durante o processo. Dessa maneira, a empresa fez uma modelagem usando o desenho de uma matriz insumo-produto para avaliar os impactos dos investimentos em cada um dos ramos de atividades na renda, na arrecadação de tributos e na geração de emprego. Os desdobramentos no crescimento econômico do estado foram extremamente positivos, prevendo-se um incremento anual de 3,5% a.a ao Produto Interno Bruto -PIB, entre 2014 e 2017, o que significaria uma adição de R\$ 8,8 bilhões no último ano. Os ganhos poderiam ir muito além desse valor dado a alta capacidade do gás natural em atrair e adensar cadeias produtivas.

Analisando os dados do PIB de 2014, observa-se que o gás natural registrou elevada participação no valor adicionado da Indústria Extrativa em 2016, perfazendo 10,6% do PIB Industrial. No ano de 2014, algumas mudanças metodológicas no índice de preço do gás natural, que antes incorporava somente o preço do petróleo e passou a incorporar uma média ponderada dos preços do gás natural dos estados brasileiros, levaram a uma queda expressiva na participação deste no valor adicionado da Indústria embora tivesse preservado o índice de volume. Diante disso, “o Valor adicionado da atividade (R\$ 517 milhões) em 2014 foi inferior ao registrado em 2013 (R\$ 1.320 bilhões)” (IMESC, 2014, p. 19).

Gráfico 28 - Participação do Gás Natural no Valor Adicionado da Indústria Maranhense nos anos de 2013 e 2014



Fonte: Elaborado pela autora a partir de IMESC (2014)

Após os ajustes da base metodológica, a tendência é que o gás natural retome os níveis de participação apresentados no primeiro ano, registrando importância crescente no PIB. Nesse cenário é de fundamental importância entender qual é o papel que esse insumo energético deverá ter no estado do Maranhão. Os questionamentos norteadores deste trabalho consistem em apontar saídas para a utilização do gás produzido no Estado, principalmente

estimando a demanda para esse insumo, ao mesmo tempo em que se faz uma avaliação qualitativa e quantitativa da possível redução do impacto ambiental com a sua incorporação na matriz energética, principalmente industrial.

No intuito de avaliar os efeitos da inserção do gás natural no setor industrial, escolheu-se os principais subsetores da Indústria de Transformação: Cimento, Ferro-Gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros Metal, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose e Cerâmica²⁰. Tal delimitação busca uma compreensão mais acurada do processo produtivo desses setores e de que forma o gás natural poderá contribuir na redução dos custos existentes e no aumento da competitividade no mercado no qual está inserido, assim como os ganhos ambientais decorrentes da substituição interenergética.

4.2.4 Metodologia de Mensuração e Previsão de demanda de gás natural

A previsão de demanda de gás natural é um dos itens mais conturbados no Brasil. Isso acontece porque o desenvolvimento recente da indústria no país dificulta previsões com base em uma série histórica. Sabendo que as políticas energéticas ocorrem em nível macroeconômico é necessário atentar para algumas variáveis microeconômicas que tendem a incorporar de forma mais assertiva transformações na estrutura econômica, investimentos em infraestrutura e especificidades de localização da demanda (GROENENDAAL, 1998).

4.2.4.1 *Algumas considerações sobre os modelos de previsão de demanda de Gás Natural*

A metodologia de previsão de demanda pode ser distinguida por meio das abordagens econométrica e descritiva. A econométrica divide-se em duas principais: produção e demanda. A produção pode ser representada pela função de produção denominada KLEM, onde cada uma das letras simboliza os fatores de produção Capital, Trabalho, Energia e outros *inputs* intermediários, respectivamente. Tem como principal finalidade estimar elasticidades de energéticos e não energéticos, analisando-se os efeitos dos *inputs* não energéticos na demanda por energia (GROENENDAAL, 1998).

A outra abordagem econométrica, por meio da análise da demanda possui dois desdobramentos. O primeiro trata da relação entre o Produto Interno Bruto e a demanda por energia, captando a sensibilidade do crescimento ao consumo de energia. Entretanto, a

²⁰ A seleção da Indústria para esta pesquisa obedeceu ao critério energo-intensivo dos subsetores e à capacidade de demandante âncora que o setor possui, sendo capaz de viabilizar a construção de infraestrutura de transporte para o gás natural.

previsão de demanda em nível bastante agregado levando a elasticidade em consideração só é possível em mercados que não sofrem mudança na estrutura econômica, anulando a aplicação para economias em desenvolvimento. O segundo diz respeito a demanda final da economia por bens e conseqüentemente a demanda final por energia. Neste último caso, incorre-se na impossibilidade de estimar a demanda por um tipo específico de energético (GROENENDAAL, 1998).

A abordagem descritiva mostra a relação entre a quantidade de energia e a produção, representada pelo PIB. A quantidade de energia utilizada durante o processo produtivo pode ser demonstrada pela intensidade energética, ou simplesmente eficiência energética, e pelo coeficiente energético. A intensidade energética mostra a evolução do consumo de energia na economia ou dentro de um determinado setor e as mudanças que ocorrem estão diretamente ligadas à base tecnológica, intensificação da industrialização ou mudança para um energético mais eficiente. O coeficiente energético demonstra as mudanças relativas no consumo de energia em relação as variações da produção (GROENENDAAL, 1998).

Como modelos de estimação incompletos, as abordagens econométrica e descritiva não poderiam passar imune das desvantagens relativas as suas limitações. A abordagem econométrica apresenta como desvantagens a não incorporação das mudanças no setor manufatureiro, visto que se apresenta em elevado grau de agregação. Nesse sentido, seria necessário desagregá-lo a ponto de permitir a combinação entre níveis e a formação da demanda final. Além disso, o nível de desagregação que se pretende só é possível a partir da utilização das séries longas de tempo, realidade distinta da vivenciada nos países em desenvolvimento. Do mesmo modo, para a construção de infraestrutura, a demanda não é condição suficiente visto que é necessário saber a localização dessa demanda (GROENENDAAL, 1998).

Em se tratando da abordagem descritiva, não existe uma conexão entre as mudanças no mercado de energia e as mudanças nas taxas de energia, descrevendo apenas as tendências observadas em ambos. Além do mais, mudanças na estrutura não podem ser captadas dado o nível de agregação. Soma-se a isso a elevada instabilidade de séries longas em países em desenvolvimento e a escassez de dados relativos aos combustíveis tradicionais. Nas duas abordagens, não é possível prever a demanda de um combustível que ainda não faz parte da matriz energética de determinado país, visto que não existem dados históricos que a tornem possível. Dessa maneira, a substituição poderá levar em consideração a quantidade de energia utilizada anteriormente, mas exclui a dinâmica econômica e a trajetória da fonte a ser

substituída (GROENENDAAL, 1998).

Existem outros modelos de previsão de demanda energética trabalhados por Soldo (2012) em um artigo no qual lista os principais modelos de estimação de demanda de gás natural. Dentre os modelos selecionados para este referencial, encontram-se: Modelos de Grey; Modelos Estatísticos; e Modelos Econométricos e Matemáticos.

O Modelo de Grey é utilizado em situações em que há incompletude ou falta de informações. Todavia, se a sequência dos dados analisados for bastante aleatória, a eficiência da previsão reduz-se muito. Para sanar essa restrição, agrega-se ao modelo, a cadeia de Markov, que tem como principal função reduzir a aleatoriedade da série e aumentar a precisão da previsão (SOLDO, 2012).

Uma desvantagem da utilização do modelo Grey-Markov é que as especificidades do mercado não são levadas em consideração, assim como a competitividade interenergética e o preço. Além disso, somente a utilização da série histórica, baseada em probabilidade pode tornar a estimação da demanda um pouco distante da realidade, visto que variáveis que afetam o mercado diretamente são mantidas fora do modelo. No mais, o modelo de Gray não é “aconselhado para mercados pouco desenvolvidos, como no Brasil, por não levar em conta as condições da infraestrutura” (BRAGA, 2015, p.52).

Os Modelos Estatísticos são modelos disseminados na literatura desde a década de 60, podendo atender com bastante razoabilidade às previsões de curto prazo para a demanda de gás natural, por meio da utilização de programas estatísticos ou simplesmente do isolamento de variáveis que expliquem de forma significativa a projeção (SOLDO, 2012).

Os Modelos Econométricos e Matemáticos elencados por Soldo (2012), voltaram-se mais para a estimação de demanda residencial e comercial do gás natural, segmentos que não serão analisados neste trabalho, focando somente no setor industrial. Utilizam-se métodos de regressão linear simples e múltiplas para chegar ao resultado almejado.

Segundo Braga (2015), as restrições dos modelos estatísticos e econométricos impedem previsões de longo prazo assertivas que facilitem o planejamento da infraestrutura de distribuição do gás natural. Em se tratando de um ativo específico e de longo prazo de maturação, a construção de infraestrutura carece de uma previsão de demanda precisa e de longo prazo a fim de tornar possível o retorno dos investimentos contratados. Ademais, “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” (BRAGA, 2015, p.53).

4.2.4.2 Modelos de previsão de demanda de Gás Natural no Brasil

Tendo em vista o recente desenvolvimento do mercado gasífero brasileiro e a uniletaridade da Petrobras na decisão os preços, excluiu-se a possibilidade de utilização dos modelos anteriores. O governo é o principal responsável pelas previsões de demanda para o gás natural e consequentemente dar suporte à expansão da malha de gasodutos. Para tanto, utilizam-se Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural (PEMAT) e o Plano Nacional de Energia (PNE).

- a) O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE traz as projeções para o mercado de energia elétrica e para o demais energéticos. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é a responsável pelas projeções de demanda para o gás natural, tendo como amostras as distribuidoras, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS) e os consumidores de gás natural. São incorporadas as estimativas relacionadas à malha de transporte e a competição interenergética do gás natural em relação ao óleo combustível. No que tange a geração termelétrica, constroem-se dois cenários: um esperado, que leva em consideração a estimativa da geração termelétrica, descartando os fatores exógenos ao modelo; e a adicional, no qual utiliza-se o nível máximo de despacho das térmicas. “Essa incerteza é gerada, principalmente, pelo fato das termelétricas serem *backup* para o sistema elétrico brasileiro, não configurando geração na base da matriz” (BRAGA, 2015, p.59).

Analisando os dados, Braga (2015) ressalta que as previsões constantes no PDE foram superestimadas em todos os anos, pontuando que,

Este pode ser um indicador de que o modelo utilizado pelo governo precisa de ajustes para que as projeções sejam mais assertivas. 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. Racionalmente, as distribuidoras teriam a tendência em informar valores altos para o consumo de gás natural projetado (BRAGA, 2015, p.60).

- b) Plano Decenal de Expansão da Malha Dutoviária de Transporte de Gás Natural – PEMAT tem como objetivo fazer um panorama das possibilidades de expansão ou ampliação da rede de gasodutos em todo o país. Por meio de estudos específicos, avalia-se a oferta e a demanda potencial de gás natural, assim como os preços

praticados em cada uma das regiões, elaborando um relatório que reflita os impactos socioeconômicos e a viabilidade dos projetos. Como a EPE também é a responsável pela elaboração do PEMAT, a metodologia tem como base o PDE, padecendo das mesmas limitações. Nestes termos, a demanda potencial não termelétrica inclui a demanda não restrita à capacidade de transporte existente, enquanto a demanda efetiva restringe-se a essa capacidade.

- c) Plano Nacional de Energia (PNE) está voltado para o planejamento de longo prazo do setor energético, estando sob a coordenação da EPE juntamente como o Ministério de Minas e Energia. O modelo utilizado para a previsão de demanda é o Modelo Integrado de Planejamento Energético (MIPE²¹), elaborado pelo Programa de Planejamento Energético (COPPE-UFRJ).

A utilização do modelo fundamenta-se em três procedimentos básicos: (1) a cenarização macroeconômica para todas as variáveis e fatores cuja evolução está ligada a escolhas e decisões políticas não necessariamente relativas ao setor energético; (2) a análise detalhada da demanda de energia no nível das formas de utilização (destinação), em cada segmento de consumo; (3) para cada uso final da energia, o estabelecimento da demanda da energia útil, dos rendimentos de conversão de energia útil em final e, conseqüentemente, da demanda de energia final (MONTES, 2000, pp. 15-16).

Para tanto, leva em consideração todos os tipos de energia, bem como as variáveis de mercados, os impactos socioambientais e os avanços tecnológicos. No cenário previsto, o gás natural ganha participação substituindo principalmente o óleo combustível e a lenha, ambos utilizados em processos industriais.

Além dos modelos oficiais elaborados pelo governo, outros modelos foram desenvolvidos para a previsão de demanda do gás natural. Um deles é o estudo de Passos et al. (1995), que visa projetar o consumo de gás natural nos diversos setores para o Estado do Rio de Janeiro. A metodologia parece ser bem simples, utilizando principalmente os dados da Distribuidora de gás natural do Estado (CEG) e os projetos baseados nos consumidores potenciais. Excluíram-se do modelo a competição com os demais energéticos e os preços de comercialização do gás natural. Desse modo, a projeção conta com a taxa de crescimento do consumo dos clientes existentes, que praticamente dobra nos quatro anos, e dos potenciais. Para o setor automotivo, adotou-se como premissa o crescimento da Argentina quando da implantação do programa de gás natural (PASSOS et al, 1995).

²¹ O MIPE é um modelo técnico – econômico de previsão, que se baseia na desagregação detalhada dos setores de consumo e transformação da 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).

As desvantagens apresentadas pelo estudo de Passos et al. (1995) diz respeito às limitações a partir dos projetos potenciais da CEG, além disso não seria possível a replicação para outras localidades. Além disso, ter excluindo a competição interenergética do gás natural frente a outras fontes se mostra bastante limitada, visto que o insumo estudado não possui demanda cativa (BRAGA, 2015).

Outro modelo de estimação do consumo de gás natural é o de Montes (2000), restrito ao setor industrial brasileiro. Assim como o PNE, o autor baseia-se no MIPE. O autor faz algumas adaptações ao modelo com vistas a identificar o potencial de substituição entre os combustíveis da indústria. A produção física dos diversos subsetores da indústria foi projetada através da regressão múltipla com o PIB do setor industrial ou sub setorial (MONTES, 2000, p. 18).

A Figura 9 apresenta o fluxograma da metodologia de Montes (2000). As principais variáveis apresentadas são o consumo de Energia Útil²² e o de Energia Final²³ pelos subsetores e tipo de combustível. Diante disso, a energia útil é obtida por meio dos rendimentos dos energéticos, coeficientes de destinação e energia final. Em seguida, calcula-se consumo específico de energia por subsetor e forma de uso com base no resultado da Energia Útil por subsetor, da produção física e da projeção da produção física por subsetores. Por fim, obtém-se a energia final projetada por subsetor e combustível por meio do rendimento da transformação, coeficiente de distribuição e energia útil projetada por subsetor (MONTES, 2000).

Elenca-se as seguintes hipóteses diferentes para o aumento da participação do gás natural na matriz energética:

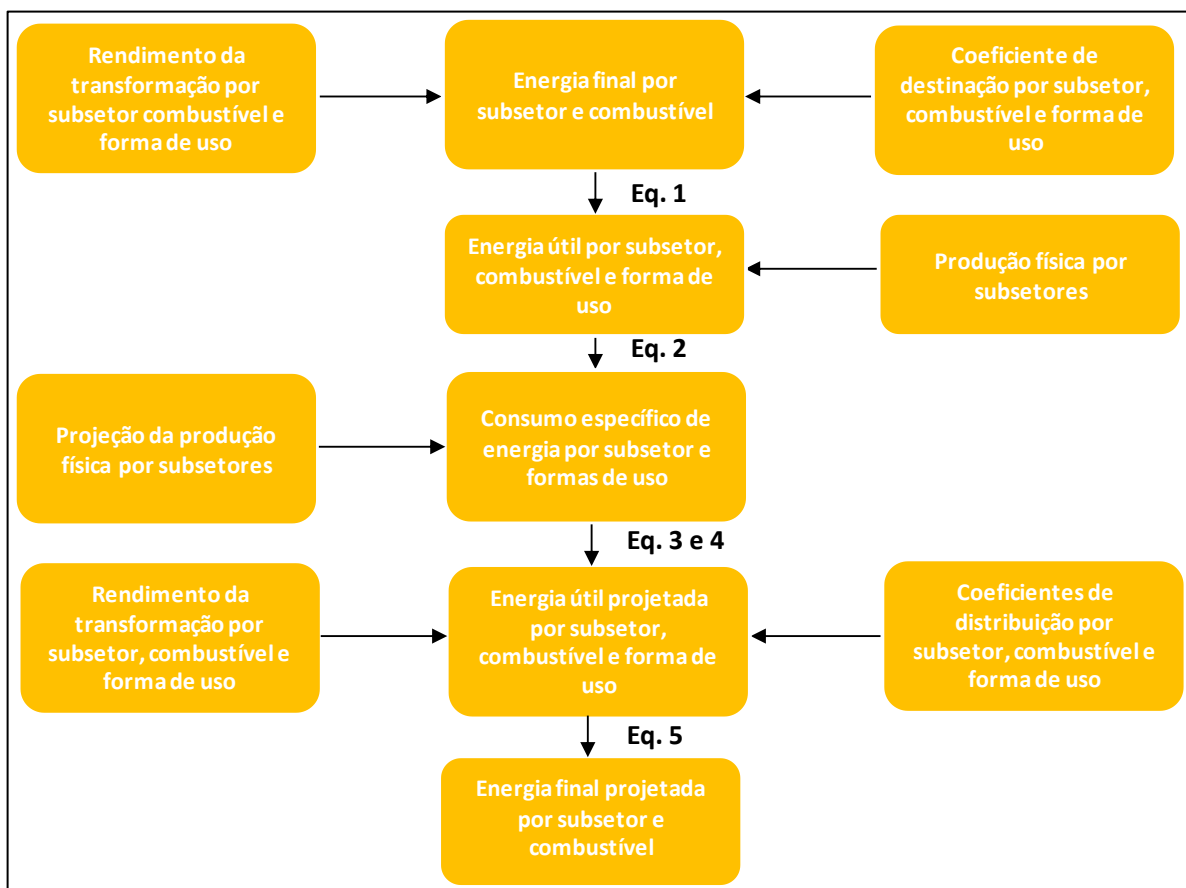
- a) sem substituição de combustíveis, opção zero, na qual o gás natural não substitui nenhum tipo de combustível e cresce a mesma taxa do PIB;
- b) ii) com substituição parcial, opção OCDE-EU, a inserção do gás natural na indústria será similar à dos países europeus pertencentes a Organização para o Desenvolvimento e Cooperação Econômica (OCDE), adquirindo a mesma relevância no ano de 2010;
- c) substituição total, opção total, considera a substituição completa de toda e qualquer energia de calor de processo e aquecimento direto. Ou seja, enquanto o gás ganha participação nos processos industriais, as demais fontes registram decréscimo até deixarem de ser utilizadas. O próprio

²² É a energia necessária para a realização de determinado trabalho (MONTES, 2000, p. 13)

²³ É a energia realmente consumida para a realização de um trabalho (MONTES, 2000, p. 13)

autor ressalta que esta última hipótese é deveras absurda, sendo utilizada somente metodologicamente para manter a fronteira do consumo de gás natural. Além disso, o autor calcula os níveis de emissões a partir dessas hipóteses de substituições (MONTES, 2000).

Figura 9 - Fluxograma da Metodologia de Montes



Fonte: Montes (2000)

A crítica que Braga (2015) faz ao modelo desenvolvido por Montes (2000) diz respeito a elevada agregação das informações utilizadas. A desagregação por atividade, assim como localização das atividades seria um instrumento importante para o planejamento da malha de transporte. Nesse sentido “desejável construir uma versão do modelo que permita uma previsão mais localizada, para que se possa planejar o investimento de forma mais regional” (BRAGA, 2015, pp. 57-58).

Mesmo assim, Braga (2015) admite que o modelo de Montes (2000) possui muitas semelhanças com o modelo do Grupo de Economia da Energia (Modelo GEE-Matriz), o qual será apresentado a seguir e dará suporte a esta pesquisa. “Ambos utilizam o conceito de

Energia Útil e os dados do Balanço Energético Útil - BEU²⁴ a respeito do Coeficiente de Destinação e Rendimento Energético e possuem diferentes cenários de substituição para o gás natural” (BRAGA, 2015, p. 57).

Braga (2015) propõe dois modelos de projeção para a demanda potencial industrial de gás natural:

- a) o Modelo GEE-Matriz aplicável em âmbito nacional e estadual. Neste a projeção da demanda industrial ocorre em diferentes cenários de substituição, tendo como base os diferentes rendimentos energéticos;
- b) Modelo do Cadastro Industrial, possibilitando o levantamento da demanda potencial de gás natural de cada indústria nas diversas regiões em substituição ao gás liquefeito de petróleo, óleo combustível e óleo diesel. Escolheu-se apenas o primeiro modelo para fazer a demonstração neste trabalho, visto que, em virtude do recorte, não será possível analisar o setor de infraestrutura.

O Modelo GEE-Matriz tem como principal objetivo analisar o potencial de demanda industrial para o gás natural no Brasil. Projeta-se a matriz energética industrial do gás natural para um período de 15 anos, baseando-se em quatro cenários distintos. Para tanto, utilizam-se as bases de dados do BEU e o Balanço Energético²⁵, neste caso o de Minas Gerais. Além disso, admitiu-se uma taxa de crescimento de 3% para o PIB e adotou-se a elasticidade-renda do consumo de energia no setor industrial, calculada pela Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE) (BRAGA, 2015).

No primeiro momento, utilizam-se os dados de energia final disponíveis no Balanço Energético do referido Estado, as premissas de crescimento do PIB e da elasticidade para calcular a matriz no horizonte final. A matriz resultante dos cálculos acima desconsidera os rendimentos energéticos de cada setor. Como o objetivo é chegar a uma matriz de energia útil, utilizam-se os dados do BEU.

O último BEU, divulgado pelo MME, data o ano de 2005, trazendo a mesma subdivisão de setores do Balanço Energético. Os usos finais de energia estão distribuídos da seguinte forma (MME apud BRAGA, 2015, p. 69):

²⁴ O 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 (BRAGA, 2015, p. 69).

²⁵ O Balanço Energético é um quadro contábil que procura descrever os fluxos energéticos ao longo de um sistema energético. Ele é aplicado para um determinado espaço socioeconômico e para um período de tempo definido, explicitando as relações existentes entre o setor energético e os demais setores da economia. (PINTO et al, 2007, p.13).

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

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

$$EU_{i,j,k} = EF_{i,j} \times p_{jik} \times r_{jik}$$

Equação 2

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

A definição de Coeficiente de Destinação de cada setor é destacada como “uma matriz que relaciona todos energéticos com seus possíveis usos dentro da indústria”, enquanto que o Rendimento Energético é resultante da relação entre a “Energia Útil e Energia Final” (BRAGA, 2015, pp. 70-71). Melhorias na eficiência do processo produtivo impactam positivamente no rendimento energético, reduzindo os desperdícios na indústria. Salienta-se que os cálculos a partir do BEU servem para balizar a demanda potencial do gás natural em relação aos demais 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 (BRAGA, 2015, p.72).

Por ser um energético sem demanda cativa, a competição interenergética do gás natural depende de seu preço em relação aos demais substitutos. Nesse sentido, Braga (2015), construiu quatro cenários a partir de diferentes preços do gás natural.

- a) O mais competitivo, de US\$7/MMBtu, corresponderia a um cenário com alta disponibilidade de gás natural que viabilizasse os preços baixos do energético;
- b) 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;
- c) 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 (BRAGA, 2014, p.72, **negrito nosso**).

Outras variáveis também podem ter impacto na competitividade do gás natural, como por exemplo, a taxa de câmbio e o nível de tributação. Entretanto, considera tudo o mais constante enquanto somente o preço do gás determina a sua competitividade. Do mesmo modo, admite que a substituição ocorre ao longo do tempo, sendo finalizada apenas no último ano do período considerado (BRAGA, 2015).

4.2.4.3 Ponderações sobre os modelos adotados para o levantamento de demanda de Gás Natural no Maranhão

O Maranhão constitui um caso bem particular para a replicação das metodologias levantadas na seção anterior. Isso porque o recente desenvolvimento da indústria de gás natural no Estado impossibilita o uso de técnicas de projeção que levem em consideração séries históricas de consumo de gás natural. Nesse sentido, os Modelos de Grey; Modelos Estatísticos; e Modelos Econométricos e Matemáticos não poderão ser aplicados na economia local, visto que se incorre no risco de cometer verdadeiros equívocos, dado o curto espaço de tempo do início da produção de gás natural e a característica das termoeletricas como únicos consumidores atuais.

Optou-se por fazer uma combinação das metodologias de Groenendaal (1999), Montes (2000) e Braga (2015), acrescentando as particularidades do Estado do Maranhão e de que forma outros fatores, tais como instalação de empreendimentos que estão na lista de investimentos no Estado, podem influenciar no cálculo da demanda potencial.

Outro obstáculo que se encontrou no Estado diz respeito a não disposição de um Balanço Energético atualizado. O último Balanço Energético do Maranhão (BEM) disponível

data de 2008, tendo como referência o ano de 2007. Entende-se que nesses oito anos que o separam de 2015, a estrutura produtiva do Maranhão apresentou muitas mudanças, por mais que tenham sido pontuais. Esse é o caso da Indústria de Cimento: em 2007, o Estado dispunha de apenas uma indústria e nos dias atuais esse número subiu para cinco. Ainda que seja preciso ressaltar que as fábricas que foram agregadas exercem incompletamente as atividades que lhe são inerentes, visto que o clínker, parte do processo produtivo em que o consumo de energia é mais elevado, é importado de outros países e outros estados, houve um impacto no consumo de energia das mesmas, as novas instalações modificaram a estrutura da demanda de energia do setor.

Em consonância, a metodologia do GEE-Matriz utilizada por Braga (2015) pode ser replicada apenas após os ajustes necessários do Balanço Energético. Isso implica na necessidade de trazer a demanda de energia de 2007 até 2014, últimos dados disponíveis para o PIB Estadual. Para tanto, trabalhou-se com dados *proxy* indicativos do crescimento da demanda por energia para cada um dos setores. Para estimar os dados da Indústria de Transformação, foram selecionados os subsetores de: Cimento, Ferro-Gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros Metal, Química, Alimentos e Bebidas, Têxtil, Papel e Celulose e Cerâmica, obedecendo a mesma estrutura do Balanço Energético de 2007.

Prosseguiu-se com o cálculo da intensidade energética de cada um dos setores para os anos de 2003 a 2007, utilizando a metodologia apresentada por Groenendall (1998), a partir da **Equação 3** com vistas a identificar mudanças ou não na intensidade após a estimativa para os anos de 2008 a 2014.

$$D_{j,t}^f = E_{j,t}^f GVar_{j,t} \rightarrow E_{j,t}^f = \frac{D_{j,t}^f}{GVar_{j,t}}$$

Equação 3

Dentre as variáveis, destacam-se: a demanda pelo combustível f , no subsetor j , no período t , representada por $D_{j,t}^f$. A demanda é variável dependente da taxa de intensidade energética para o combustível f , denotada por $E_{j,t}^f$, e do valor agregado do PIB por setor $GVar_{j,t}$ (SILVA, 1998).

Para a estimativa propriamente dita, adotou-se como referência os dados de crescimento do valor adicionado do PIB por setor de atividade²⁶, exceção apenas do subsetor

²⁶ O crescimento por setor de atividade foi resultante de alguns testes elaborados com a ajuda do IMESC. Considerou-se o valor adicionado por subsetor de atividade no período de 2008 a 2014. Ressalta-se que com a mudança de base a partir de 2010, o crescimento de 2008 a 2010 resultou de uma retropolação a partir da base atual.

de cimento que, na ausência de valor adicionado para o referido subsetor, adotou-se o crescimento da produção a partir dos dados do Sindicato Nacional da Indústria do Cimento – SNIC. Adicionalmente, tomou-se como referência os indicadores de elasticidade-renda do consumo de energia calculados pela FIPE e exibidos na Tabela 7. Nesta é possível observar que setores como de Ferro-gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não Ferrosos e outros da Metalurgia, Química e Têxtil possuem maior sensibilidade em relação às alterações na renda, elevando o consumo de energia mais que proporcionalmente (BRAGA, 2015).

Tabela 7 - 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 Pelotização	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 apud Braga (2014)

A utilização das elasticidades-renda de cada subsetor serviu para uma aproximação da demanda atual de energia no Estado. A matriz construída foi utilizada para prever a distribuição das fontes de energia no balanço energético por subsetor de atividade. Utilizaram-se as fontes demandadas em 2007: Carvão Mineral (CM), Lenha (L), Bagaço de Cana (BC) Óleo Diesel (OD), Óleo Combustível (OC), Eletricidade (E) e Carvão Vegetal (CV), acrescentando-se Coque de Petróleo (CP) e Gás Natural (GN), ambos com penetração na matriz na segunda década dos anos 2000.

A construção da matriz levou em consideração a média ponderada da participação dos combustíveis por subsetor de atividade, salvo nos casos em que determinado combustível era usado apenas em um subsetor. Além disso, considerou-se as intensidades energéticas de cada atividade como forma de alocar melhor as devidas fontes de energia. Além dessas variáveis, as demais estão discriminadas no Quadro 4.

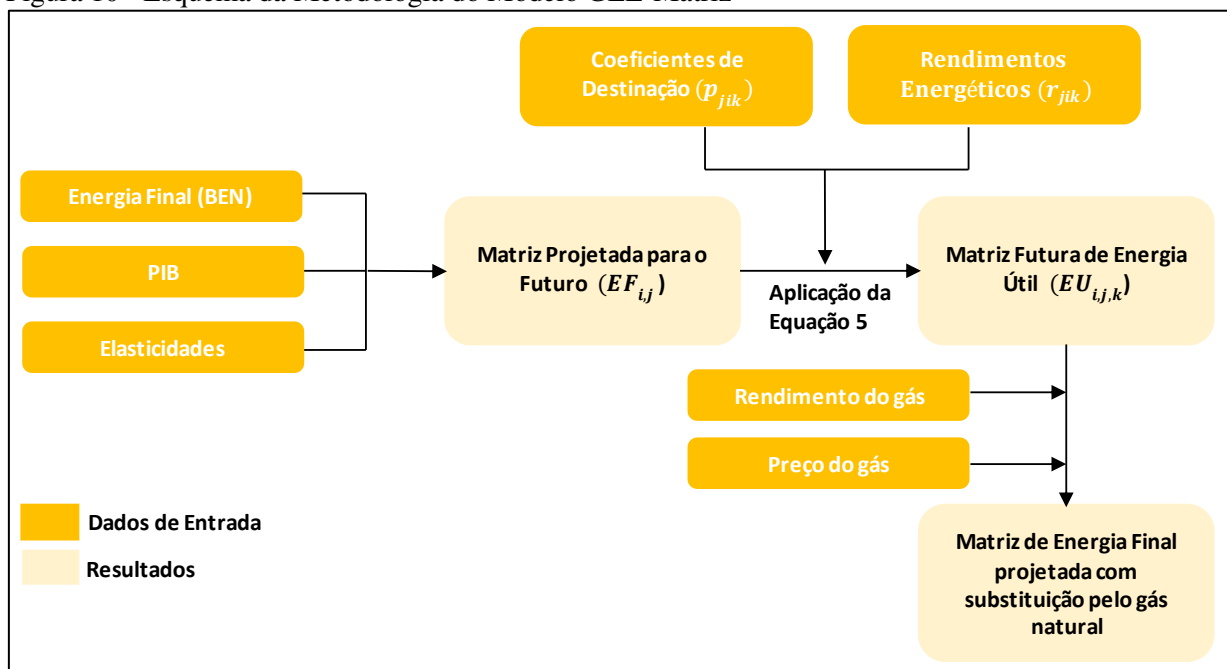
Quadro 4 - Indicadores *Proxy* utilizados na estimativa da demanda dos setores por tipo de combustível

Indicadores Utilizados por tipo de Fonte Energética							
Carvão Vegetal	Lenha	Bagaço de Cana	Óleo Diesel e óleo combustível	Gás Liquefeito de Petróleo	Eletricidade	Carvão Vegetal	Coque de Petróleo
Importação de carvão mineral	Produção de lenha	Produção de cana-de-açúcar	Importação de combustíveis e lubrificantes	Consumo de GLP residencial	Ponderação entre o VA e o crescimento do consumo industrial	Produção de carvão vegetal	Importação de coque

Fonte: Elaborado pela autora (2017)

De posse das informações mais recentes de demanda energética para o setor industrial maranhense, deu-se prosseguimento, adotando parcialmente a metodologia utilizada por Braga (2014), à estimativa da matriz energética para os anos de 2015 a 2030. O ideal era ter um panorama geral de como se comportará o consumo energético de gás natural, dentro de uma matriz de uso diversificado, não se restringindo apenas ao consumo termoeletrico. O esquema da metodologia do Modelo GEE-Matriz, mostrado na Figura 10, será utilizado para a calcular a Matriz Projetada ($EF_{i,j}$) e a Matriz Futura de Energia Útil ($EU_{i,j,k}$), adotando a equação 2 de Braga (2015).

Figura 10 - Esquema da Metodologia do Modelo GEE-Matriz



Fonte: Braga (2014)

Diferente da atualização do Balanço Energético de 2007 a 2014, a projeção para o período de 2015 a 2030 não levou em consideração o crescimento do valor adicionado de cada um dos subsetores industriais escolhidos, somente a projeção de crescimento econômico

para o Maranhão. De 2015 a 2018, tomou-se como base as projeções do IMESC para o setor da indústria agregada e para o período restante, admitiu-se que o Estado apresentará uma taxa de crescimento similar à projetada para o Brasil, como se observa na Tabela 8. Admitiu-se também que a elasticidade-renda dos setores continuará constante, ou seja, não deverá haver grandes progressos tecnológicos, no intervalo de tempo considerado, que possam mudar radicalmente a sensibilidade do consumo energético dos setores escolhidos às variações na renda.

Tabela 8 - Projeção de Crescimento para o Valor Adicionado da Indústria, entre 2015 e 2018, segundo IMESC e do PIB brasileiro para os anos de 2019 a 2030

Projeção de Crescimento Econômico					
	VA Indústria - Maranhão				PIB - Brasil
Anos	2015	2016	2017	2018	2019-30
Crescimento	-5,9	-1,3	1,0	3,9	3,5

Fonte: IMESC; BCB; Itaú; Bradesco

A fase seguinte foi o cálculo da Matriz Futura de Energia Útil ($EU_{i,j,k}$), utilizando a Equação 2 (BRAGA, 2015) e as variáveis: Coeficiente de Destinação ($p_{j,i,k}$) e Rendimentos Energéticos ($r_{j,i,k}$). Na Tabela 9, exemplifica-se o Coeficiente de Destinação para o subsetor de Mineração e Pelotização. É possível observar que do gás natural utilizado nesse subsetor 40% é destinado para Calor de Processo enquanto os outros 60% são alocados no Aquecimento Direto. No caso do carvão metalúrgico, a totalidade vai para Aquecimento Direto. As fontes óleo diesel e eletricidade são as únicas que também possuem alocação na Força Motriz.

Tabela 9 - Coeficientes de Destinação por Fonte de Energia Final no subsetor de Mineração e Pelotização por Formas de Energia

Formas de Energia	Coeficientes de Destinação							
	F.M.	C.P.	A.D.	Refrig.	Ilumin.	Eletroq.	Outras	Total
Gás Natural	0,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Carvão Metalúrgico	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Lenha	0,0	0,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Óleo Diesel	0,9	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Óleo Combustível	0,0	0,1	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Eletricidade	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0

Fonte: BEU (2005)

A Tabela 10 exhibe os Coeficientes de Eficiência Energética ou os Rendimentos por fonte de energia final utilizada para o subsetor de Mineração e Pelotização. Em termos de rendimento, a fonte eletricidade mostra-se a mais eficiente nos usos finais de Força Motriz e

Calor de Processo, sendo a única a possuir uso na Refrigeração, Iluminação e Eletroquímica. O gás natural, por exemplo, apresenta um rendimento superior à lenha no CP, mas igual ao óleo diesel e óleo combustível.

Tabela 10 - Coeficientes de Eficiência Energética por Fonte de Energia Final no subsetor de Mineração e Pelotização por Formas de Energia

Formas de Energia	Coeficientes de Eficiência Energética						
	F.M.	C.P.	A.D.	Refrig.	Ilumin.	Eletr.	Outras
Gás Natural	0,330	0,780	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
Carvão Metalúrgico	0,000	0,000	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
Lenha	0,000	0,680	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
Óleo Diesel	0,430	0,780	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
Óleo Combustível	0,000	0,780	0,550	0,000	0,000	0,000	0,000
Eleticidade	0,900	0,950	0,550	0,600	0,245	0,570	1,000

Fonte: BEU (2005)

Os dois coeficientes assinalados serão utilizados no cálculo da Matriz Futura de Energia Útil. Em seguida, serão construídos três cenários de substituição energética para o gás natural, adotando-se premissa do preço vigente do gás natural, assim como do preço pelo qual seria comercializado no Estado. Desse modo, ter-se-á a demanda final de gás natural, dando um suporte à toda cadeia e reduzindo as incertezas quanto ao mercado consumidor do insumo.

Em complemento ao cálculo da demanda potencial de gás natural e as possíveis substituições interenergéticas, calculou-se, a partir da metodologia de Pontes (2000), as emissões líquidas de CO₂. Nesse sentido, pretende-se responder questionamento, tais como: o que muda em termos de impacto ambiental na substituição do uso do óleo combustível pelo gás natural? E na substituição do óleo diesel? Da lenha? Do carvão vegetal? É possível proceder com a substituição mesmo diante de um cenário de preço inviável para disseminação do consumo de gás natural?

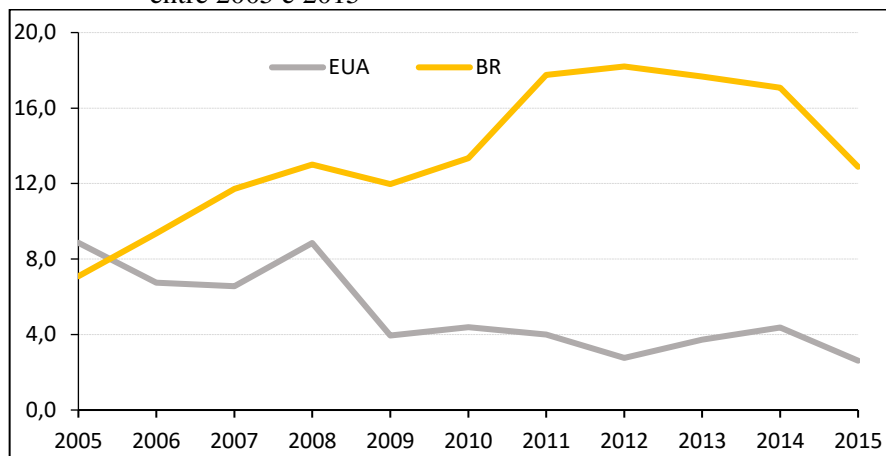
4.2.4.4 Considerações sobre o Preço do Gás Natural e Construção dos Cenários

Tomando-se o preço médio do gás natural combustível divulgado no BEN (2016). Os dados mostram que o preço do gás natural brasileiro cresceu 6,2% a.a, saindo de US\$ 7,09/MMBtu em 2005 para US\$ 12,89/MMBtu em 2015, dinâmica contrária a registrada pelo mundo onde a commodity registrou queda de 11,5% a.a, no período assinalado (Gráfico 7). Uma evidência de que, a despeito da elevação da produção interna, a *commodity* tem perdido sua competitividade em relação ao mercado externo.

Se comparado ao preço praticado no mercado americano, o preço cobrado no Brasil chega a ser quase quatro vezes maior que no primeiro. Considerando-se o desconto ainda praticado por aqui, a diferença chega a mais que duas vezes, deixando clara a disparidade entre os níveis de competitividade nos dois países, com forte vantagem para a economia americana (CNI, 2014, p. 45).

O Gráfico 29 mostra a evolução dos preços do gás natural no Brasil e nos Estados Unidos. A queda expressiva registrada neste último país está ligada ao crescimento substancial da produção, como evidenciada no Capítulo 2 desta pesquisa. No Brasil, a elevação da produção não teve o mesmo efeito e apesar de terem iniciado um movimento de queda a partir de 2013, os preços continuam com um diferencial significativo em relação ao restante do mundo.

Gráfico 29 - Preço do Gás Natural no Brasil e nos EUA (US\$/MMBtu), entre 2005 e 2015



Fonte: Elaborado pela autora a partir dos dados do BEN; INDEX MUNDI (2016)

O alto preço do gás natural brasileiro tem suscitado discussões, nos diversos segmentos produtivos brasileiros. Entretanto, ganhou destaque, em especial no setor industrial, no qual alega-se que a contração do consumo nos últimos anos está relacionada com patamar estratosférico ao qual chegou o preço do insumo. As críticas são direcionadas à promoção de termelétricas a gás natural (consumidores primários), em detrimento dos demais setores.

Após falha no fornecimento de gás para a geração de energia ter gerado um apagão no sistema, em 2007, os empreendedores termelétricos assumiram o compromisso de assegurar a capacidade total de geração a qualquer tempo. Para que isso ocorresse, o setor de gás precisou reservar um levado volume de energético e da capacidade de transporte para atender às necessidades do setor elétrico [...] Aliado às incertezas de despacho da térmicas, tal contexto acaba por limitar a oferta do insumo a outros segmentos, com óbvios reflexos sobre os preços cobrados de todos os

consumidores de gás, que também refletirão o custo da infraestrutura ociosa (CNI, 2014, p. 54).

O resultado dessa infraestrutura ociosa e a instabilidade do mercado secundário de aquisição de gás natural junto às térmicas é a pressão sobre o preço do produto e a consequente queda de competitividade para uso nos demais segmentos.

Na Indústria, existe um consenso da necessidade de uma reformulação da política tarifária do gás nacional. Uma fonte de energia mais eficiente que outras utilizadas nos demais segmentos industriais precisa de foco especial, sob pena de se tornar anticompetitiva e não atrativa para novos investimentos em exploração e comercialização. A precificação dos contratos de longo prazo e de leilões de curto prazo são tidas como semelhantes por, de acordo com a CNI (2014, p.44): “terem fórmulas que indexam o preço da molécula a um conjunto de óleos combustíveis internacionais e o custo de transporte a um índice de inflação. O preço da molécula é reajustado trimestralmente e o do transporte, a cada ano”. Firjan (2011) detalha um pouco mais a regra de precificação:

O preço para as distribuidoras do gás natural importado, assim como do nacional, é composto por duas parcelas. No caso do gás importado, estas parcelas são a *Commodity* – que se refere à própria molécula de gás reajustado trimestralmente através de uma cesta de óleos internacional – e a de Transporte – que se refere à remuneração do custo da infraestrutura disponível para o transporte de gás natural, cobrada via tarifa postal (na qual o cálculo é feito de forma independente do fator distância), (FIRJAN, 2011, p.14).

No entanto, a própria Firjan (2013) afirma que existe uma disparidade entre os preços da molécula de gás natural no Brasil e o resto do mundo que precisa ser minimizada por meio do aumento da exploração de gás – “novos leilões, pré-sal, shale gas, tight gas” (FIRJAN, 2013, p.8). Entretanto, os outros componentes da tarifa do gás precisam ser igualmente atacados, pois enquanto nos Estados Unidos a molécula custa mais de 70% do preço final; no Brasil custa um pouco mais de 40%, o que significa que os demais componentes têm um peso elevado no preço final do energético.

Além de contar com custo da molécula de gás (nacional e importado), ao preço final do gás adiciona-se a margem de distribuição e os impostos. A primeira remunera as distribuidoras estaduais e o segundo são os tributos: PIS/Cofins e ICMS. Logo, a composição do preço do gás natural junto às indústrias nacionais deriva de sua utilização em quatro fases: (1) a Parcela Variável ou *Commodity*, dependendo da origem do gás; (2) a Parcela Fixa ou de Transporte, dependendo novamente da origem do gás; (3) a Margem de Distribuição e (4) os tributos federais e estaduais (FIRJAN, 2011. p. 14). A Tabela 11 mostra o preço médio do gás

natural das principais distribuidoras no Brasil em 2013, evidenciando a elevada participação dos componentes secundários que o compõem.

Tabela 11 - Decomposição do Preço do Gás Natural das Principais distribuidoras para o Consumidor Industrial no Brasil²⁷

Componente	Valor (US\$/MMBtu)	Participação (%)
Parcela Variável ou <i>Commodity</i>	6,84	41,9%
Parcela Fixa ou Transporte	2,64	16,2%
Margem de Distribuição	3,26	20,0%
Tributos (PIS/COFINS e ICMS)	3,59	22,0%
Total	16,33	100,0%

Fonte: Dados adaptados da FIRJAN (2013)

Para os três cenários a serem analisados tomou-se como base a mesma participação para cada um dos componentes, como destacado na Tabela 12. Os preços de 2012, por representarem o preço máximo da série histórica, balizarão um cenário (III) menos competitivo, ao passo que no ambiente mais competitivo (I), adota-se como referência o preço da molécula do gás natural explorado no Maranhão, pois trata-se da molécula mais barata dentre as demais Unidades da Federação produtoras. No cenário intermediário (II), adota-se o preço médio do gás natural em 2015.

Tabela 12 - Decomposição do Preço do Gás Natural para o Consumidor Industrial a partir de três cenários distintos

Componente	Valor (US\$/MMBtu)			Participação (%)
	Cenários			
	I	II	III	
Parcela Variável ou <i>Commodity</i>	2,87	5,40	7,62	41,9%
Parcela Fixa ou Transporte	1,11	2,08	2,94	16,2%
Margem de Distribuição	1,37	2,57	3,63	20,0%
Tributos (PIS/COFINS e ICMS)	1,51	2,83	4,00	22,0%
Total	6,85	12,89	18,20	100,0%

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEN (2016) e Metodologia da FIRJAN (2013)

O resultado será observado na Matriz de Energia Final projetada com substituição pelo gás natural será a Matriz Futura de Energia Útil, levando em consideração o rendimento e o preço do gás natural para os três cenários em relação aos demais energéticos

²⁷ Os valores usados na construção da Tabela 11 foram retirados do estudo da FIRJAN intitulado 'O Preço do Gás Natural para a Indústria no Brasil e nos Estados Unidos - Comparativo de Competitividade', em 2013. Entretanto, o preço final do gás natural é mesmo constante no Balanço Energético Nacional, apenas convertido para MMBtu.

4.2.4.5 Metodologia adotada no cálculo das emissões de Dióxido de Carbônico (CO₂)

Adotou-se o cálculo de Montes (2000), que teve como base a metodologia proposta pelo Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Greenhouse Gas Inventory Workbook. Os dados apresentados na Tabela 15 trazem os fatores de conversão, fração de carbono oxidado e carbono para CO₂, facilitando a conversão de toneladas equivalentes de petróleo para CO₂. Para tanto, o autor procedeu com as seguintes considerações:

Os fatores de emissão de carbono para a lenha e o carvão vegetal foram ajustados pelos dados publicados no Balanço Energético do Estado do Rio de Janeiro. Para a lenha foi considerado um fator de desmatamento de 80% e para o carvão vegetal um fator de desmatamento de 71%. O Bagaço de Cana e a lixívia foram contabilizadas como emissão zero, pois se considera que todo bagaço queimado em um ano a cana planta capta no ano seguinte e para a lixívia considera-se que toda madeira utilizada na indústria do papel é de reflorestamento (MONTES, 2000, p.29).

Na Tabela 13, que traz os coeficientes de tep para CO₂ foram utilizadas apenas as fontes energéticas que fazem parte da matriz industrial do Maranhão a fim de facilitar a compreensão das particularidades do Estado.

Tabela 13 - Coeficientes de Conversão de Toneladas Equivalentes de Petróleo para CO₂, para as Principais Fontes Energéticas Utilizadas no Maranhão

Total	TEPx1000	TEPx1000 para TJ	Fator de emissão de carbono	Fração de carbono oxidado	Carbono para CO ₂	CO ₂ x1000
Gás Natural	1,000	45,18828	15,30	0,995	3,67	2,52
Carvão Mineral	1,000	45,18828	25,80	0,980	3,67	4,19
Lenha	1,000	45,18828	20,85	0,990	3,67	3,42
Bagaço de Cana	1,000	45,18828	-	0,990	3,67	-
Óleo Diesel	1,000	45,18828	20,20	0,990	3,67	3,32
Óleo Combustível	1,000	45,18828	21,10	0,990	3,67	3,46
Gás Liquefeito de Petróleo	1,000	45,18828	17,20	0,990	3,67	2,82
Eletricidade	1,000	45,18828	-	-	3,67	-
Carvão Vegetal	1,000	45,18828	19,52	0,990	3,67	3,20
Coque de Petróleo	1,000	45,18828	20,00	0,990	3,67	3,28

Fonte: Montes (2000) com base nos dados do IPCC, Greenhouse Gas Inventory Workbook e Balanço Energético do Rio de Janeiro

Nesse sentido, todos fatores de conversão serão considerados dentro de dos três cenários construídos. Observa-se que de todos os combustíveis utilizados na matriz energética estadual, com exceção do bagaço de cana e da energia elétrica, o gás natural se apresenta com um potencial de emissão bem inferior, fortalecendo sua característica de energia limpa e respaldando a substituição de fontes mais poluentes.

4.2.4 Principais Resultados

Seguindo as etapas metodológicas descritas na seção anterior foi possível estimar os dados do Balanço energético por fonte energética, obedecendo à demanda total encontrada para a Indústria de Transformação. Os dados estão disponíveis na Tabela 14, que traz a demanda existente por subsetor de atividade industrial até o ano de 2007 e a demanda projetada entre 2008 e 2014. Observa-se que a demanda total da Indústria de Transformação sai de 1.894 mil toneladas equivalentes de petróleo em 2007 para 2.744,9 tep em 2014, registrando um crescimento de 5,4% a.a, com destaque para a expansão do Consumo nos subsetores Cimento e Química. Em ambos os casos, o crescimento dos investimentos e da produção nos últimos anos tiveram uma importância significativa nessa mudança estrutural.

Tabela 14 - Balanço Energético do Estado do Maranhão por Subsetor de Atividade (2001-2007) e Estimativa do Demanda Energética Industrial, entre 2008 e 2014 em 1.000 Tep

Demanda Industrial							
Atividades	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Indústria de Transformação	1.302,1	1.350,4	1.511,5	1.716,8	1.718,0	1.777,7	1.894,5
Cimento	3,4	1,3	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4
Ferro-Gusa e Aço	462,8	496,8	509,6	563,2	570,2	598,2	591,4
Mineração e Pelotização	205,5	263,0	297,4	342,2	333,8	340,6	379,4
Não-Ferrosos e Outros Metal	522,0	464,1	584,0	681,4	680,4	686,0	767,8
Química	7,0	7,1	7,0	7,8	7,4	8,6	9,6
Alimentos e Bebidas	52,4	72,1	74,1	81,7	84,5	107,4	105,5
Têxtil	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,9
Papel e Celulose	5,1	4,7	3,1	3,0	2,6	1,7	2,0
Cerâmica	16,1	17,2	17,8	17,9	18,7	16,8	17,9
Outros	26,9	23,2	17,4	18,3	19,2	17,3	19,6
Estimativa							
Atividades	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Indústria de Transformação	1.924,4	1.790,1	1.883,5	2.447,0	2.562,7	2.564,7	2.744,9
Cimento	0,4	0,4	0,4	0,4	0,8	0,9	1,0
Ferro-Gusa e Aço	600,3	550,2	581,1	785,7	828,7	822,1	883,2
Mineração e Pelotização	384,1	357,9	374,3	481,8	503,4	500,1	530,4
Não-Ferrosos e Outros Metal	778,0	720,9	756,4	990,8	1.038,6	1.031,2	1.098,7
Química	10,5	13,6	11,6	19,6	24,3	35,2	39,0
Alimentos e Bebidas	110,1	107,0	116,9	118,0	113,0	118,6	132,5
Têxtil	1,3	0,7	1,2	1,6	1,7	1,8	1,9
Papel e Celulose	2,2	1,7	1,3	1,7	1,8	1,9	2,0
Cerâmica	17,9	18,5	20,7	21,8	23,7	24,6	25,4
Outros	19,8	19,3	19,4	25,6	26,8	28,4	30,7

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007)

Os valores estimados por fonte energética são mostrados na Tabela 15. Em relação aos dados de 2007, a estimativa é de que as fontes bagaço de cana e óleo diesel

tenham registrado crescimento superior às demais fontes. A demanda por óleo diesel cresceu 10,8% a.a no período de 2007 a 2014, alcançando 120,8 mil tep, principalmente no subsetor de Mineração e Pelotização. No caso do bagaço de cana, a expansão da demanda em 10,5% a.a se deu de forma intensa no subsetor de Alimentos e Bebidas, sendo atendida pelos ganhos de produtividade na lavoura de cana-de-açúcar. Adicionalmente, incluíram-se as fontes de energia gás natural e coque de petróleo, que não tinham participação na demanda energética até o ano de 2007. O coque de petróleo entra massivamente para fazer parte dos processos industriais no subsetor de cimento, dada a instalação de quatro novas fábricas no Estado e o gás natural, apesar de ainda não ter participação em subsetores específicos entra como consumo na produção.

Tabela 15 - Balanço Energético do Estado do Maranhão por Fonte Energética (2001-2007) e Estimativa do Demanda Energética Industrial, entre 2008 e 2014 em 1.000 Tep

Demanda por Fonte Energética							
Fontes	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Carvão Mineral	91,0	124,1	156,2	182,0	179,3	180,6	251,0
Lenha	28,2	30,6	31,9	32,8	34,9	33,4	39,4
Bagaço de Cana	25,8	43,0	42,2	47,5	48,1	71,7	66,5
Óleo Diesel	95,8	76,2	46,9	50,9	55,1	62,1	58,9
Óleo Combustível	96,0	132,5	169,7	198,4	195,6	197,1	221,5
Gás Liquefeito de Petróleo	0,9	1,5	1,0	1,2	1,7	0,9	1,3
Elettricidade	507,3	452,0	560,5	647,3	639,8	639,9	720,5
Carvão Vegetal	457,0	490,6	503,1	556,7	563,4	592,1	535,4
Total	1.302,1	1.350,4	1.511,5	1.716,8	1.718,0	1.777,7	1.894,5
Estimativa							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Gás Natural	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,6	5,5
Carvão Mineral	190,2	176,9	185,9	241,8	253,0	252,9	269,1
Lenha	39,3	36,6	38,5	50,0	52,4	52,7	54,9
Bagaço de Cana	74,6	69,4	73,0	94,8	124,9	125,0	133,8
Óleo Diesel	83,8	78,0	82,0	106,6	111,6	111,7	120,8
Óleo Combustível	199,3	185,4	195,0	253,4	265,1	265,6	282,7
Gás Liquefeito de Petróleo	1,7	1,6	1,6	2,1	2,2	1,0	1,1
Elettricidade	728,9	678,0	713,3	926,8	970,6	971,4	1.067,8
Carvão Vegetal	606,5	564,2	593,6	771,2	782,1	781,4	808,6
Coque de Petróleo	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,6	0,7
Total	1.924,4	1.790,1	1.883,5	2.447,0	2.562,7	2.564,7	2.744,9

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007)

De posse das informações de demanda por subsetor e por fonte de energia, foi possível fazer a distribuição dos combustíveis dentro de cada atividade, adotando como premissa a alocação existente em 2007 e a intensidade energética de cada subsetor. Na Tabela 16, é possível observar a matriz energética dos subsetores industriais por tipo de fonte

demandada para o ano de 2014, o que facilita sobremaneira os cálculos de substituição interenergética. Por exemplo, todo o coque de petróleo é demandado pelo setor de cimento, assim como a totalidade do carvão mineral é consumida no subsetor de Ferro-Gusa e Aço. Nos demais casos, tem-se que o subsetor de Não-ferrosos e Outros Metais, que abarca toda a produção de alumínio do Estado, é intensivo no consumo de energia elétrica, ainda assim há espaço para o consumo de óleo diesel, carvão mineral e óleo combustível.

Tabela 16 - Matriz Energética do Setor Industrial por Fonte Demandada (10³ Tep) 2014

Identificação	Total	GN	CM	L	BC	OD	OC	GLP	E	CV	CP
Indústria de Transformação	2.744,9	5,5	269,1	54,9	133,8	120,8	282,7	1,1	1.067,8	808,6	0,7
Cimento	1,0	-	-	0,2	-	0,0	0,0	-	0,1	-	0,7
Ferro-Gusa e Aço	883,2	-	51,6	-	-	-	-	-	23,1	808,6	-
Mineração e Pelotização	530,4	-	84,9	23,0	-	101,2	247,8	-	73,5	-	-
Não-Ferrosos e Outros Metal	1.098,7	-	132,7	-	-	14,1	13,3	-	938,6	-	-
Química	39,0	-	-	-	15,2	4,1	10,7	0,1	8,8	-	-
Alimentos e Bebidas	132,5	-	-	11,6	92,6	1,2	9,7	0,7	16,6	-	-
Têxtil	1,9	-	-	0,4	0,4	-	-	0,0	1,1	-	-
Papel e Celulose	2,0	-	-	0,1	-	-	1,2	0,1	0,7	-	-
Cerâmica	25,4	-	-	19,6	0,4	-	-	0,2	5,2	-	-
Outros	30,7	5,5	-	-	25,2	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007)

A atualização dos dados do balanço energético para 2014 tinha como principal finalidade a adoção de critérios consistentes que permitissem visualizar a mudança na estrutura de consumo energético, para assim balizarem a Matriz Projetada para o Futuro ($EF_{i,j}$). Adotou-se como horizonte temporal o intervalo de 2015 a 2030 e apesar de não fazerem menção à novas transformações, ao final do trabalho indica-se quais fatores podem potencializar, em especial, a demanda de gás natural. Nesse sentido, a Tabela 17 mostra a demanda energética por subsetor industrial, dessa vez para o período de 2015 a 2030, utilizando as premissas apresentadas na metodologia. Observa-se que o crescimento de longo prazo tende a acompanhar as estimativas de PIB, com a taxa de crescimento da demanda por setores evoluindo de forma proporcional. Nestes termos, a demanda do setor industrial deverá ser superior em 54,1% a demanda projetada em 2014.

Tabela 17 - Matriz Projetada para o Futuro - Demanda Energética Industrial, entre 2005 e 2030 em 10³ Tep

Atividades	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Indústria de Transformação	2.562,4	2.524,9	2.553,2	2.664,6	2.768,9	2.877,4	2.990,2	3.107,4
Cimento	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2
Ferro-Gusa e Aço	817,6	804,3	814,3	854,0	891,4	930,4	971,1	1.013,6
Mineração e Pelotização	498,3	491,6	496,7	516,4	534,9	553,9	573,7	594,2
Não-Ferrosos e Outros Metal	1.026,9	1.012,2	1.023,3	1.067,2	1.108,3	1.151,0	1.195,3	1.241,3
Química	36,6	36,1	36,5	38,0	39,3	40,7	42,2	43,7
Alimentos e Bebidas	125,5	124,0	125,1	129,5	133,5	137,7	142,0	146,4
Têxtil	1,8	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2
Papel e Celulose	1,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3
Cerâmica	23,9	23,6	23,8	24,7	25,6	26,5	27,4	28,4
Outros	28,9	28,5	28,8	29,9	30,9	32,0	33,2	34,3
Atividades	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Indústria de Transformação	3.229,3	3.356,0	3.487,7	3.624,6	3.767,0	3.914,9	4.068,8	4.228,7
Cimento	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5
Ferro-Gusa e Aço	1.057,9	1.104,2	1.152,5	1.202,9	1.255,5	1.310,5	1.367,8	1.427,6
Mineração e Pelotização	615,4	637,4	660,1	683,7	708,1	733,4	759,6	786,7
Não-Ferrosos e Outros Metal	1.289,1	1.338,7	1.390,2	1.443,8	1.499,4	1.557,1	1.617,0	1.676,3
Química	45,3	46,9	48,6	50,4	52,2	54,1	56,0	58,1
Alimentos e Bebidas	150,9	155,6	160,5	165,5	170,6	176,0	181,4	187,1
Têxtil	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9
Papel e Celulose	2,4	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0
Cerâmica	29,4	30,4	31,4	32,5	33,7	34,9	36,1	37,3
Outros	35,5	36,8	38,0	39,4	40,8	42,2	43,7	48,1

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007)

O resultado global de cada indústria serviu como base para a distribuição do consumo energético, por tipo de fonte em cada um dos subsetores analisados. A Tabela 18 mostra o potencial de consumo energético por subsetor industrial, indicando a provável demanda que existe para os energéticos por tipo de fonte em 2030. Tendo em vista que o gás natural ainda não faz parte do processo produtivo das indústrias do Estado, para estimar a matriz de combustíveis-subsetores, admitiu-se como pressuposto que a partir de 2019, o gás natural possuirá a mesma participação que possui hoje na matriz dos subsetores analisados no nível nacional²⁸. Quanto a sua participação na matriz industrial, levou-se em consideração o crescimento de outras fontes, não sendo, a mesma apresentada na matriz energética nacional. Nesse sentido, tem-se que o gás natural deverá crescer de 5,5 mil tep em 2014 para 36,8 mil

²⁸ Este exercício é aproximação bastante simples, considerando a não penetração do gás natural na matriz industrial do Estado, mas esta foi a saída mais viável diante do curto espaço de tempo para fazer um levantamento *in loco* das reais necessidades da indústria local. Ao final apresentar-se-á um levantamento de alguns casos isolados de indústrias que declararam demanda potencial e de outras que deverão ser instaladas até o final da próxima década.

tep em 2030, tendo 60,5% de sua demanda nos subsetores de Química, Ferro-Gusa e Aço, Mineração e Pelotização, Não-Ferrosos e Outros Metal e Cerâmica.

Tabela 18 - Matriz Energética do Setor Industrial Projetada por Fonte Demandada (10³ Tep) em 2030

Identificação	Total	GN	CM	L	BC	OD	OC	GLP	E	CV	CP
Indústria de Transformação	4.228,7	36,8	413,7	89,8	241,6	184,3	444,7	1,8	1.683,4	1.131,5	1,2
Cimento	1,5	-	-	0,2	-	-	-	-	0,1	-	1,2
Ferro-Gusa e Aço	1.427,6	4,5	211,3	-	-	-	-	-	80,3	1.131,5	-
Mineração e Pelotização	786,7	2,4	83,4	-	-	154,5	400,3	-	88,8	0,0	-
Não-Ferrosos e Outros Metal	1.676,3	9,2	119,0	-	-	26,6	25,4	-	1.496,2	-	-
Química	58,1	8,2	-	-	27,5	2,3	16,8	0,2	3,1	-	-
Alimentos e Bebidas	187,1	3,1	-	4,0	167,1	0,9	1,3	1,1	9,6	-	-
Têxtil	2,9	0,8	-	0,6	0,8	-	-	-	0,7	-	-
Papel e Celulose	3,0	1,0	-	0,1	-	-	0,8	0,2	0,9	-	-
Cerâmica	37,3	4,9	-	27,7	0,6	-	0,0	0,3	3,8	-	-
Outros	48,1	2,6	-	0,0	45,5	-	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007) e BEN (2015)

A partir do conhecimento da demanda de gás natural dos subsetores no ano de 2030, calculou-se a demanda por tipo de uso final, apresentado na Tabela 19. Observa-se que o gás natural é utilizado quase em sua totalidade no Calor de Processo (CP) e Aquecimento Direto (AD) em todos os setores, exceto no subsetor Química no qual também é consumido para geração de Força Motriz (FM). O exercício com os Coeficientes de Destinação e Rendimento Energético de cada fonte, por meio do BEU, dão a dimensão exata da demanda efetiva de cada setor. É só olhar para a Tabela 19 que apresenta uma demanda de gás natural de 36,8 mil tep, sendo reduzida para uma demanda final de 24,7 mil tep. O maior demandante, o subsetor Química, foi o que registrou menor variação entre a demanda planejada e a demanda final, enquanto o consumo final do subsetor Cerâmica registrou somente a metade do projetado anteriormente.

Tabela 19 - Consumo Final Potencial de Gás Natural por Subsetores de Atividade Industrial em 2030 (Tep)

Setores	Usos Finais de Gás Natural							
	F.M.	C.P.	A.D.	Refrig.	Ilumin.	Eletror.	Outras	Total
Indústria de Transformação	125,9	11.153,1	13.402,5	0,0	0,0	0,0	0,0	24.681,5
Cimento	0,0	0,0	19,1	0,0	0,0	0,0	0,0	19,1
Ferro-Gusa e Aço	0,0	0,0	3.320,5	0,0	0,0	0,0	0,0	3.320,5
Mineração e Pelotização	0,0	686,5	806,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1.493,4
Não-Ferrosos e Outros Metal	0,0	0,0	5.467,8	0,0	0,0	0,0	0,0	5.467,8
Química	125,9	6.685,8	41,3	0,0	0,0	0,0	0,0	6.853,0
Alimentos e Bebidas	0,0	1.530,8	643,3	0,0	0,0	0,0	0,0	2.174,0
Têxtil	0,0	632,6	25,1	0,0	0,0	0,0	0,0	657,7
Papel e Celulose	0,0	772,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	772,8
Cerâmica	0,0	0,0	2.458,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2.458,7
Outros	0,0	844,6	619,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1.464,3

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007) e BEN (2015)

Para a projeção do consumo nos três cenários de preços adotados, tomou-se como referência os preços dos combustíveis concorrentes, assim como os rendimentos do gás natural em relação a cada um deles na competição interenergética. No cenário I, tendo como base o preço de US\$ 6,85/MMBtu, o gás natural substitui 75% do óleo diesel, do óleo combustível, do GLP e do carvão vegetal. No cenário II, com preço de US\$ 12,89/MMBtu, 50% do óleo diesel e do GLP e no cenário III, substituirá 25% dos mesmos combustíveis. Nesse sentido, na Tabela 20, a demanda final por gás natural apresenta um crescimento substancial no cenário I, alcançando 314, 5 mil Tep em 2030, algo em torno de 357, 4 MMm³/ano, concentrada nos setores de Mineração e Pelotização, Ferro-Gusa e Aço e Não Ferrosos e Outros Metal.

Tabela 20 - Demanda Potencial de Gás Natural nos Cenários I, II e III em Tep em 2030

Setores	Cenários		
	I	II	III
Indústria de Transformação	314.596,7	68.444,3	46.572,9
Cimento	197,3	21,1	20,1
Ferro-Gusa e Aço	52.830,5	3.320,5	3.320,5
Mineração e Pelotização	214.136,5	37.692,4	19.592,9
Não-Ferrosos e Outros Metal	20.510,7	11.893,0	8.680,4
Química	18.193,6	7.470,0	7.171,5
Alimentos e Bebidas	2.903,2	2.558,7	2.366,4
Têxtil	662,0	662,0	659,8
Papel e Celulose	1.163,8	827,4	800,1
Cerâmica	2.534,8	2.534,8	2.496,8
Outros	1.464,3	1.464,3	1.464,3

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007), BEU (2005) e BEN (2015)

Os custos com a substituição das fontes de energia elencadas acima por gás natural estão apresentados na Tabela 21. Nela é possível perceber que os cenários I e II são os únicos no qual o gás natural apresenta competitividade. É importante ressaltar que apesar da energia elétrica apresentar um preço bem superior ao gás natural, optou-se por mantê-la fora da lista de combustíveis substituíveis tendo em vista que o benefício ambiental deste tipo de energia é superior ao do gás natural. No cenário em que não há substituição, o custo total da Indústria de Transformação com energia é de US\$ 3.045,2 milhões, ao mesmo tempo nos cenários I e II esse custo é reduzido para US\$ 2.964,6 milhões e US\$ 3.030 milhões, respectivamente. O cenário III mostra-se inviável, com custos superiores ao cenário sem substituição energética.

Tabela 21 - Custos com Demanda de Gás Natural sem substituição energética e nos Cenários I, II e III – US\$ mil

Setores	Custo Energético em 2030	Custos Totais com Energia em US\$ Mil/Tep		
		I	II	III
Indústria de Transformação	3.045.242,9	2.964.639,4	3.030.023,3	3.050.659,2
Cimento	673,5	438,5	672,6	677,3
Ferro-Gusa e Aço	440.338,2	434.051,5	440.338,2	441.038,4
Mineração e Pelotização	336.889,2	273.825,0	319.598,5	332.375,6
Não-Ferrosos e Outros Metal	2.099.020,9	2.088.921,1	2.095.951,9	2.099.316,9
Química	29.817,6	26.090,1	29.521,1	31.176,7
Alimentos e Bebidas	105.966,5	104.946,0	105.778,3	106.371,4
Têxtil	2.018,6	1.855,1	2.016,5	2.156,7
Papel e Celulose	2.435,2	7.461,0	8.101,3	8.646,9
Cerâmica	8.139,4	7.461,0	8.101,3	8.646,9
Outros	19.943,6	19.590,0	19.943,6	20.252,4

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007), BEU (2005) e BEN (2015)

No que diz respeito ao cenário de emissão por subsector têm-se que os três cenários se apresentam propícios para substituição energética com ganhos ambientais, segundo dados da Tabela 22. No primeiro, as emissões recuam de 5.496 Terajoules para 4.760 Terajoules. Nos outros dois outros cenários, a emissões são reduzidas para 5.461 TJ e 5.478 TJ, respectivamente, com destaque para as reduções de emissão de CO₂ nos subsectores de Mineração e Pelotização, Não Ferrosos e Outros Metais, Química e Alimentos e Bebidas.

Tabela 22 - Emissão de CO₂ em todos os setores sem substituição e nos Cenários I, II e III – em 1000 Terajoules (TJ)

Setores	Emissões CO ₂ x1000	Emissões nos Cenários de Substituição Energética - CO ₂ x1000		
		I	II	III
Indústria de Transformação	5.496	4.760	5.461	5.478
Cimento	2,6	2,2	2,6	2,6
Ferro-Gusa e Aço	3.780,4	3.275,3	3.780,4	3.780,4
Mineração e Pelotização	1.305,4	1.107,0	1.276,7	1.291,0
Não-Ferrosos e Outros Metal	273,0	253,3	267,9	270,5
Química	67,6	57,5	67,1	67,4
Alimentos e Bebidas	19,2	18,4	19,0	19,1
Têxtil	3,0	3,0	3,0	3,0
Papel e Celulose	4,9	4,4	4,9	4,9
Cerâmica	35,8	35,8	35,8	35,8
Outros	3,7	3,7	3,7	3,7

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007), BEU (2005), BEN (2015) e Metodologia de Montes (2000)

Quando se observa as emissões por fonte energética, como mostrado na Tabela 23, conclui-se que o Cenário I é o pior cenário de emissões para o gás natural. Isso acontece porque ao mesmo tempo em que substitui os demais energéticos, o volume de gás natural utilizado nos processos industriais apresenta uma expansão significativa, tendendo a aumentar as emissões dessa fonte de energia na Indústria de Transformação, embora o potencial de emissão seja inferior. Note-se em que em um cenário de não substituição das fontes de energia pelo gás natural, este emite menos. Entretanto, as emissões agregadas do setor industrial são bem superiores aos cenários projetados.

Tabela 23 - Emissão de CO₂ por tipo de combustível sem substituição e nos Cenários I, II e III - em 1000 Terajoules (TJ)

Fontes de Energia	Emissões CO ₂ x1000	Emissões nos Cenários de Substituição Energética - CO ₂ x1000		
		I	II	III
Gás Natural	62,3	2.582,4	172,8	117,6
Carvão Mineral	944,5	944,5	944,5	944,5
Lenha	148,4	148,4	148,4	148,4
Bagaço de Cana	-	-	-	-
Óleo Diesel	287,6	71,9	143,8	215,7
Óleo Combustível	874,9	218,7	874,9	874,9
Gás Liquefeito de Petróleo	2,1	0,5	1,0	1,5
Eletricidade	-	-	-	-
Carvão Vegetal	3.173,4	793,4	3.173,4	3.173,4
Coque de Petróleo	2,3	0,6	2,3	2,3

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados do BEM (2007), BEU (2005), BEN (2015) e Metodologia de Montes (2000)

A Tabela 24 apresenta as emissões de CO₂ a partir do gás natural em todos os setores. No Cenário I, tendo passado pelo maior nível de substituição energética o subsetor de Ferro-Gusa e Aço apresenta-se como o maior emissor de CO₂ na cadeia energética do gás natural, principalmente pela substituição do carvão mineral. No setor de Mineração e Pelotização, as emissões de gás natural aumentaram de forma substancial em grande parte devido à substituição de óleo combustível.

Tabela 24 - Emissão de CO₂ a partir do Gás Natural em todos os setores sem substituição e nos Cenários I, II e III em mil Tep

Setores	Emissões CO ₂ x1000	Emissões nos Cenários de Substituição Energética - CO ₂ x1000		
		I	II	III
Cimento	0,0	1,4	0,1	0,1
Ferro-Gusa e Aço	8,4	1.883,3	8,4	8,4
Mineração e Pelotização	3,8	558,5	95,2	49,5
Não-Ferrosos e Outros Metal	13,8	70,8	30,0	21,9
Química	17,3	44,9	18,9	18,1
Alimentos e Bebidas	5,5	8,2	6,5	6,0
Têxtil	1,7	1,7	1,7	1,7
Papel e Celulose	2,0	3,4	2,1	2,0
Cerâmica	6,2	6,5	6,4	6,3
Outros	3,7	3,7	3,7	3,7

Fonte: Elaborada pela autora a partir dos dados de BEM (2007), BEU (2005), BEN (2015) e Metodologia de Montes (2000)

A principal inferência que se faz a partir da Tabela 24 é que ao penetrar nos subsetores assinalados a partir dos cenários construídos, o gás natural inevitavelmente deverá emitir mais CO₂ quando comparado com o cenário em que este mantém a mesma participação. Isso acontece porque o volume utilizado do energético passa a ser maior frente aos energéticos substituídos, entretanto, em um cenário em que prevalecesse tais combustíveis o nível de emissão seria bem superior como mostrado na Tabela 22. Sendo o gás natural o combustível com maior versatilidade na matriz energética, defende-se que a sua inserção na matriz industrial do estado deve-se ser questão de prioridade tendo em vista os cenários ambientais catastróficos acerca das emissões globais de CO₂ e partir dele os danos para as gerações futuras.

Ressalta-se que não foram considerados dois grandes projetos de investimentos²⁹ que manifestaram interesse em se instalar no Estado e devem mudar de forma expressiva essas estimativas. Um deles é a instalação, no município de Bacabeira, de uma Usina Siderúrgica da empresa China Brazil Xinnenghuan International Investment – Cbstell, orçada

²⁹ Ainda existe uma elevada cautela na divulgação desses investimentos, visto que as empresas manifestaram apenas intenção.

em R\$ 9,7 bilhões e com capacidade instalada de 13 milhões de toneladas de aço. No projeto prevê-se a utilização da tecnologia sul coreana Finex 4.0 em que há substituição de carvão mineral e de coque de petróleo por gás natural. A demanda por este combustível seria da ordem de 4 MMm³/dia, chegando a ser 11 vezes superior à demanda prevista neste exercício. Uma das condições para que a instalação desse empreendimento se efetive é a disponibilidade de gás natural para o uso industrial (IMESC, 2016).

O outro projeto de investimento é uma Petrorrefinaria, de um grupo iraniano, no valor de R\$ 10 bilhões, também com previsões de instalação no município de Bacabeira, mas ainda se negocia o terreno antes destinado para a instalação da Refinaria Premium I da Petrobras, que foi inviabilizada economicamente. Ainda não se tem detalhes sobre a capacidade de produção dessa Petrorrefinaria e nem notícias sobre os combustíveis a serem utilizados, apenas estima-se que a demanda por gás natural deverá ser potencializada.

Os dois projetos possuem uma filosofia que preza pelas discussões acerca do malefício dos combustíveis fósseis e da necessidade da utilização de energia limpa. Diante disso, a exigência de gás natural para a instalação da Siderúrgica vai na contramão de empreendimentos do mesmo segmento existentes no Brasil, além de trazer um ganho imensurável para o Maranhão.

4.3 Conclusão

Analisou-se o perfil da produção do gás natural do Brasil e os marcos regulatórios da indústria no país. Observa-se, assim, que as leis do Petróleo e do gás natural tiveram um papel importante no fortalecimento da indústria gasífera, oferecendo ao setor privado a oportunidade de investir e expandir os níveis de recursos comercializáveis e contingentes, permitindo que Estados como o Maranhão começassem a atrair investimentos baseados em E&P nos ambientes *onshore* e *offshore*.

O Estado, apesar da inexistência de tradição em exploração de gás natural, sobressaiu-se em termos de reserva e produção quando comparado a estados com maior tempo na atividade, entretanto, surgiu a necessidade de pensar o uso do desse insumo em setores diferentes dos de produção de energia elétrica. Para tanto, à luz das metodologias de estimação da demanda nos cenários internacional e nacional, foi possível mostrar que a partir da inserção do gás natural nos setores selecionados, passa-se a ter ganhos econômicos e ambientais. No entanto, a mudança da matriz vai depender dos níveis e oferta e preço do gás natural.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A política energética está além das questões meramente de suprimento energético, preocupando-se também com as questões relativas ao desenvolvimento econômico e bem-estar social. O Estado, nesse sentido, é o agente responsável por esse planejamento que deve ter objetivos intrínsecos de longo prazo.

Não se pode como deixar de pontuar que desde meados do século XX o mundo vive um ciclo bastante longo de transição energética para fontes que se mostraram mais competitivas ou acrescentaram ganhos de produtividade na manufatura. Apreendeu-se que durante esse processo de transição, a mudança da matriz lenha/carvão vegetal para carvão mineral obedeceu ao critério de escassez, enquanto do carvão mineral para o petróleo ocorreu por limites tecnológicos. É importante observar que em ambos os casos, a transição não se deu de forma brusca. Ocorreu de forma lenta, com aumentos de participação do carvão mineral na matriz energética. Da mesma forma, o petróleo não ocupou todos os espaços do carvão mineral, sendo que estes dois juntos continuam a perfazer a maior parte do consumo primário de energia no mundo.

Não se pode dizer que está ocorrendo uma transição, nos moldes das anteriores, do petróleo para fontes mais limpas, mas pode-se afirmar que essa é a trajetória a ser perseguida nas próximas décadas. Aos poucos, o petróleo vai perdendo participação no consumo final de energia, embora seja consenso que a transição possui um custo elevado e deve ocorrer de forma gradual.

No Brasil, desde os anos 1980, a política energética passou a pensada de forma organizada. A busca de autossuficiência implicou em alternativas que substituíssem fontes fósseis, caso do Programa Proálcool e dos incentivos para instalação de Hidrelétricas. O país possui uma matriz energética relativamente limpa quando se compara à matriz energética mundial. No entanto, os combustíveis fósseis ainda possuem um peso significativo no consumo primário, fato que merece destaque e alternativas que possam substituí-los.

No último balanço energético do Maranhão, as fontes fósseis, excluindo-se o gás natural, representavam 68% do consumo interno enquanto no Brasil esse percentual era de 57,4%. Na indústria, esse percentual ainda fez aproximadamente 60,0% do consumo energético, quase o dobro do consumo industrial brasileiro (33,2%). Esse panorama mostra que existe necessidade de se pensar urgentemente na transição tendo em vista o debate em nível mundial em torno da descarbonização. O Acordo de Paris entra efetivamente na tentativa de tornar essa transição possível. Não obstante a turbulência no ambiente político

com o recuo dos EUA, por meio de Donald Trump, das questões do Acordo e unicidade do debate em torno do clima, a almejada economia de baixo carbono, pela urgência e necessidade, deverá se tornar regra nos próximos anos.

Ao mesmo tempo, o elevado custo da transição energética impõe a necessidade de uma ponte entre fontes energéticas com elevada carga de carbono e a descarbonização da economia. Nesse sentido, o gás natural se apresenta como a ponte menos custosa e mais eficiente para a consolidação da transição energética tendo em vista os seus atributos de combustível mais limpo, elevada eficiência e baixos níveis de emissão de CO₂.

Os países e estados com disponibilidade de gás natural deverão ser os mais beneficiados nesse processo. Ainda assim, aqueles que não dispõem dessa fonte serão contemplados com as flexibilizações ocorridas no mercado internacional do gás natural a partir da intensificação da comercialização de GNL. Dentro dessa perspectiva, o Maranhão apresenta uma vantagem singular por dispor da 6ª maior reserva e 6ª maior produção de gás natural no país embora ainda não disfrute de uma indústria gasífera estruturada.

Comprovou-se que a inserção do gás natural na matriz industrial do Estado é capaz de gerar ganhos econômicos, sociais e ambientais para a população Maranhense. Entretanto, é necessário que os preços sejam competitivos. O preço mais competitivo seria o referente ao cenário I (US\$ 6,85/MMBtu), com maiores ganhos econômicos e ambientais. Ressalta-se que nos três cenários de preço há ganhos ambientais, enquanto que os ganhos econômicos ocorrem somente nos cenários I e II.

Antes de mais nada é preciso reforçar as considerações feitas no panorama da oferta interna. Isso porque, atualmente, todo o gás natural disponível está sendo direcionada para a produção de energia elétrica de forma integrada e com contratos de geração bastantes longos, o que reduz as possibilidades de utilização em outros setores. Entretanto, o crescimento da oferta e a exploração por outras empresas sinalizam que esse cenário poderá se alterar nos próximos anos. Enquanto isso não acontece, o Estado poderia começar a pensar em políticas específicas para indústria de gás natural, blindando-o da integração vertical existente e regulamentando a sua distribuição.

Tendo em vista os cenários de aquecimento global, com aumento de 3,1° C e redução de 30,3% no volume de chuvas somente na capital nos próximos 25 anos, segundo dados da Fiocruz (2016), a transição se torna necessária e urgente, sendo o gás natural um grande aliado nesse processo.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Edmar Fagundes; COLOMER, Marcelo Ferraro. **Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos**. Rio de Janeiro: Synergia: FAPERJ IE/UFRJ: UFF, 2013.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas - Energia Nuclear**. Brasília, 2009. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par3_cap8.pdf>. Acesso em: 20 ago. 2016.

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS. **Bacia do Parnaíba: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Brasília: ANP: 2015. Disponível em: <http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/areas_oferecidas_r13/Sumarios_Geologicos/Sumario_Geologico_Bacia_Parnaiba_R13.pdf>. Acesso em: 20 de mar. 2016.

BAIN, J. S. **Barriers to New Competition**. Cambridge: Harvard University Press, 1956.

BRASIL. Lei nº9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 6 ago. 1997. Seção 1, p. 16925. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm> Acesso em: 25 nov. 2013.

_____. II Plano Nacional de Desenvolvimento (1975 – 1979). Brasília, DF: Ministério do Planejamento e Orçamento, 1974. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1970-1979/anexo/ANL6151-74.PDF>. Acesso em: 10 de maio 2016.

_____. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília, DF: Senado, 1988.

_____. Lei nº11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 4 mar. 2009. Seção 1, p. 1. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11909.htm>. Acesso em: 25 nov. 2013.

BAJAY, S. V., National Energy Policy: Brazil. In: Cleveland, C. J. (Ed.). **Encyclopedia of Energy**, v.4, Elsevier Inc., 2004.

BICALHO, R. Política energética: abrangência, consistência, dilemas e desafios. In: BICALHO, R. (Org.). **Ensaio sobre política energética**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2007. 3-12 p.

_____. **A Transição Energética: aberta, indefinida e indeterminada**. Blog Infopetro, 2013. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/tag/transicao-energetica/>>. Acesso em: 25 abr. 2016.

BRAGA, Y. C. P. **Uma análise da demanda de gás natural no Brasil: uma perspectiva metodológica**. 2015. 99 p. Dissertação de Mestrado-Instituto de Economia Programa de Pós-Graduação em Economia Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

CARVALHO, C. B. **Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo**. 2005. 330 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2005.

CLÔ, Alberto. **Oil Economics and Policy**. Kluwer Academic Publishers. London, 2000.

COLOMER, M. F. **Estruturas de incentivo ao investimento em novos gasodutos: uma análise neo-institucional do novo arcabouço regulatório brasileiro**. 2010. 311 f. Tese (Doutorado em Economia da Indústria e da Tecnologia) – Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

_____. **Condicionantes da estrutura de financiamento sobre a decisão de investimento: análise do setor de distribuição de gás natural**. 2006. 200 f. Dissertação (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia) – Programa de Pós-Graduação em Ciências Econômicas, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

CORRELJÉ, A. F. **Markets for Natural Gas**, Encyclopedia of Energy, v. 3. Ed. Elsevier, 2004.

CUNHA, F.M.B. **Evolução paleozóica da bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. 1986. 107p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CNI - CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **Gás natural: uma alternativa para uma indústria mais competitiva**. Proposta da Indústria para as Eleições 2014. Brasília: CNI, 71 f. 2014. Disponível em: <http://arquivos.portaldaindustria.com.br/app/conteudo_242014/07/22/460/V16_Gasnatural_web.pdf>. Acesso em: 30 de set. 2014.

DE BRITTO, M. P. T. **Desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil: estratégia empresarial e seus desafios**. 2002. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Produção) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Produção, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh21/monica-pinto-toscano-de-britto_prh21_ufrj_m.pdf> Acesso em: 10 out. 2015.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional: Ano base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf>. Acesso em: 28 de out. 2016.

ENEVA. **ENEVA conclui acordo com acionistas da Parnaíba Gás Natural**. Notícias, 03 de out. de 2016. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br/pt/sala-de-imprensa/noticias/Paginas/ENEVA-conclui-acordo-com-acionistas-da-Parna%C3%ADba-G%C3%A1s-Natural.aspx>>. Acesso em: 06 de out. de 2016.

_____. **Apresentação Corporativa**. Relatório Institucional, nov. 2016. Disponível em: <http://ri.eneva.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=57776>. Acesso em: 02 de dez. 2016.

FARIAS, L. M., SELLITTO, M. A. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. **Revista Liberato**, Novo Hamburgo, v. 12, n. 17, p. 01-106, jan./jun. 2011.

FIRJAN - FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Quanto custa o gás natural para a indústria no Brasil? In: **Estudos para o desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro**. Sistema FIRJAN: Rio de Janeiro, n. 9, dez. 2011. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC34151F4301343733A4D44882>>. Acesso em: 15 de nov. 2016.

_____. O preço do gás natural para a indústria no Brasil e nos Estados Unidos – Comparativo de Competitividade. In: **Estudos para o desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro**. Sistema FIRJAN: Rio de Janeiro, mai. 2013. Disponível em: <<http://www.firjan.org.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=2C908CEC3F86E51A0140355BFD4B4125>>. Acesso em: 15 de nov. 2016.

FRANCO, P. L. **Estudo de viabilidade do transporte de gás natural para o município de Barreiras através dos modais GNC e GNL**. 2012. 106 p. Monografia (Especialização Escola Politécnica) – Universidade Federal da Bahia, Salvador. Disponível em: <http://www.pei.ufba.br/novo/uploads/biblioteca/Monografia_CEEGAN_Patricia_Franco.pdf> Acesso em: 12 de set. 2016.

FILGUEIRAS, Mariana G. P. **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 em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009.

GOLDEMBERG, José; MOREIRA, José Roberto. Política energética no Brasil. **Revista Estudos Avançados**. São Paulo, v.19, n.55, set./dez., 2005.

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

HÉMERY, D.; BEBIER, J. C.; DELÉAGE, J. P. **Uma História da Energia**. Brasília. Editora Universidade de Brasília. 1993.

IMESC – Instituto Maranhense de Estudos Socioeconômicos e Cartográficos. **Boletim de Conjuntura Econômica Maranhense**. Trimestral. São Luís, v. 4, n.2, jul./out., 2016. 80 p. Disponível em: <http://imesc.ma.gov.br/src/upload/publicacoes/Boletim_de_Conjuntura_3%C2%BATRI_2016_final.pdf>. Acesso em 15 de nov. 2016.

_____. **Produto Interno Bruto do Estado do Maranhão**: período 2010 a 2014. Anual. São Luís, v.11, 2014. 42 p. Disponível em: <http://imesc.ma.gov.br/src/upload/publicacoes/Divulgacao_PIB_2014.pdf>. Acesso em: 05 de dez. 2016.

HINOSTROZA SUAREZ, M. L. **Política Energética e Desenvolvimento Sustentável: taxa de carbono para mitigação dos gases de efeito estufa no Brasil**. 2000, 33 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas.

IEA - INTERNACIONAL ENERGY AGENCY. Energy and Air Pollution. In: **World Energy Outlook Special Report**. 2016. 266 f. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WorldEnergyOutlookSpecialReport2016EnergyandAirPollution.pdf>. Acesso em: 10 de jul. 2016.

_____. World Energy Outlook, Paris, 2009. Disponível em: <http://www.org/about/copyright.asp>. Acesso em: 20 de jul. 2016.

KAHN, Suzana. COP 21 e o Impacto no Setor de Energia. **Painel Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis**, abr. 2016.

MARQUES, F. M. **Gás Natural e transição para economia de baixo carbono**. Synergia, Rio de Janeiro, 2015.

MARTIN, Jean-Marie. **A Economia Mundial da Energia**. São Paulo: Editora Unesp, 1992.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - 2005. **Balanco de Energia Útil**, 2005.

MONTES, P. M. F. **O Potencial de Consumo de Gás Natural Pelo Setor Industrial no Brasil**. 2000 IX, 366p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M. Sc., Planejamento Energético, 2000) Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

MORAIS, J. M. **Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore**. Brasília: Ipea: Petrobras, 2013.

OLIVEIRA, I. C. P. **Sistema de indicadores para identificação das principais fontes de emissão dos gases do efeito estufa nas cidades: uma proposta teórico-metodológica** / Isabel Cristina Pereira de Oliveira. 2013, 238 f. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Urbano) - Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Urbano, Universidade Federal de Pernambuco, 2013.

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

PINTO JUNIOR, Helder (Org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos Evolução Histórica e Organização Industrial**. Campus: Rio de Janeiro, 2007.

PIRES, M. C. P. **A formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios**. 2008. 253 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/melissac.pdf>. Acesso em: 22 nov. 2013.

ROSA, L. C. **Estudo de viabilidade econômica das formas de aproveitamento do gás natural**. 2010. p. 155. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e

Bioquímicos) - Escola de Química - Universidade Federal do Rio de Janeiro EQ/UFRJ, Rio de Janeiro.

SANTOS, A. C. As transições da matriz energética mundial e do Brasil. In: XVI Congresso Brasileiro de Energia no Centro de Convenções da Firjan, 20 a 22 de outubro de 2015, Rio de Janeiro, 2015. **Anais...** Disponível em: < [http://www.congressoenergia.com.br/D-%20MATRIZ%20ENERGETICA%20BRASILEIRA/D5-%20As%20Transicoes%20da%20Matriz%20Energetica%20Mundial %20e%20do%20Brasil.pdf](http://www.congressoenergia.com.br/D-%20MATRIZ%20ENERGETICA%20BRASILEIRA/D5-%20As%20Transicoes%20da%20Matriz%20Energetica%20Mundial%20e%20do%20Brasil.pdf)> Acesso em: 15 de ago. 2016.

SILVA, A. L. R. ENERGIA: **Estratégia e Soberania**. 1998, 159 f. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998.

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

VIOLA, F. M. **Análise do aquecimento global através de uma perspectiva dinâmica**. 2011, 86 p. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Engenharia Mecânica, COPPE – Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.

TESSMER, H. **Uma síntese histórica da evolução do consumo de energia pelo homem**. Novo Hamburgo, 2002. Disponível em: <<http://www.liberato.com.br/upload/arquivos/0131010716090416.pdf>>. Acesso em: 26 de jun. 2016.

YERGIN, Daniel. **A Busca: energia, segurança e a reconstrução do mundo moderno**. Tradução de: Ana Beatriz Rodrigues. 1. ed. Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.