

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E AMBIENTE - PPGEA  
CURSO DE MESTRADO PROFISSIONAL EM ENERGIA E AMBIENTE - MPEA

**FRANCISCO DE ASSIS PERES SOARES**

**ANÁLISE DA CADEIA GASEÍFERA MARANHENSE: diagnóstico e perspectivas de  
incremento**

São Luís

2016

**FRANCISCO DE ASSIS PERES SOARES**

**ANÁLISE DA CADEIA GASEÍFERA MARANHENSE: diagnóstico e perspectivas de  
incremento**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Área de Concentração: Produção e Gerenciamento de Energia

Orientador: Prof. Dr. Fernando Carvalho Silva

São Luís

2016

Soares, Francisco de Assis Peres.

Análise da cadeia gaseífera maranhense: diagnóstico e perspectivas de incremento / Francisco de Assis Peres Soares. - 2016.

136 f.:il.

Orientador: Prof<sup>o</sup>. Dr. Fernando Carvalho Silva.

Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente/CCET, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2016.

1. Gás natural. 2. Energia. 3. Gasoduto. I. Silva, Fernando Carvalho. II. Título.

**FRANCISCO DE ASSIS PERES SOARES**

**ANÁLISE DA CADEIA GASEÍFERA MARANHENSE: diagnóstico e perspectivas de  
incremento**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós  
Graduação em Energia e Ambiente da  
Universidade Federal do Maranhão como requisito  
parcial para obtenção do título de Mestre em  
Energia e Ambiente.

Aprovada em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/2016

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Fernando Carvalho Silva** (Orientador)  
Universidade Federal do Maranhão-UFMA

---

**Prof. Dr. Francisco Sávio Mendes Sinfonio**  
Universidade Federal do Maranhão-UFMA

---

**Profa. Dra. Kiany Sirley Brandão Cavalcante**  
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Maranhão –IFMA

Dedico este trabalho à minha família e em especial à minha mãe Sônia Maria, ao meu pai Luiz Alfredo, ao meu irmão Luiz Alfredo Junior e ao meu cunhado Leomar Amorim que nos deixaram recentemente.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a algumas pessoas, dentre tantas que me permitiram chegar até aqui. Do benfeitor anônimo que me serviu desinteressadamente ao agressor que me tirou do caminho original.

Aos meus pais Sônia e Luiz Alfredo, pela vida.

Aos meus queridos irmãos, pelo pão e sal compartilhados.

A Carminha minha dedicada esposa e paixão eterna.

Aos filhos Mauriccio, Alexia e Luiz Miguel, meus grandes amores e sementes continuadoras.

Meus agradecimentos *in memoriam* ao meu tio-padrinho Reynaldo, minha avó-madrinha Tarcila, meu cunhado Leomar, meus pais, meu irmão Luiz Alfredo Netto Guterres Soares Junior e minha tia Thereza

Aos colegas do programa de mestrado que muito contribuíram nas análises críticas que travamos nas salas de aula.

Aos professores do curso que souberam compartilhar conosco os seus melhores conhecimentos.

Ao meu Orientador Fernando Carvalho, um generoso pescador de mentes.

Ao Professor Adeilton Pereira Maciel e sua fiel escudeira e Secretária do Curso Mônica Silva pelo duro trabalho realizado que garantiu um programa de mestrado exitoso e bem avaliado.

Por fim, ao espírito empreendedor, circunvolucionário e intrépido do cidadão brasileiro Eike Fuhrken Batista da Silva, sem o qual nada teríamos a falar de Gás Natural no Maranhão.

A vida do homem é curta como uma galinha roubada, logo termina em curanto.

Aforismo Pascoense

## RESUMO

Nesta dissertação, analisa-se a cadeia de valor do gás natural no Maranhão, focando-se no diagnóstico dos seus três segmentos: *upstream/ midstream/ downstream*. Revisa-se a literatura do mercado de gás, sua evolução na oferta e demanda, no mundo, no Brasil e no Maranhão. Faz-se uma análise pormenorizada, porém não exaustiva e sem a pretensão de elaborar modelo preditivo, das possibilidades e alternativas de incremento do gás na matriz energética estadual, adotando-se uma estimativa conservadora de oferta e demanda para o mercado local. Mostra-se possibilidades de distribuição de gás natural por gasodutos dedicados, uma Rede Estadual de Gasodutos e até mesmo a inversão do fluxo “poço ao posto” em casos onde a construção de gasoduto seja inviável, apontando para soluções heterodoxas onde empresas “nômades” sejam dirigidas à cabeça dos poços (*wheel to well*). A metodologia utilizada baseou-se em pesquisa qualitativa e documental, com consulta às informações técnicas, além de entrevistas informais para coleta da opinião de especialistas, acadêmicos e líderes do setor, como CEO de empresa produtora de gás, economistas, empresários e engenheiros do setor e clientes de gás. A questão ambiental é tratada transversalmente em todas as etapas do estudo, tendo em vista tratar-se de um energético de origem fóssil, porém, limpo, flexível e eficiente, inserido no mercado como economia de baixo carbono e solução energética de baixa pegada ecológica (*footprint*) e portanto, consentâneo com as grandes expectativas planetárias de sustentabilidade. Nas conclusões do estudo registra-se propostas de incremento da cadeia de gás natural que atingem todos seus três segmentos integralmente como toda indústria de rede precisa ser tratada. Mostra-se que a produção de gás local é direcionada quase que exclusivamente à geração termelétrica complementar, sinal restritivo ao aumento da demanda no mercado local. Vislumbra-se como corolário ganhos sócio-econômicos de geração de riqueza, trabalho e renda nos Municípios maranhenses de baixo IDH localizados nessas áreas de empreendimentos de óleo e gás.

Palavras-chave: Gás natural. Energia. Gasoduto.

## ABSTRACT

In this paper it is analysed the chain of the natural gas in Maranhão focusing the diagnosis of its three segments, that's to say *upstream/midstream/downstream*, its offer and demand, in the world, in Brasil and in Maranhão. It is done a detailed analysis, but not exhaustive and without the aim of elaborating a predicted sampler, of the possibilities and alternatives of gas increase in the state energetic mould, being adopted a conservative estimation of offer and demand for the local market. It is shown possibilities of distribution of natural gas for dedicated gas pipeline, a state chain of gas pipelines and even so the inversion of “well to station” flow in cases where the construction of gas pipeline be unviable, pointing out to heterodox solution where “nomadic” companies bee guide to the *wheel to well*. The used methodology based itself on a qualitative and documental inquire, under technical information query, beyond informal interviews in order to collect expert's, academical people's and sector leader's opinion, like CEO from gas productor company, economists, entrepreneurs and sector engineers as well as gas clients. The environment matter is transversally treated in every study steps, because it deals with a fossil from energetic source, however clean, flexible and efficient, inserted in the market like low carbon economy and energetic solution of low *footprint* and, therefore, agreeing under the great planetary expectations of sustainability. In the study conclusions it is registered propositions of increase of the natural gas chain whidr comprises all its three segments as every chain industry must be treated. It is shown that the local gas production is guided almost exclusively to the complemental termoelectrical generation, a restrictive sign to the increase of the demand in the local market. It is glimpsed like corollary socioeconomical profits of richness generation, work and profit in the municipalities of low HDI which are in those areas of oil and gas ventures.

Keywords: Natural Gas. Energy. Gas Pipeline.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Diagrama topológico de GN.....	28
Figura 2	Diagrama de extração do <i>shale gás</i> comparando com processo convencional.....	29
Figura 3	Rocha de folhelho.....	30
Figura 4	Hidrato de gás.....	31
Figura 5	Diagrama da Cadeia gaseífera.....	44
Figura 6	Diagrama do processamento do GN em derivados prontos para o consumo..	46
Figura 7	Comparação entre GN e GN Processado.....	47
Figura 8	Diagrama de modais de transporte do gás processado até o ponto de entrega.....	48
Figura 9	Diagrama de ponto de entrega ( <i>city gate</i> ).....	49
Figura 10	Mapas da bacia de Barreirinhas.....	51
Figura 11	Bacia do Parnaíba, com destaque para os 22 blocos ofertados na 13 <sup>a</sup> Rodada de Licitações da ANP.....	57
Figura 12	Mapa gasodutoviário do Brasil.....	86
Figura 13	Fotos de cerâmica no Estado do MA.....	94
Figura 14	Foto de empresa de cimento no Maranhão.....	97
Figura 15	Foto da empresa Brascopper.....	98
Figura 16	Foto da fabrica da Suzano em Imperatriz - MA.....	100
Figura 17	Fotos da empresa Nordeste em Açailândia - MA.....	102
Figura 18	Foto da unidade da Gusa Nordeste de Aço Verde - ABV.....	102
Figura 19	Mapa dos gasodutos no MA.....	110
Figura 20	Foto do HBI.....	116
Figura 21	Esboço do Plano de negócio do gasoduto GASCAN.....	120

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Países com maiores reservas provadas de GN .....	33
Gráfico 2	Países produtores de GN .....	34
Gráfico 3	Países consumidores de GN .....	34
Gráfico 4	Produção de GN por fonte nos EUA.....	35
Gráfico 5	Evolução das produções líquida e bruta de GN no Brasil.....	38
Gráfico 6	Curva da relação R/P.....	38
Gráfico 7	Histograma da produção diária de GN em Milhões de m <sup>3</sup> .....	41
Gráfico 8	Curva de consumo X produção no Maranhão.....	97
Gráfico 9	Distribuição de <i>royalties</i> em terra.....	113
Gráfico 10	Distribuição de <i>royalties</i> em mar .....	114

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Características do GN.....	31
Quadro 2	<i>Play</i> Bacia de Barreirinhas .....	52
Quadro 3	<i>Play</i> Travosas Terciário.....	53
Quadro 4	<i>Play</i> Ilha de Santana .....	53
Quadro 5	<i>Play</i> Travosas Escorregamento Gravitacional .....	54
Quadro 6	<i>Play</i> Travosas Cretáceo Superior .....	55
Quadro 7	<i>Play</i> Canárias Superior.....	55
Quadro 8	<i>Play</i> Canárias Popups .....	56
Quadro 9	<i>Play</i> Canárias.....	56
Quadro 10	<i>Play</i> bacia do Parnaíba .....	58
Quadro 11	<i>Play</i> Grajaú-Itapecurú-Codó .....	58
Quadro 12	<i>Play</i> Devoniano .....	59
Quadro 13	<i>Play</i> Siluriano .....	59
Quadro 14	<i>Play</i> bacia do Pará – Maranhão .....	60
Quadro 15	<i>Play</i> Travosas Terciário.....	61
Quadro 16	<i>Play</i> Ilha de Santana .....	61
Quadro 17	<i>Play</i> Travosas Escorregamento Gravitacional .....	62
Quadro 18	<i>Play</i> Travosas Cretáceo Superior .....	63
Quadro 19	<i>Play</i> Canários .....	63
Quadro 20	<i>Play</i> da Bacia São Luís –Bragança – Viseu .....	64
Quadro 21	<i>Play</i> Itapecuru.....	64
Quadro 22	<i>Play</i> Grajau .....	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Componentes do GN em mol .....	27
Tabela 2	Dados sobre mercado mundial de GN.....	36
Tabela 3	Dados sobre mercado brasileiro de GN.....	39
Tabela 4	Balanço atualizado do GN no Brasil.....	40
Tabela 5	Reservas provadas do Brasil e do Maranhão.....	42
Tabela 6	Dados sobre mercado maranhense de GN.....	43
Tabela 7	Expectativa de consumo de GN por pólo.....	108
Tabela 8	Demonstrativos de <i>royalties</i> no Maranhão.....	115

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEGÁS	- Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANP	- Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
API	- American Petroleum Institute
BTU	- British Thermal Unit
CNC	- Conselho Nacional do Petróleo
CNPE	- Conselho Nacional de Política Energética
E&P	- Exploração e Produção
EIA	- Estudo de Impacto Ambiental
EMBRAPA	- Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
EPC	- Engineering, procurement and construction
EPE	- Empresa de Pesquisa Energética
FEED	- Front End Engeneering Design
FEL	- Front End Loading
GASBOL	- Gasoduto Bolívia-Brasil
GEE	- Gases do Efeito Estufa
GLP	- Gás Liquefeito de Petróleo
GN	- Gás Natural
GNC	- Gás Natural Comprimido
GND	- Gás Natural Doméstico
GNI	- Gás Natural Industrial
GNL	- Gás Natural Liquefeito
GNV	- Gás Natural Veicular
GTL	- Gas To Liquid
GTW	- Gas To Wire
IBAMA	- Instituto Brasileiro de Meio Ambiente
IBGE	- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IBP	- Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis
ICMBio	- Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade
IDHM	- Índice de Desenvolvimento Humano Municipal
IEA	- International Energy Agency

IMESC	- Instituto Maranhense de estudos Socioeconômicos e Cartográficos
KV	- Kilovolt
KW	- Kilowatt
LI	- Licença de Instalação
LP	- Licença Prévia
LPper	- Licença Prévia de Perfuração
LPpro	- Licença Prévia de Produção
LO	- Licença de Operação
LT	- Linha de Transmissão
MacroZEE-MA	- Macrozoneamento Ecológico-Econômico do Maranhão
MMA	- Ministério do Meio Ambiente
MME	- Ministério de Minas e Energia
MPF	- Ministério Público Federal
MPMA	- Ministério Público do Maranhão
MWh	- Megawatt hora
O&G	- Óleo e Gás
OEMA	- Órgão Estadual de Meio Ambiente
ONS	- Operador Nacional do Sistema
ONU	- Organização das Nações Unidas
PAD	- Plano de Avaliação de Descoberta
PAP	- Programa Anual de Produção
PBA	- Projeto Básico Ambiental
PCA	- Plano de Controle Ambiental
PCH	- Pequena Central Hidrelétrica
PEM	- Programa Exploratório Mínimo
PETROBRÁS	- Petróleo Brasileiro S. A
PEMAT	- Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
PGN	- Parnaíba Gás Natural
PIB	- Produto Interno Bruto
PNE	- Plano Nacional de Energia
PPT	- Programa Prioritário de Termelétricidade
RCA	- Relatório de Controle Ambiental
RD	- Recursos Descobertos

RELAM	- Refinaria Landulfo Alves – Mataripe
RIMA	- Relatório de Impacto Ambiental
RND	- Recursos Não Descobertos
SE	- Subestação
SEDINC	- Secretaria de Estado do desenvolvimento, Indústria e Comércio
SEME	- Secretaria de Estado de Minas e Energia
SEPLAN	- Secretaria de Estado de Planejamento
SIN	- Sistema Interligado Nacional
UC	- Unidade de Conservação
UFMA	- Universidade Federal do Maranhão
UPGN	- Unidade de Processamento do GN
UTG	- Unidade de Tratamento de Gás
UTE	- Usina Termelétrica
WWF	- Fundo Mundial para natureza
WTI	- West Texas Intermediate

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	19
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	22
<b>1.2</b>	<b>Objetivos</b> .....	23
1.2.1	Gerais .....	23
1.2.2	Específicos .....	23
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b> .....	24
<b>2</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	26
<b>3</b>	<b>O GÁS NATURAL</b> .....	27
<b>3.1</b>	<b>Conceito e Classificação do Gás Natural (GN)</b> .....	27
<b>3.2</b>	<b>Caracterização físico-química, ambiental, mercadológica e macroeconômica do GN</b> .....	31
<b>3.3</b>	<b>Panorama de mercado do GN</b> .....	32
3.3.1	GN no Mundo .....	32
3.3.2	GN no Brasil .....	36
3.3.3	GN no Maranhão.....	41
<b>4</b>	<b>CADEIA DE VALOR DO GN NO MARANHÃO</b> .....	44
<b>4.1</b>	<b>Aspectos Gerais</b> .....	44
<b>4.2</b>	<b>Análise da Cadeia de Gás no Maranhão</b> .....	50
4.2.1	<i>Upstream</i> : bacias no Maranhão e detalhamento dos <i>plays</i> .....	50
4.2.1.1	<i>Bacia de Barreirinhas</i> .....	51
4.2.1.2	<i>Bacia de Parnaíba</i> .....	57
4.2.1.3	<i>Bacia do Pará – Maranhão</i> .....	60
4.2.1.4	<i>Bacia São Luís - Bragança – Viseu</i> .....	64
4.2.2	<i>Upstream</i> : Principais Empresas de E&P no Maranhão.....	65
4.2.2.1	<i>PGN</i> .....	65
4.2.2.2	<i>Ouro Preto</i> .....	66
4.2.2.3	<i>Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda (Engepet –Engenharia de Petróleo em parceria com a Pericia Engenharia)</i> .....	67
4.2.2.4	<i>Espigão Petróleo e Gás Ltda (Panergy)</i> .....	67
4.2.2.5	<i>Petra Energia S A</i> .....	68
4.2.2.6	<i>Petrobrás</i> .....	68

4.2.2.7	<i>Outras</i> .....	69
4.2.3	<i>Upstream</i> – Unidades de Tratamento de Gás no Maranhão .....	69
4.2.4	<i>Midstream</i> : Transporte do Gás Processado ou Tratado .....	69
4.2.5	<i>Downstream</i> : Distribuição do Gás aos Consumidores Finais no Maranhão.....	70
4.2.5.1	<i>Distribuição de gás</i> .....	70
4.2.5.2	<i>Consumidores no Maranhão</i> .....	71
4.2.5.2.1	Alumar/ Refinaria de alumina (consumo médio de 700.00 m <sup>3</sup> /dia).....	71
4.2.5.2.2	Eneva / Complexo Termelétrico de Parnaíba (consumo entre 4,5 a 6,4 milhões m <sup>3</sup> /dia) .....	72
4.2.5.2.3	Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda / UTE Oeste Canoas I / 3,59 MW (consumo médio de 20 mil m <sup>3</sup> /dia).....	73
4.2.5.2.4	Espigão Petróleo e Gás Ltda / UTE Espigão I - 3,59 MW (consumo médio de 20 mil m <sup>3</sup> /dia).....	73
<b>4.3</b>	<b>Regulamentação do Setor de GN</b> .....	<b>73</b>
4.3.1	Histórico da Evolução .....	73
4.3.2	ANP.....	75
<b>5</b>	<b>QUESTÃO AMBIENTAL DO GN</b> .....	<b>77</b>
<b>5.1</b>	<b>Aspectos gerais</b> .....	<b>77</b>
<b>5.2</b>	<b>Licenciamento no Maranhão pelo órgão Estadual (SEMA)</b> .....	<b>78</b>
<b>6</b>	<b>PERSPECTIVAS DE INCREMENTO DA CADEIA GASEÍFERA NO MARANHÃO</b> .....	<b>83</b>
<b>6.1</b>	<b>Desafios a serem vencidos pela União</b> .....	<b>83</b>
<b>6.2</b>	<b>Desafios nos setores de Produção e Transporte do GN</b> .....	<b>83</b>
<b>6.3</b>	<b>Desafios para os Distribuidores de Gás Natural</b> .....	<b>84</b>
<b>6.4</b>	<b>Questão Estratégica dos Gasodutos</b> .....	<b>84</b>
<b>6.5</b>	<b>Questão da Precificação de Gasodutos</b> .....	<b>86</b>
<b>6.6</b>	<b>Empresas e Potenciais Empreendimentos Maranhenses Que Podem Utilizar o GNI, GNV e o Gás canalizado/Gás Natural Domestico (GND)</b> .....	<b>87</b>
<b>7</b>	<b>AÇÕES ESTRATÉGICAS DO GOVERNO DO MARANHÃO PARA INCREMENTAR A CADEIA DO GN</b> .....	<b>104</b>
<b>7.1</b>	<b>Elaborar programa de governo para ampliação da Malha de Gasodutos</b> .....	<b>107</b>

7.1.1	Construção de Gasodutos Específicos .....	107
7.1.2	Construção da Rede Estadual de Gasodutos (REG) .....	107
7.1.3	Cobrar da União a construção de gasodutos planejados .....	109
<b>7.2</b>	<b>Instituir política industrial de construção de Distritos Industriais sobre poços maduros .....</b>	<b>111</b>
<b>7.3</b>	<b>Instituir política de incentivo fiscal para atividades de O&amp;G no Estado ..</b>	<b>112</b>
<b>7.4</b>	<b>Assumir compromisso de usar os <i>royalties</i> e participações especiais exclusivamente em atividades que fortaleçam a Cadeia Gaseífera .....</b>	<b>113</b>
<b>8</b>	<b>PROPOSTA DE CONSTRUÇÃO DE GASODUTO CAPINZAL DO NORTE AÇAILÂNDIA (GASCAN).....</b>	<b>116</b>
<b>8.1</b>	<b>Justificativa do empreendimento.....</b>	<b>116</b>
<b>8.2</b>	<b>O projeto Gascan .....</b>	<b>117</b>
<b>8.3</b>	<b>Objetivo do Gasoduto Gascan .....</b>	<b>118</b>
<b>8.4</b>	<b>Modelo de Negócio .....</b>	<b>119</b>
<b>8.5</b>	<b>Obrigações das partes envolvidas.....</b>	<b>122</b>
<b>8.6</b>	<b>Etapas do desenvolvimento do projeto.....</b>	<b>123</b>
<b>8.7</b>	<b>Obrigações complementares .....</b>	<b>125</b>
<b>8.8</b>	<b>Desenvolvimento jurídico do projeto .....</b>	<b>125</b>
8.8.1	Fase pré-implantação .....	126
8.8.2	Fase de implantação .....	126
<b>9</b>	<b>DISCUSSÃO DAS PROPOSTAS APRESENTADAS E RESULTADOS ESPERADOS.....</b>	<b>127</b>
<b>10</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>131</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>133</b>

## 1 INTRODUÇÃO

As recentes descobertas de grandes quantidades de gás natural (GN) na bacia terrestre de Parnaíba, especificadamente nos campos de Gavião Real, no município de Santo Antônio dos Lopes e Gavião Azul, em Capinzal do Norte, comprovaram as grandes expectativas de produção de gás e a conseqüente implantação de uma cadeia gaseífera no Estado, principalmente para atendimento do Complexo Termelétrico de Parnaíba, com capacidade de geração licenciada em torno de 3.700 MW. Hoje, o volume de GN a ser produzido no Estado tende ao crescimento com a concessão de mais de 70 poços somente nas últimas rodadas de leilões da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

O papel do território maranhense, nesse contexto do GN, já é de grande destaque, pelo fato que essa enorme produção da bacia do Parnaíba está sendo transformada em energia elétrica, ajudando o Brasil a superar uma grave e prolongada crise hídrica que impede a geração de energia nas Usinas Hidroelétricas (UHE). Por isso, a geração de energia através do GN, apesar de mais cara e menos limpa, está cada vez mais valorizada pelo mercado nacional, sendo considerada um *trade-off* necessário para garantir o suprimento de energia elétrica de que o país necessita para continuar crescendo.

O Maranhão produz mais de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural e com os novos investimentos em produção, a partir do segundo semestre de 2016, chegará a 8 milhões m<sup>3</sup>/dia, fazendo o Estado ocupar o posto de 5º maior produtor do país e a empresa Parnaíba Gás Natural (PGN), agora adquirida integralmente pela ENEVA, ocupar o posto de 2ª maior produtora nacional de GN, atrás apenas da Petrobrás, que tem uma produção de 89 milhões m<sup>3</sup>/dia, e à frente da SHELL, com 0,9 milhões m<sup>3</sup>/dia, da CHEVRON e da STATOIL. (MARANHÃO, 2015a).

Nos próximos 10 anos, o Maranhão será protagonista no planejamento nacional para a exploração de GN. Segundo a diretora-geral da ANP, Magda Chambriard, o Maranhão tem muito espaço para exploração, para investimento, para desenvolvimento, e para redução de desigualdade social, regional e principalmente para produção de um gás que tem tudo para ser um projeto estruturante de desenvolvimento para o Estado e para o Brasil. (MARANHÃO, 2016b).

Segundo o Boletim de Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Brasil produzia cerca de 95,516 milhões m<sup>3</sup>/dia. E na Bacia do Parnaíba (Maranhão) havia uma produção de 4,5 milhões m<sup>3</sup>/dia. As

reservas provadas em 31/12/2014 eram a seguinte: Brasil (71,2 milhões m<sup>3</sup>) e Maranhão (7,7 milhões m<sup>3</sup>). (ANP, 2015)

Ao contrário do restante do país, o GN produzido no Maranhão provém de campos terrestres e de reservatórios não associados ao petróleo. Isso é salutar pois determina que toda extração de GN seja processada sem desperdício nas queimas em *flare* e/ou reinjeção nos poços, estratégia bastante comuns nos campos terrestres onde o gás se encontra associado ao petróleo e em campos marinhos devido à distância e dificuldade de armazenamento e transporte do GN para uma estação coletora em terra firme.

Mesmo com toda essa escala produtiva, o mercado de E&P e muito menos o Governo federal emitem sinais positivos para incremento da demanda do GN no mercado brasileiro e principalmente no mercado maranhense, haja vista a falta de visibilidade de cenários de oferta de gás onde toda produção é utilizada para geração complementar de energia elétrica na UTE Parnaíba, segundo uma diretriz energética preferencialmente hidrotérmica adotada pelo país desde o período conhecido como “apagão do governo FHC”, através do Programa Prioritário de Termoelétricas (PPT).

Importante que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) defina em conjunto com o Ministério de Minas e Energia (MME) o papel definitivo das térmicas na matriz elétrica nacional, se de geração de base ou apenas nos períodos de crises hídricas e atendimento na ponta. Sem uma política bem definida, o gás para uso térmico, com exceção do Maranhão, continuará sendo importado como gás natural liquefeito (GNL) no mercado *spot* e de curto prazo, a um preço quase 50% acima do preço nacional. Isso dificulta o estabelecimento de uma matriz de preço e ainda contamina o mercado de energia elétrica que não prevê a remuneração dos custos fixos do suprimento de gás nos leilões de geração de energia elétrica.

Entretanto, no cenário maranhense nada indica que haverá uma diminuição no despacho termelétrico, que mesmo depois da superação da atual crise hídrica, tenderá a operar como um regime de geração de base, haja vista o perfil hidrotérmico de nossa matriz elétrica e a necessidade crescente do Operador Nacional do Sistema (ONS) autorizar despachos térmicos para compensar (*backup*) a intermitência da geração eólica em franca expansão na matriz elétrica nacional.

Assim, o mercado local, dificilmente será inundado com oferta de GN abundante e barato, como vislumbram alguns analistas. E mesmo que houvesse sobra disponível para o mercado industrial, residência e veicular local, o mesmo ficaria sem condições de oferta e competitividade pela ausência de gasodutos físicos e “virtuais” capazes de entregá-lo nos

centros de consumo no Estado do Maranhão e fora dele.

O Maranhão não se encontra interligado à rede nacional de gasodutos e muito menos conta com uma rede isolada local. O único gasoduto de transporte existente se encontra na própria área da UTE Parnaíba, numa distância inferior a 4 km, oriundo da Unidade de tratamento de Gás (UTG) da PGN/ENEVA. Os outros gasodutos tão propalados pela mídia, são na verdade gasodutos de transferência, que apenas levam o GN produzidos nos poços para as unidades de coleta e de tratamento.

Assim, é fundamental que o Estado do Maranhão, como responsável pela elaboração de políticas de fomento de desenvolvimento de suas cadeias produtivas, em plena sintonia com o Governo Federal e outros agentes do setor de O&G como produtores, distribuidores e consumidores de GN, passem a emitir sinais econômicos confiáveis e de longo prazo -de 10 a 20 anos, para incremento da oferta e da demanda, de forma absolutamente casada e integrada, encontrando novos caminhos mercadológicos para consolidação da cadeia gaseífera do Estado.

Quanto maior o volume de gás produzido, maior será a receita estadual gerada pelo imposto de circulação de mercadoria e serviços sobre transporte e comercialização e os *royalties* pagos ao Estado e municípios envolvidos na produção. Somente em 2014 e 2015, o Governo do Maranhão, as Prefeituras municipais de Santo Antônio dos Lopes e Capinzal do Norte, além dos proprietários de terra envolvidos na cadeia industrial do GN, receberam de *royalties* e participação especial quase 130 milhões de reais da PGN.

A descrição de novas possibilidades de incremento do GN vai ao encontro da política nacional energética estabelecida pela Lei federal 9478/97, a chamada Lei do Petróleo, que determina, como diretriz fundamental, o incremento do gás com bases econômicas, isto é, comprometida com o aumento da sua inserção na matriz energética nacional.

Em todas as propostas de novos usos para o GN, expõem-se exemplos de boas práticas ambientais e os aspectos que deverão ser levados em conta pelos produtores, distribuidores e consumidores para se ter um desenvolvimento sustentável da cadeia gaseífera em questão, com preservação ambiental, geração de riquezas e inclusão social.

Com esse propósito expõe-se várias possibilidades de incremento do uso do GN, como abertura do mercado de gás natural veicular (GNV) para atendimento de parte da frota maranhense, pública e privada, do mercado de gás natural doméstico (GND) para aquecimento de água, cocção e climatização, e do mercado do gás natural industrial (GNI) para uso em atividade produtivas do parque industrial já instalado no Estado.

Importante que se faça uma exortação ao poder público estadual para que sejam implantadas política de fomento e consolidação do mercado de exploração e produção (E&P), de distribuição e de consumo do GN, proporcionando infraestrutura de transporte e ampliação dos incentivos fiscais para ampliação da demanda de uso do gás processado, ao mesmo tempo que seja mostrado à iniciativa privada aspectos importantes dessa cadeia produtiva e os desafios que precisam ser vencidos para sua consolidação no Maranhão.

### **1.1 Justificativa**

Apesar do Estado do Maranhão ser, hoje em dia, o sexto maior produtor de GN do Brasil, e apresentar uma grande potencial de incremento da produção gaseífera nos blocos concedidos nas duas últimas rodadas de leilão da ANP, temos uma cadeia industrial monotemática voltada para a produção de energia termelétrica, cuja produtora de energia pertence ao mesmo grupo empresarial que também explora e produz todo GN consumido pela UTE. Essa verticalização reduz custos, mas também gera uma certa indolência do produtor na procura de novos mercados de consumo para seu gás produzido, haja vista o uso prioritário para geração complementar de energia, mesmo em caso de eventual diminuição do despacho elétrico, se determinada pela ONS.

Assim, pouco estudo se produziu sobre esse tema, na tentativa de oferecer respostas de como se incrementar a base econômica do GN conforme exigência da Lei do Petróleo, em seu inciso VI do art. 1º, ou seja: expandir a inserção do GN na matriz energética nacional.

Portanto, esta pesquisa acadêmica busca oferecer respostas para uma questão que, aos pouco, se mostrará importantíssima na Ordem do Dia da cadeia industrial do gás no Estado do Maranhão. Respostas essas que, implementadas ou não, servirão para alimentar um contínuo debate técnico e mercadológico do que deve ser feito para consolidar essa importante atividade econômica que ajuda a desenvolver e gerar riquezas, trabalho e renda no território maranhense, principalmente nas áreas mais precárias de baixo Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM), como é o caso dos municípios onde os blocos estão localizados, distante das ações mais diretas do governo estadual.

O Macrozoneamento Ecológico-Econômico do Maranhão apresenta um IDHM nas regiões dos blocos de gás concedidos pela ANP, que saiu da faixa de 0,26 a 0,499, em 2000, chegando ao patamar de 0,5 a 0,599 em 2010, graças a ações conjuntas dos governos federal e estadual. (EMPRABA, 2013). Dificilmente esse índice poderá aumentar sem a

participação direta do mercado na sua capacidade inata de aumentar o PIB a partir da geração de riqueza, renda e trabalho. Sabe-se que só o desenvolvimento dessa cadeia produtiva de gás natural poderá ajudar essas áreas distantes do Maranhão a alavancar os índices de IDHM com maior rapidez se comparada a qualquer outra ação de governo.

Por isso, justifica-se a realização deste trabalho de dissertação como uma tentativa acadêmica e profissional de buscar resolver uma importante questão a ser posta sobre quais as alternativas para incrementar a inserção do GN na matriz energética nacional e expansão de uma cadeia produtiva com forte capacidade de ensejar desenvolvimento sócio-econômico e sustentável para uma região distante das ações mais diretas do governo estadual.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Gerais

- a) Promover uma ampla discussão sobre a importância estratégica da cadeia gaseífera maranhense e principais ações de governo para fomento e incremento da mesma;
- b) Subsidiar com dados e informações coletadas uma política de governo que garanta novos *players* na cadeia gaseífera maranhense a partir da ampliação do segmento de *midstream*.

### 1.2.2 Específicos

- a) Analisar todos os segmentos da cadeia gaseífera em seus nichos posicionais: *upstream*, *midstream* e *downstream*;
- b) Indicar possibilidades de substituição dos energéticos convencionais (lenha, carvão vegetal, óleos combustíveis, etc.) por GNI, nas indústrias instaladas no Maranhão como forma de melhorar a qualidade e agregação de valor em produtos finais;
- c) Apresentar um esboço do modelo de negócio específico para o gasoduto de Santo Antônio dos Lopes até Açailândia para desenvolvimento do DRI/HBI no polo guseiro de Açailândia-MA;

### 1.3 Estrutura do Trabalho

Além da perspectiva de abranger todo um conjunto de análise da situação da cadeia gaseífera do Estado do Maranhão, onde se formula um diagnóstico crítico e se apresentam ações que poderão ser tomadas para ampliação e consolidação do uso do GN no território maranhense, além desse presente capítulo de Introdução que lista justificativa, objetivos gerais e específicos e metodologia utilizada, esta dissertação ainda é composta por outros seis capítulos.

No segundo capítulo apresentam-se um cenário histórico da evolução do mercado de gás no mundo, no Brasil e no Maranhão, mostrando-se antes o que é o gás natural, seus conceitos e classificação, suas principais características físicas, químicas, mercadológicas e macroeconômicas, dando suporte para que ele seja entendido como um energético de baixa pegada ambiental, seguro, não tóxico e de demanda crescente e contínua.

No terceiro capítulo, apresentam-se a cadeia de valor da GN com seus três segmentos *upstream*, *midstream* e *downstream*, focando nas suas descrições e seus diagnósticos e dando um panorama geral de como eles se estabelecem no Maranhão. Mostra-se também desenvolvimento histórico do marco regulatório do setor e como atua a ANP.

No quarto capítulo apresenta-se a questão ambiental da cadeia gaseífera, com todas as nuances que conferem ao GN o título de combustível fóssil menos impactante. Mostra-se o passo-a-passo de como deve ser submetido um pedido de licenciamento ambiental para as atividades da cadeia gaseífera.

No quinto capítulo expõem-se as perspectivas de incremento do GN no Estado do Maranhão. Listam-se os principais desafios a serem vencidos pela União e agentes da cadeia da indústria do gás, bem como se faz um apanhado de todos os empreendimentos que podem vir a utilizar o GN em seus processos produtivos, quer seja substituindo seus.

No sexto capítulo apresenta-se uma proposta para definição de diretrizes Políticas estaduais para enfrentar seus próprios desafios ajudar no incremento e consolidação da cadeia gaseífera do Estado, que vão desde estabelecer programas de financiamento, Parceria Público-Privada (PPP), até o estabelecimento de políticas fiscais mais agressivas e compromissos de governança de bem utilizar os recursos oriundos dos *royalties* e participações especiais. Nesse capítulo apresentam-se três propostas para possibilitar que o GN produzido no Maranhão possa servir ao consumo do parque industrial, das residências, do comércio e do uso veicular.

No sétimo apresenta-se um estudo detalhado de um plano de negócio proposto para incrementar o polo de ferro gusa de Açailândia, através da implantação de uma nova

linha de produtos de alto valor agregado a partir do uso do GN, que seria fornecido por um gasoduto de Capinzal do Norte até Açailândia –MA, aqui denominado de Gascan.

No capítulo seguinte faz-se uma síntese dos resultados esperados e comentam-se as perspectivas apresentadas de um ponto de vista estratégico e macroeconômico para o mercado de O&G no Maranhão.

No nono capítulo é dedicada uma atenção especial ao fechamento das ideias propostas e a formulação de comentários conclusivos do presente estudo.

Finalmente no décimo e último capítulo, apresentam-se os conjuntos de obras, leis e importantes links que permitiram um embasamento seguro e correto dos conceitos aqui apresentados.

## 2 METODOLOGIA

A metodologia crítica utilizada baseou-se em pesquisa qualitativa e documental, com consulta às informações técnicas, macrozoneamento ecológico-econômico do Estado do Maranhão (ZEE), planos decenais de expansão do setor do governo federal, programas ministeriais, notas técnicas da ANP, documentos elaborados por órgãos públicos e privados relacionados ao desenvolvimento regional do setor de E&P e O&G no território maranhense; dados socioeconômicos, populacionais, econômicos, consumo de energia, tamanho da frota circulante; as vocações industriais, estudos de *benchmarking* para conceber soluções e alternativas de novas demandas já consolidadas em mercados estrangeiros como EUA, França, Espanha, etc. Além de consultas e entrevistas informais para sondagem da opinião de especialistas, professores do curso petróleo e gás, servidores públicos, economistas, empresários ligados a Federação das Indústrias do Estado do Maranhão –FIEMA, secretários de Estado, deputados estaduais, vereadores e engenheiros do setor e clientes de GN processado.

Para exame crítico das propostas elaboradas utilizou-se a apresentação prévia do trabalho em seminários de discussões. Uma versão do presente trabalho intitulada “Perspectivas de Incremento da Demanda de gás Natural no Estado do Maranhão” foi apresentado no âmbito de um seminário realizado pela Coordenadoria do Curso de Petróleo e Gás da Universidade do CEUMA- UniCEUMA, intitulado 2º workshop de Engenharia de Petróleo, para um público de alunos do curso, especialistas, mestres e doutores da área de O&G. O referido evento funcionou como uma espécie de filtro intersubjetivo para avaliação geral das propostas apresentadas de ação política para desenvolvimento da cadeia gaseífera. O evento contou com a participação do atual Coordenador do Colegiado do Mestrado de Energia e Ambiente da PPGEA, Professor Doutor Adeilton Maciel.

### 3 O GÁS NATURAL

#### 3.1 Conceito e Classificação do Gás Natural (GN)

O gás natural não é um derivado do petróleo. Na sua forma bruta é uma fonte fóssil primária de energia, pois se encontra disponível na natureza, assim como outros combustíveis crus. É formado pela decomposição de camadas de restos animais e vegetais, soterradas por milhões de anos e sujeitas a intenso calor e pressão e composto basicamente por uma mistura de hidrocarbonetos leves, de baixa massa molar como metano, etano, e outros gases que se encontram em estado gasoso ou associado ao óleo nas condições originais de temperatura e pressão do reservatório e depois de extraído se mantenha no estado gasoso nas condições normais de temperatura e pressão (CNTP)(FRANCISCO, 2016).

O GN é extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou de reservatórios puramente gaseíferos, juntamente com gases úmidos, secos, residuais e gases nobres. Sua fórmula geral é  $C_nH_{2n+2}$ . Entre os elementos de sua composição, os que se apresentam em maior proporção são o etano ( $C_2H_6$ ), o metano ( $CH_4$ ), butano ( $C_4H_{10}$ ), o propano ( $C_3H_8$ ) e os hexanos ( $C_6H_{14}$ ). Quantitativamente 90% do seu volume tem um composto de misturas de etano e metano. Conforme se vê na tabela 1 abaixo.

**Tabela 1** – Componentes do GN em mol

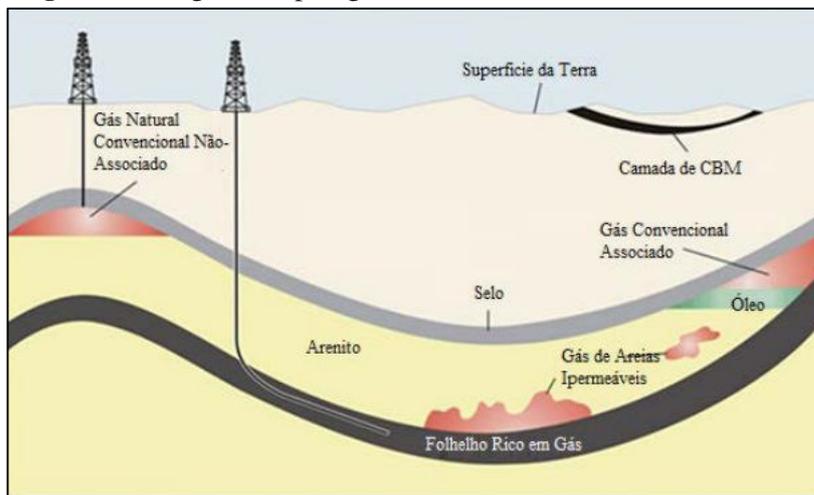
<b>Componentes do Gás Natural (% em mol)</b>		
	<b>Campos do Gás Natural</b>	<b>Gás Natural Liberado do óleo</b>
<b>Nitrogênio</b>	traços – 15%	traços – 10%
<b>Dióxido de Carbono</b>	traços – 5%	traços – 4%
<b>Gás sulfídrico</b>	traços – 3%	traços – 6%
<b>Hélio</b>	traços – 5%	traços – -
<b>Metano</b>	70 – 98%	45 – 92%
<b>Etano</b>	1 – 10%	4 – 21%
<b>Propano</b>	traços – 5%	1 – 15%
<b>Bultanos</b>	traços – 2%	0,5 – 2%
<b>Pentanos</b>	traços – 1%	traços – 3%
<b>Hexanos</b>	traços – 0,5%	traços – - 2%
<b>Heptanos +</b>	traços – - 0,5%	traços – 1,5%

Fonte: Thomas (2004)

O GN pode ser classificado como convencional e não convencional. O convencional é o tipo de gás que pode ser encontrado associado com o petróleo (gás associado) ou não associado ao petróleo (gás não associado). Entretanto, as maiores reservas no mundo são formadas por gás não convencional e, portanto, merecem ser mencionadas. São encontradas em formações geológicas distintas do gás convencional, tais como folhelhos, camadas de carvão, em rochas de baixa porosidade e permeabilidade, sobre o fundo sedimentar marinho, etc.

Na figura 1 mostra-se um diagrama locacional e topológico do gás não convencional, que dependendo do tipo de formação onde é encontrado pode ser classificado como *tight gas*, *coalbed methane*, *shale gas* e *hydrate gas*.

**Figura 1** - Diagrama topológico de GN



Fonte: EIA (2012)

O *tight gas* é um tipo de gás natural que se encontra confinado ou fechado em rochas reservatório com baixa porosidade e baixa permeabilidade ou até mesmo impermeáveis. Ele pode ser extraído através da mesma técnica de extração do gás de folhelho (*shale gas*) que é o fraturamento (*fracking*) hidráulico massivo. Hoje em dia, essa técnica está bastante desenvolvida nos EUA, conseguindo viabilizar uma grande indústria de produção de gás não convencional, que responde por mais da metade da oferta no mercado norteamericano, com grande capacidade de extração e com grandes ganhos econômicos.

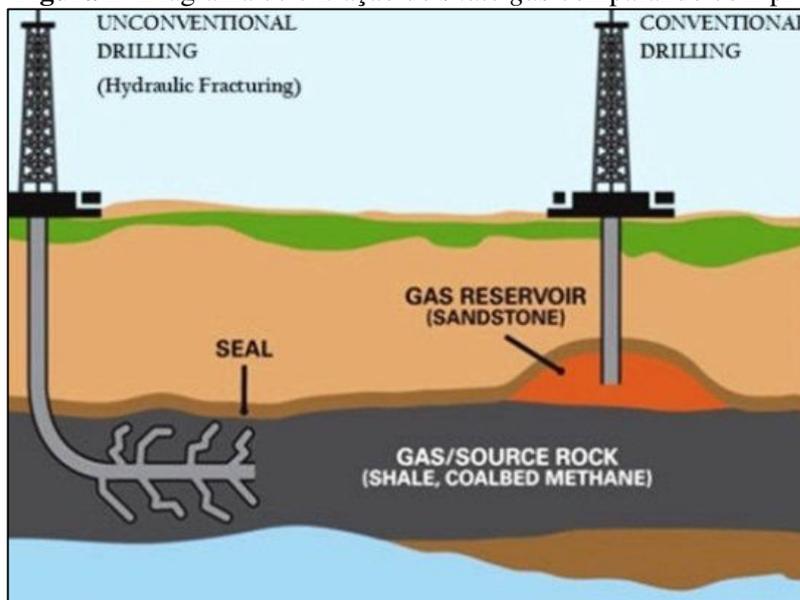
O *shale gas* é encontrado no interior de rochas sedimentares do tipo selante, porosa, porém muito impermeável, denominadas folhelho. Erroneamente é denominado gás de xisto, pois o xisto é uma rocha metamórfica que não admite a geração de gás.

O *shale gas* é obtido através do fraturamento hidráulico, uma técnica que rompe a rocha reservatório através de alta pressão hidráulica, introduzindo-se água, areia e uma mistura de quase 600 produtos químicos.

Há um alto risco ambiental na extração do gás de folhelho, pois o fraturamento poderá provocar a contaminação de lençóis freáticos. Não há estudos conclusivos que comprovem que a tecnologia usada na extração não ofereça riscos. Os produtores apostam numa nova técnica de extração, onde não são injetados substâncias químicas, mas micro-esferas de material plástico, numa técnica conhecida como *re-fracking*. Na figura 2 compara-se a técnica de fraturamento hidráulico com a técnica convencional para extração de gás. A figura 4 mostra uma fotografia da rocha de folhelho.

Não existem poços de extração de gás de folhelho em operação plena no Brasil, entretanto os estudos prévios expõem que o Brasil pode tornar-se o segundo maior produtor desse gás nas americas, só perdendo para os EUA. Sabe-se que a ANP pretende fazer testes experimentais com a técnica de fraturamento hidráulico em áreas da Bahia e Minas Gerais. Os estudos geofísicos e geotécnicos das bacias maranhenses indicam a existência de depósitos significativos de folhelhos.

**Figura 2** -Diagrama de extração do *shale gas* comparando com processo convencional



Fonte: Disponível em: <[www. Energy.alberta.ca](http://www.Energy.alberta.ca)>.

**Figura 3 - Rocha de folhelho**



Fonte: Disponível em:<[www.thomaswhite.com](http://www.thomaswhite.com)>.

Importante frisar que um tipo de gás não convencional, que deve dominar a matriz energética mundial nos próximos 20 anos, segundo a Agência Americana de Energia (IEA), é o hidrato de gás natural, também denominado de *clatrato* (do latim gaiola). É um composto sólido cristalino, parecido com gelo, sendo composto de pequenas cavidades que aprisionam moléculas de água associadas a moléculas de gases de peso molecular pequeno, como o metano - produzido por bactérias no pacote sedimentar, e o dióxido de carbono (SLOAN, 1998 apud CLENNELL, 2000). O hidrato é abundante nos sedimentos submarinhos nos taludes continentais, em fundo de lagos profundos e em regiões de *permafrost* (CLENNELL, 2000).

A quantidade de metano potencialmente armazenada em depósitos de hidrato natural é próximo a  $10^{17}$  metros cúbicos, o que os tornam de grande interesse como fonte de energia. A quantidade estimada de hidratos de gás no mundo equivale aproximadamente a duas vezes o total de todos os recursos convencionais de óleo e gás. Todavia, sua exploração ainda não é viável técnica e economicamente. Colapsos geológicos poderão liberar o gás metano, que é um Gás de Efeito Estufa (GEE) aprisionado no hidrato, para a atmosfera, e contribuir para o chamado “aquecimento global”. Mas os hidratos naturais de gás não contêm só metano, existe também o sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ ) e dióxido de carbono ( $CO_2$ ).

Infelizmente, essas formações de hidrato de gás também ocorrem em locais indesejáveis como no interior de tubulações de extração de petróleo e até mesmo no interior dos gasodutos. O prejuízo é causado pelos cristais de *clatrato*, mostrado na figura 4, que podem obstruir o fluxo de gás e quebrar válvulas e outros instrumentos.

**Figura 4** – Hidrato de gás

Fonte: Disponível em: <[www.lqes.iqm.unicamp.br](http://www.lqes.iqm.unicamp.br)>.

### 3.2 Caracterização físico-química, ambiental, mercadológica e macroeconômica do GN

As principais características do GN, sem especificar em qual forma processada se encontra (GNV, GND, GNI, GNL) estão apresentadas no Quadro 1, que revelam as vantagens e desvantagens do seu uso. Chama atenção a propriedade antidetonante do GN, que expressa sua capacidade de suportar altas taxas de compressão sem sofrer detonação. A Gasolina, por exemplo, suporta taxa de compressão de 8/1, o Etanol de 12/1 e o GNV de 14/1 a 16/1. O poder antidetonante varia numa relação diretamente proporcional com o Número de Octanagem (NO). O número de octano de um combustível é dado pelo percentual de isoctano e de heptano presente na sua composição.

**Quadro 1** - Características do GN

Físico-químicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poder calorífico superior a 9400 Kcal/m<sup>3</sup>.</li> <li>• É mais leve que o ar.</li> <li>• Não é tóxico. Sua inalação ou ingestão acidental não afeta à saúde.</li> <li>• Temperatura de ignição entre 593 e 704 °C.</li> <li>• Característica antidetonante.</li> <li>• Menor formação de depósitos.</li> <li>• Estreita faixa de inflamabilidade. Limite inferior é alto.</li> <li>• A probabilidade de explosão por escapamento é quase nula.</li> <li>• Chama altamente estável.</li> </ul>
-----------------	--

Ambientais	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior relação H/C (4:1).</li> <li>• Baixa presença de contaminantes.</li> <li>• Não emite particulados.</li> <li>• Rápida dispersão.</li> </ul>
Mercadológicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil adaptação nas instalações existentes.</li> <li>• Não corrói equipamentos e motores.</li> <li>• Menor custo de manuseio.</li> <li>• Combustão facilmente regulável.</li> <li>• Grande rendimento energético.</li> <li>• Admite grande variação de fluxo.</li> <li>• Menores prêmios de seguro.</li> <li>• Valor competitivo.</li> </ul>
Macroeconômicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversificação da Matriz Energética.</li> <li>• Fontes de importação regional.</li> <li>• Disponibilidade ampla, crescente e dispersa no mundo.</li> <li>• Redução do uso de transportes rodo-ferro-hidroviários.</li> <li>• Atração de capitais de risco externos.</li> <li>• Melhoria do rendimento energético.</li> <li>• Maior competitividade das indústrias.</li> <li>• Geração de energia junto aos centros de consumo.</li> </ul>

Fonte: Adaptado de Abreu e Martinez (1999).

### 3.3 Panorama de mercado do GN

#### 3.3.1 GN no Mundo

O GN já era conhecido pelas nossas civilizações ancestrais. Nos locais de onde brotava naturalmente, através de exsudações, os gregos, persas e babilônicos acendiam o que chamavam de “fogo eterno”.

Enquanto esses povos construía templos para celebrar o mágico e o religioso, na China, entre os séculos XVIII e XIX, eles erguiam fornos potentes sobre as emanações naturais do gás para fazerem a queima da cerâmica e para fundição de metais de forma ainda rudimentar. Além disso, os chineses utilizavam o gás para ferver a água do mar e obter sal.

No século XIX, o GN era tido como um subproduto desprezível da produção do petróleo. Era um passivo a ser descartado com prejuízos adicionais pelos produtores de petróleo e geralmente era descartado diretamente na atmosfera.

Somente no final do século XIX, depois da invenção do queimador Bunsen, que misturava diretamente o ar com o gás, é que o GN passou a ser utilizado na Europa com

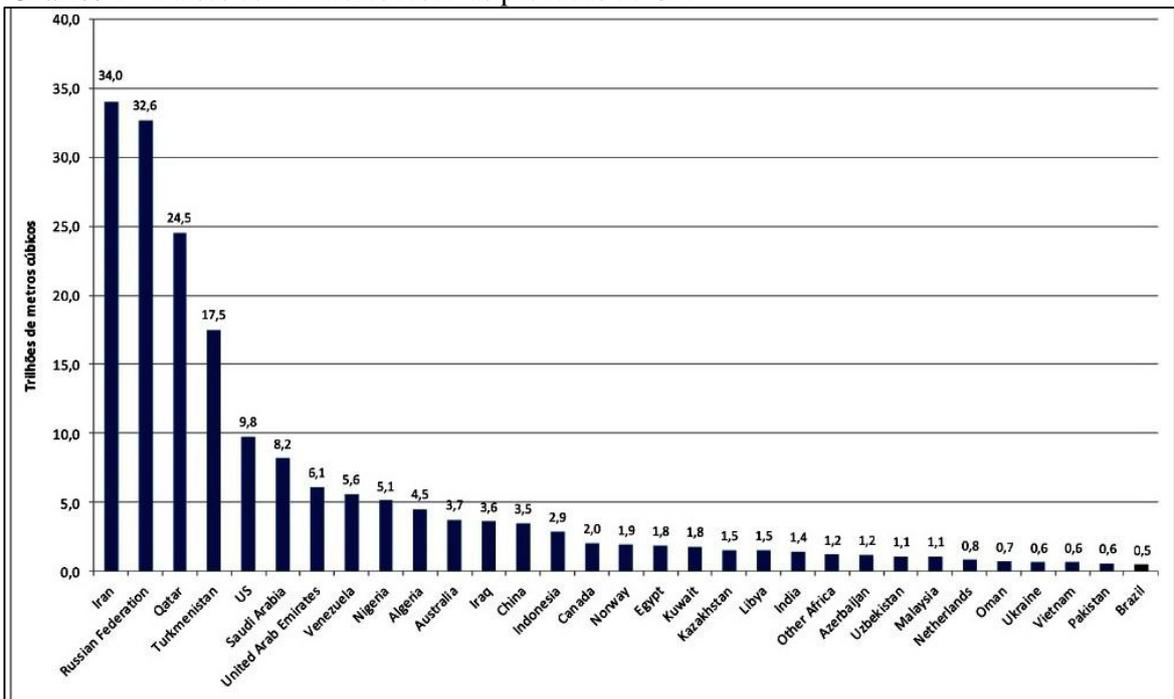
alguma finalidade produtiva. Nessa época, também foram desenvolvidas técnicas de construção de gasodutos com material e soldas resistentes e à prova de vazamentos.

Porém, os gasodutos ainda não eram confiáveis e o volume de GN transportado a grandes distâncias era muito pequeno. Assim, predominava na matriz energética europeia e dos EUA, o uso do carvão mineral e do óleo combustível. Somente entre 1927 e 1931, a construção de gasodutos começou a consolidar-se em linhas de médio porte. Só no final dos anos 30 foram construídas linhas de transporte de gás para longos percursos. Em 1935 surge a primeira edição da norma americana para transporte e distribuição de gás (ANSI/ASMEFDP B31.8, 2012).

No período pós-guerra, com o desenvolvimento de uma verdadeira indústria metalúrgica, com o aprimoramento das técnicas de soldagem e a percepção de finitude das grandes reservas petrolíferas, a indústria passou a utilizar mais responsavelmente o poder energético do GN. Foram implantados milhares de quilômetros de gasodutos que se espalharam pelos EUA. Daí o GN passou a ser utilizado em maior escala por vários outros países europeus, além do Canadá e Japão.

O País com maiores reservas provadas de GN é o Iran, com 35 trilhões de metros cúbicos, seguido pela Rússia, Catar, Turcomenistão e EUA. O Brasil está na 31ª posição com seus pequenos 0,5 trilhões de metros cúbicos de GN, conforme se vê no gráfico 1

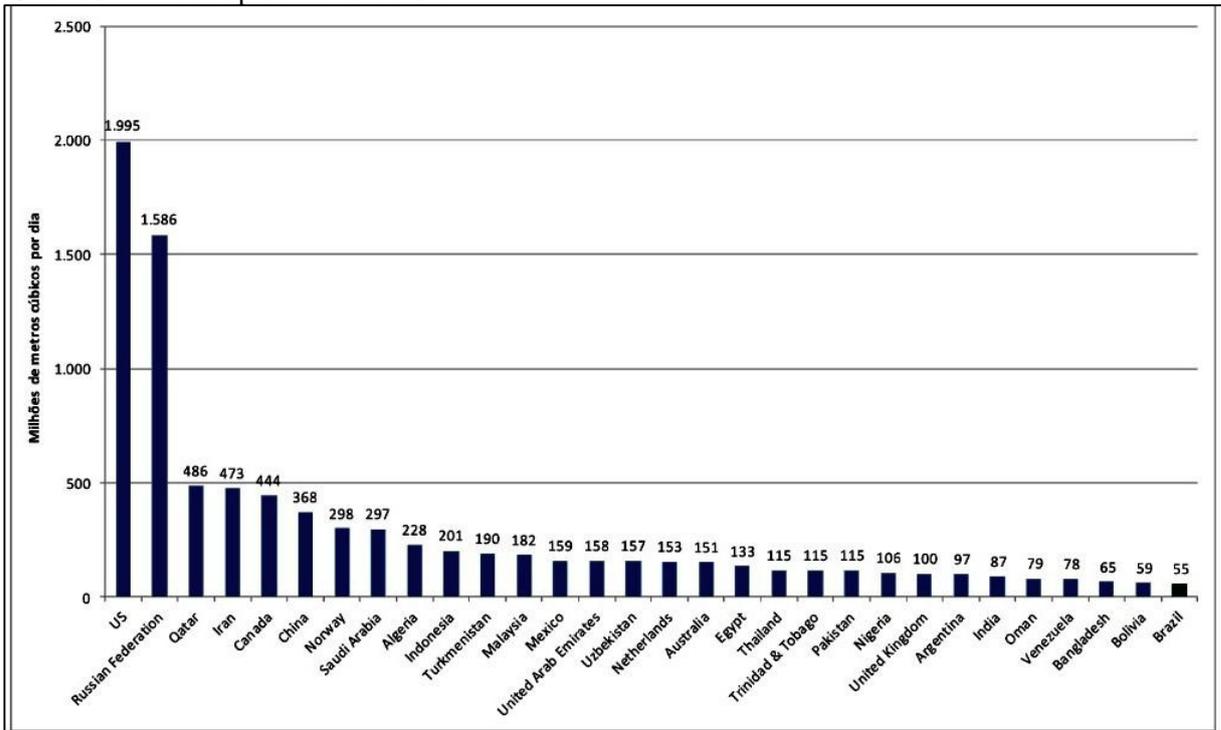
**Gráfico 1 – Países com maiores reservas provadas de GN**



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2015)

Entretanto, os EUA são os maiores produtores, conforme mostra o gráfico 2

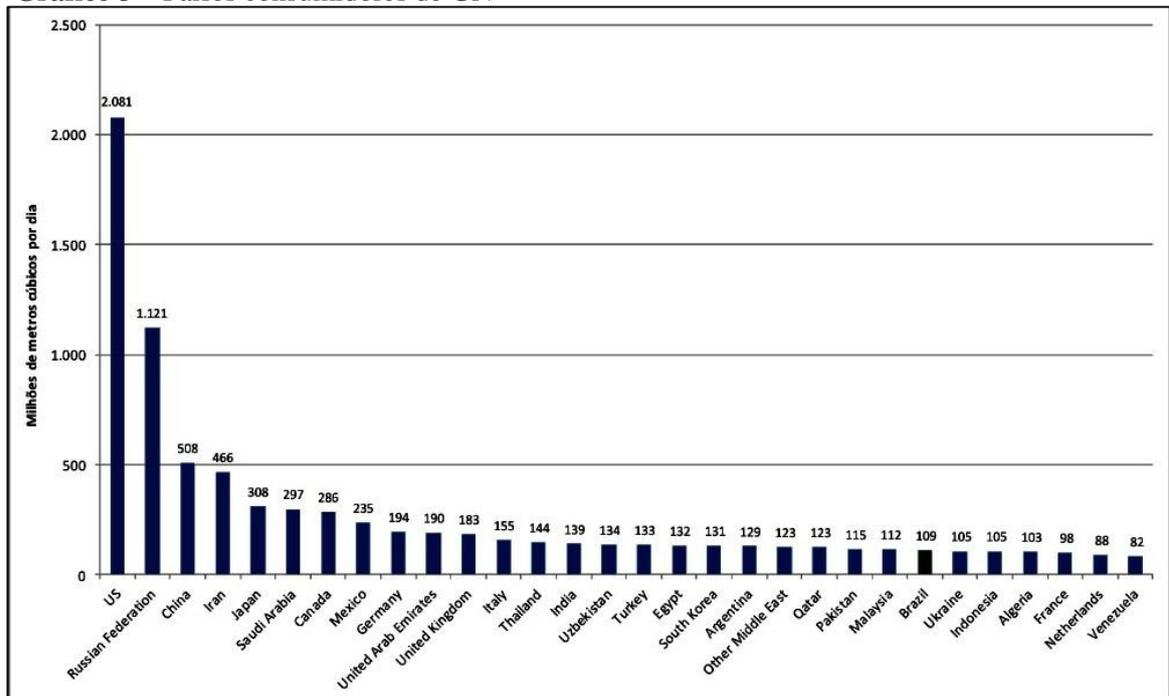
**Gráfico 2 – Países produtores de GN**



Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2015)

O histograma de consumo mostra os EUA liderando o consumo mundial, seguido pela Rússia e China, conforme se vê no gráfico 3

**Gráfico 3 – Países consumidores de GN**

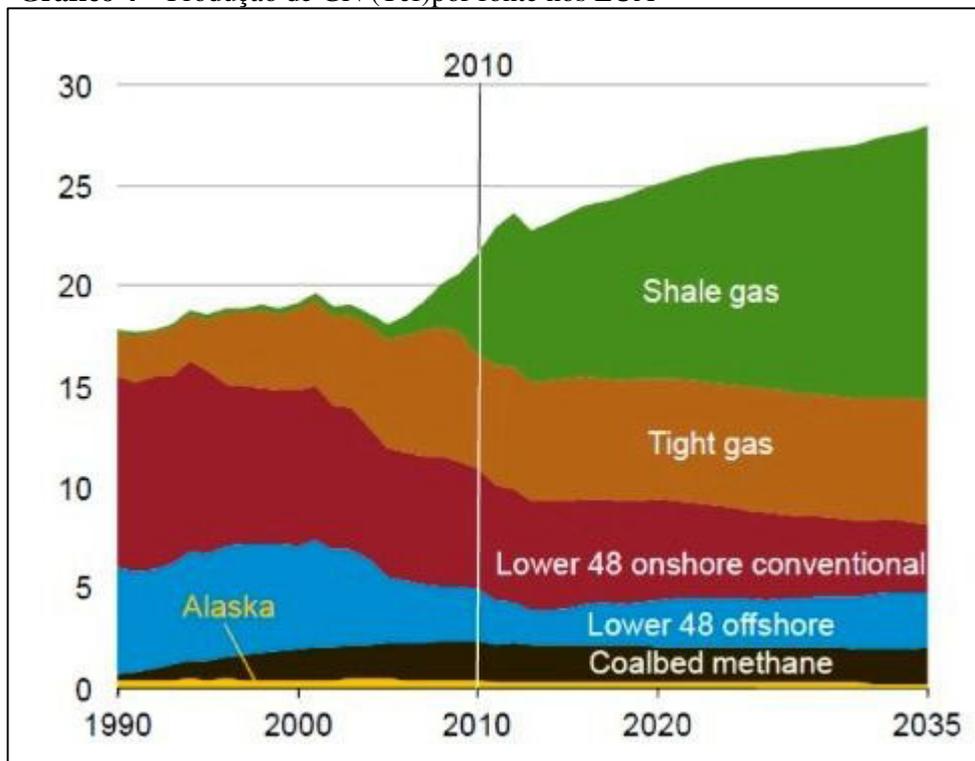


Fonte: BP Statistical Review of World Energy (2015)

O gráfico 4 expõe a composição de recursos convencionais e não convencionais produzidos pelos EUA, onde se observa que a participação do *shale gas* é crescente desde 2006, rivalizando com a produção convencional de GN. A cadeia do *shale gas* gerou, em 2012, mais de 2,1 milhões de empregos nos EUA, contribuindo com cerca de US\$ 284 bilhões para o PIB do país e US\$ 74 bilhões em *royalties* e impostos.

Até 2025, a estimativa é que sejam gerados 3,9 milhões de empregos, de forma que essa cadeia passe a contribuir com US\$ 533 bilhões no PIB do país, gerando uma arrecadação de US\$ 1,6 trilhões em *royalties* e impostos.

**Gráfico 4** – Produção de GN (Tcf) por fonte nos EUA



Fonte: IEA (2012)

A tabela 2 apresenta um resumo com dados sobre o mercado mundial de GN, com destaque para os preços médios em US\$ por milhão de BTU (unidade de medida não métrica de poder calorífico utilizada nos EUA e Reino Unido e equivalente a 252,2 calorias).

**Tabela 2** – Dados sobre mercado mundial de GN

<b>CARACTERÍSTICAS (ano 2014)</b>	<b>Valor /Quantidade</b>
<b>RESERVAS PROVADAS</b> (elevado grau de certeza de recuperação comercial com base em dados geológicos e de engenharia)	187,1 trilhões de m <sup>3</sup>
<b>PRODUÇÃO</b>	3,5 trilhões de m <sup>3</sup>
<b>CONSUMO</b>	3,4 trilhões de m <sup>3</sup>
<b>PREÇO MÉDIO (US\$/milhões de BTU) /março /2016</b>	
<b>Gás Russo</b>	4,99
<b>Henry Hub</b>	1,72
<b>Brent</b>	6,81
<b>WTI</b>	6,69

Fonte: ANP (2016); Brasil (2016)

### 3.3.2 GN no Brasil

As primeiras experiências do Brasil com gás foram em 1828 no Rio de Janeiro e em 1872 em São Paulo. Em ambos os casos, o gás era utilizado para iluminação pública. Depois foram substituídos por geradores elétricos. A utilização efetiva do GN no Brasil começou em 1940, com as descobertas de reservatórios de óleo e gás na bacia de Candeias no Recôncavo Baiano, seguidas das descobertas em Sergipe e Alagoas. Toda produção era suficiente apenas para fabricação de insumos industriais e combustíveis, na Refinaria Landolfo Alves de Mataripe (RLAM) e para atendimento do Polo Petroquímico de Camaçari. O início das explorações *offshore* se iniciaram em 1968, no campo de Guaricema-SE.

O primeiro reservatório de grande porte do Brasil foi o de Garoupa, na Bacia dos Campos, Rio de Janeiro. Com essa descoberta as reservas provadas quadruplicaram nesse período que coincide com a crise de 1970, no Oriente Médio. Nesse período, a participação do GN na matriz energética nacional era de 2,7%.

Em 1987, quando dos primeiros contratos de compra de gás da bacia de Campos, o MME instituiu o PLANGAS (Plano Nacional do Gás). Em 1992, uma segunda edição do plano pretendia incrementar a participação do gás de 2% até 12% na matriz energética nacional (FGV, 2014). Entretanto, ambos os planos fracassaram. Em 1999 com a entrada da operação do Gasbol (Gasoduto Brasil-Bolívia) o Brasil passou a consumir mais 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Essa grande oferta quase instantânea de GN fomentou um mercado de consumo ávido por GN, barato e abundante. Em 2001 com o “apagão elétrico” do governo FHC, o CNPE instituiu o Programa Prioritário de termoeletricas (PPT) como forma de garantir uma capacidade emergencial de caráter complementar a hidroeletricidade.

Em 2006, com a crise desencadeada pela nacionalização do setor de hidrocarboneto pela Bolívia, que derrubou o consumo de GN, principalmente do GNV que já abastecia uma frota de mais de 1,7 milhões de veículos, o governo lança um novo PLANGAS (Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural) voltado para o incremento da produção nacional na ordem de 55 milhões de metros cúbicos por dia até o final de 2010. Também falhou.

Até 2011, era o setor industrial que respondia por quase 70% do consumo de GN no Brasil. A partir de 2013, a forte crise hídrica e a existência de uma capacidade emergencial baseada no uso complementar da energia térmica, desenhada em 2001, contribuiu para o incremento do uso do GN na matriz nacional.

O rápido crescimento da demanda chegando a quase 50% do consumo, provocou uma inesperada insegurança provocada pelas interrupções intermitentes no fornecimento boliviano, levando a Petrobrás a diversificar a oferta de GN, investindo no aumento da produção nacional e na construção de infraestrutura de portos para a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL), comprado no mercado *spot* de curto prazo.

A Petrobrás então garantiu a construção dos terminais de importação de GNL, um no Rio de Janeiro e outro em Pecém-CE. Em 2014, o Brasil já importava quase 50 milhões de metros cúbicos por dia, metade da oferta nacional, numa curva que aponta para o aumento dessa tendência de importação. A situação futura é de maior risco com os anunciados boicotes de venda de gás ao mercado brasileiro pelo governo de Evo Morales devido a crise política brasileira de 2016 e a proximidade do vencimento do contrato de suprimento em 2019, além do que a Bolívia tem compromissos de atender o mercado de GN da Argentina.

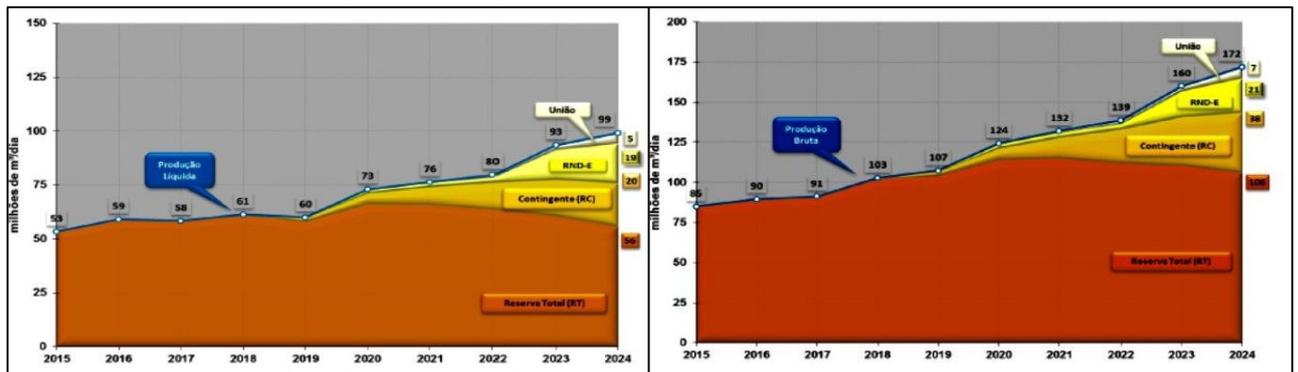
A superação dessa questão ainda está por ser construída. A maior parte das reservas provadas brasileiras de GN está localizada no mar e é predominantemente associada ao petróleo. Da mesma forma que os EUA surpreenderam o mundo com o desenvolvimento

de tecnologias de extração do *Shale gas* com faturamento hidráulico e perfuração direcional intensiva (EIA, 2013), a Petrobrás abre uma nova fronteira de gás na região do pré-sal brasileiro. A produção ainda modesta saltou de 2 milhões de metros cúbicos por dia em 2010 para mais de 16 milhões de metros cúbicos por dia em 2014. Grande parte do gás produzido é reinjetado ou queimado (*flaring*). Em 2014, enquanto operadora de blocos, produziu 91% do petróleo e 92% do gás da produção nacional (ANP, 2015).

Apesar da grande demanda por GN para uso termoelétrico, o Plano Decenal de Expansão de Energia prevê pequeno incremento de apenas 1.447 MW em 2022, contra quase 35.000MW a ser adicionado entre 2014 e 2020. No leilão de energia de reserva A-5 ocorrido em novembro de 2014, só houve propostas para energias intermitentes como eólica e solar.(BRASIL, 2015).

O gráfico 5 mostra a evolução da produção líquida e da produção bruta de GN para o Brasil no horizonte de 2024.

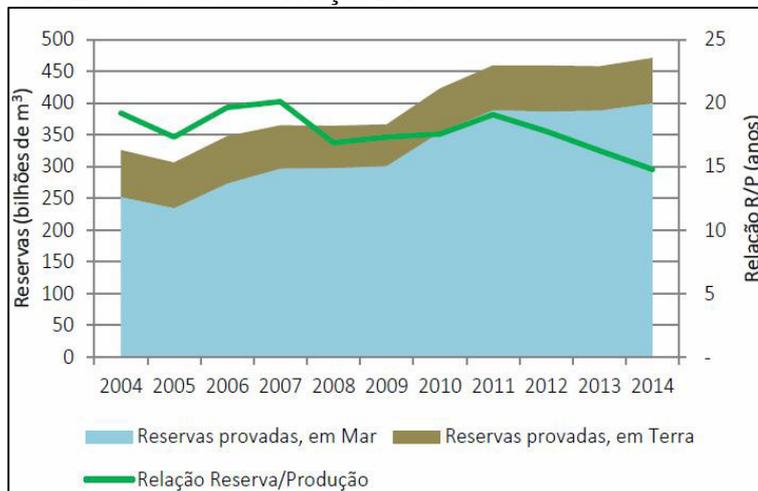
**Gráfico 5 – Evolução das produções líquida e bruta de GN no Brasil**



Fonte: Brasil (2016)

O gráfico 6 mostra a evolução das reservas provadas brasileiras de gás natural e da relação R/P, de 2004 a 2014.

**Gráfico 6 – Curva da relação R/P**



Fonte: Brasil (2015)

A tabela 3 apresenta um resumo do mercado de GN no Brasil

**Tabela 3** – Dados sobre mercado brasileiro de GN

<b>CARACTERÍSTICAS (ano 2014)</b>	<b>Valor/Quantidade</b>
<b>RESERVAS PROVADAS</b> (elevado grau de certeza de recuperação comercial com base em dados geológicos e de engenharia)	471,1 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>RESERVAS TOTAIS</b>	859,3 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>PRODUÇÃO NACIONAL</b>	31,895 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	17.398 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>EXPORTAÇÃO:</b>	0,09 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>AJUSTES, QUEIMA, PERDAS E REINJEÇÃO</b>	7.700 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>OFERTA TOTAL - (PERDAS, DESEQ. AJUSTES) = CONSUMO+DEMANDA</b> LGN: 1.565 bilhões de m <sup>3</sup> Consumo próprio: 11.774 bilhões de m <sup>3</sup> Demanda/Venda de GN: 28.266 bilhões de m <sup>3</sup>	41.600 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>PREÇO REFERENCIA DO GN</b> – o preço de referencia é igual a média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário sem tributos acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte (decreto 2.705/1998) ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP	US\$ 229,31/mil m <sup>3</sup> R\$ 529,09/mil m <sup>3</sup>
<b>DESTAQUE: O Brasil ocupou a 31ª posição no ranking mundial de reservas de GN</b>	31 <sup>a</sup>

Fonte ANP (2015)

A seguir a tabela 4 apresenta um balanço atualizado do GN no Brasil.

**Tabela 4 - Balanço atualizado do GN no Brasil**

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2011	Média 2012	Média 2013	Média 2014	Média 2015	2016												Média 2016
						jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	
Produção nacional	65,96	70,58	77,19	87,38	96,24	97,25	101,19	90,36										<b>96,15</b>
Reinjeção	11,06	9,68	10,64	15,73	24,29	30,43	29,36	28,35										29,38
Queima e perda	4,81	3,95	3,57	4,44	3,83	3,27	4,71	4,64										4,20
Consumo nas unidades de E&P	10,15	10,57	10,85	11,46	12,20	12,47	12,25	11,95										12,22
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	3,43	3,52	3,56	3,59	3,77	3,26	3,28	3,49										3,34
<b>Oferta Nacional</b>	<b>36,51</b>	<b>42,37</b>	<b>48,57</b>	<b>52,17</b>	<b>52,15</b>	<b>47,82</b>	<b>51,59</b>	<b>41,92</b>										<b>47,01</b>
Importação - Bolívia	26,84	27,54	31,75	32,83	32,03	31,70	30,58	31,06										31,12
Importação - Argentina	0,00	0,00	0,16	0,18	0,46	0,00	0,00	0,00										0,00
Regaseificação de GNL	1,65	8,50	14,56	19,92	17,94	14,07	10,01	6,45										10,18
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>28,48</b>	<b>36,04</b>	<b>46,47</b>	<b>52,93</b>	<b>50,43</b>	<b>45,77</b>	<b>40,59</b>	<b>37,50</b>										<b>41,30</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>64,99</b>	<b>78,91</b>	<b>95,05</b>	<b>105,10</b>	<b>102,58</b>	<b>93,58</b>	<b>92,18</b>	<b>79,43</b>										<b>88,31</b>
Consumo - GASBOL	0,93	0,93	1,17	1,22	1,19	1,25	1,18	1,35										1,26
Consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	2,51	2,95	2,54	4,61	2,75	4,16	4,53	2,01										3,54
<b>Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes</b>	<b>3,44</b>	<b>3,88</b>	<b>3,70</b>	<b>5,83</b>	<b>3,94</b>	<b>5,41</b>	<b>5,71</b>	<b>3,36</b>										<b>4,81</b>
Industrial	41,03	42,00	41,81	42,98	43,61	39,61	40,29	39,45										39,77
Automotivo	5,40	5,32	5,13	4,96	4,82	4,61	4,85	4,99										4,80
Residencial	0,87	0,92	1,00	0,97	0,97	0,72	0,92	0,91										0,85
Comercial	0,68	0,72	0,75	0,77	0,79	0,69	0,80	0,81										0,76
Geração Elétrica	10,39	23,03	40,08	46,84	45,90	39,52	36,40	26,90										34,23
Co-geração	3,01	2,92	2,46	2,57	2,50	2,28	2,48	2,46										2,41
Outros (inclui GNC)	0,17	0,11	0,10	0,17	0,04	0,74	0,73	0,60										0,69
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>61,55</b>	<b>75,03</b>	<b>91,34</b>	<b>99,26</b>	<b>98,83</b>	<b>88,17</b>	<b>86,47</b>	<b>76,07</b>										<b>83,51</b>

Fonte Brasil (2016)

### 3.3.3 GN no Maranhão

Em 1951, foi perfurado o primeiro poço em porção emersa da bacia de Parnaíba, Em 1959, foi perfurado o primeiro poço em porção emersa da bacia de Barreirinhas. Daí, até 1976, foram perfurados 71 poços, criando assim o primeiro ciclo exploratório *on shore* da bacia de Barreirinhas. Na década de 80 foi iniciado o segundo ciclo exploratório dessa bacia, com perfuração de 31 poços e aquisições geofísicas de métodos potenciais e sísmica terrestre e marinha. A partir do ano 2000, foi iniciado o terceiro ciclo com perfuração de três poços em águas profunda e com levantamento sísmico em 2D e 3D.

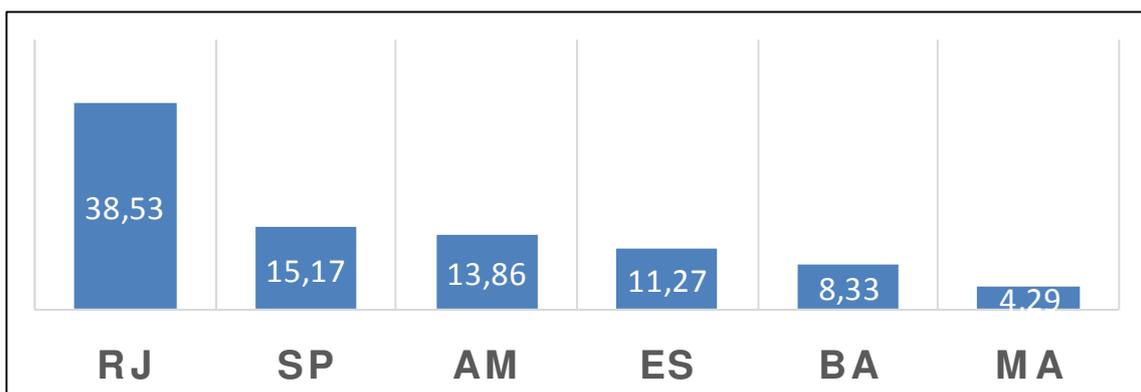
Em 2002, o governo do Estado do Maranhão criou sua primeira empresa de gás, a GASMAR.

Em 2007, aconteceu a 9ª Rodada ANP que colocou em leilão 10 blocos da bacia do Parnaíba. Em 2010 foi realizada a primeira descoberta comercial com o poço Gavião Azul e em 2011 com o poço Gavião Real. Em 2013 aconteceu a 11ª Rodada da ANP, onde cerca de 54 blocos ofertados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), fazem parte das bacias do Parnaíba (terrestre), bacia do Pará-Maranhão e bacia de Barreirinhas (marítimas).

Havia uma estimativa, aparentemente frustrada em 2014, que somente nos 20 blocos da bacia de Barreirinhas haveria uma reserva de 56 trilhões de pés cúbicos de GN e 1,9 bilhões de barris de petróleo.

O Maranhão produz quase 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GN e deverá chegar a 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A partir de 2016. Isso faz com que o Estado ocupe, hoje em dia, o posto de 6º maior produtor do país e possa ultrapassar a posição da Bahia, hoje o a quinto maior Estado produtor, conforme se vê no gráfico 7.

**Gráfico 7** – Histograma da produção diária de GN em Milhões de m<sup>3</sup>



Fonte: Brasil (2016)

Os 34 blocos das Bacias do Pará-Maranhão e de Barreirinhas, na plataforma continental (marítima), ofertados nessa 11ª rodada da ANP são bastante promissores. Na Bacia Pará-Maranhão, localizada na porção norte da plataforma continental brasileira (Margem Equatorial), na costa dos Estados do Pará e Maranhão, serão ofertados oito blocos no mar. Na bacia marítima de Barreirinhas serão ofertados 26 blocos no mar.

De acordo com a ANP, a Bacia de Barreirinhas apresenta grande potencial petrolífero, pois possui sistema petrolífero ativo comprovado e ocorrência de hidrocarbonetos em vários poços perfurados. Expectativa para petróleo leve e condensado (ANP, 2015).

Em 2015, na 13ª rodada da ANP foram ofertados 22 blocos na bacia do Parnaíba com características geofísicas semelhantes ao campo de Gavião Real do Parque dos Gaviões, que está entre os 20 maiores campos do Brasil.

A tabela 5, mostra as reservas provadas nas partes terrestre das bacias no Maranhão que chegam ao valor de 12 trilhões de metros cúbicos, segundo informa a ANP.

**Tabela 5 – Reservas provadas do Brasil e do Maranhão**

RESERVAS PROVADAS (em milhões de m <sup>3</sup> )		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
BRASIL	Reservas	327.673	322.485	306.395	347.903	365.688	364.236	366.491	423.012	459.399	459.178	458.093	483.191	430.284
	R/P (anos)	26	24	21	24	25	21	22	23	23	21	21	22	19
	Terra	76.597	73.761	71.752	71.462	68.131	66.305	65.490	68.812	70.572	72.365	69.710	71.232	70.899
	Mar	251.075	248.724	234.642	276.441	297.558	297.931	301.002	354.200	388.827	386.812	388.382	411.959	359.385
	Gás Associado	178.411	182.195	188.914	209.022	217.764	229.209	228.629	286.590	332.490	330.231	345.775	380.151	345.727
	Gás Não Associado	149.262	140.290	117.482	138.881	147.925	135.027	137.863	136.422	126.909	128.947	112.318	103.040	84.557
Maranhão	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748
	Terra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748
	Mar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gás Não Associado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.286	6.990	7.770	12.748

Fonte: Brasil (2016)

Algumas considerações importantes da ANP sobre o panorama maranhense de produção de GN:

- a) A Bacia do Parnaíba é uma Bacia de Nova Fronteira, porém com potencial petrolífero altamente promissor em razão das recentes descobertas de gás natural no Parque dos Gaviões;
- b) O Campo de Gavião Real está entre os 20 maiores campos de gás do país;
- c) Na área em oferta na 13ª Rodada foram mapeadas inúmeras estruturas semelhantes àquelas do Parque dos Gaviões;

- d) Os volumes de gás *in situ* não riscado (com maior risco por estarem em fase exploratória) estão estimados em 15 trilhões de pés cúbicos (Tcf) (2,7 bilhões boe).

O GN eventualmente descoberto e produzido no Maranhão poderá ser monetizado através das termelétricas para a geração de energia elétrica. A ANP vem investindo sistematicamente na aquisição de novos dados geológicos e geofísicos para aumentar o conhecimento geológico da bacia, reduzir o risco exploratório e atrair investimentos para a região; A Bacia do Parnaíba é a primeira bacia terrestre de nova fronteira a atrair investimentos privados das EAD, possivelmente associado ao potencial da bacia.

A tabela 6 apresenta um resumo do mercado maranhense de GN

**Tabela 6** – Dados sobre mercado maranhense de GN

<b>CARACTERÍSTICAS (ano 2014)</b>	<b>Valor /Quantidade</b>
<b>RESERVAS PROVADAS</b> (elevado grau de certeza de recuperação comercial com base em dados geológicos e de engenharia)	12,748 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>PRODUÇÃO</b>	2 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>IMPORTAÇÃO</b>	255,5 milhões de m <sup>3</sup>
<b>EXPORTAÇÃO:</b>	0
<b>AJUSTES, QUEIMA, PERDAS E REINJEÇÃO</b>	0
<b>OFERTA INTERNA /CONSUMO:</b> LGN: 0 Consumo próprio: 328,5 milhões de m <sup>3</sup> Venda de GN: 1,9 bilhões de m <sup>3</sup>	2,229 bilhões de m <sup>3</sup>
<b>PRINCIPAL DESTAQUE:</b> O Maranhão é destaque nacional na produção de GN Não Associado em bacias terrestres. O campo Gavião Real da Bacia do Parnaíba é o maior campo privado do Brasil. A partir de julho /16 o MA responderá por quase 10% do volume produzido no país.	9,2 milhões m <sup>3</sup> /dia

Fonte ANP (2015)

## 4 CADEIA DE VALOR DO GN NO MARANHÃO

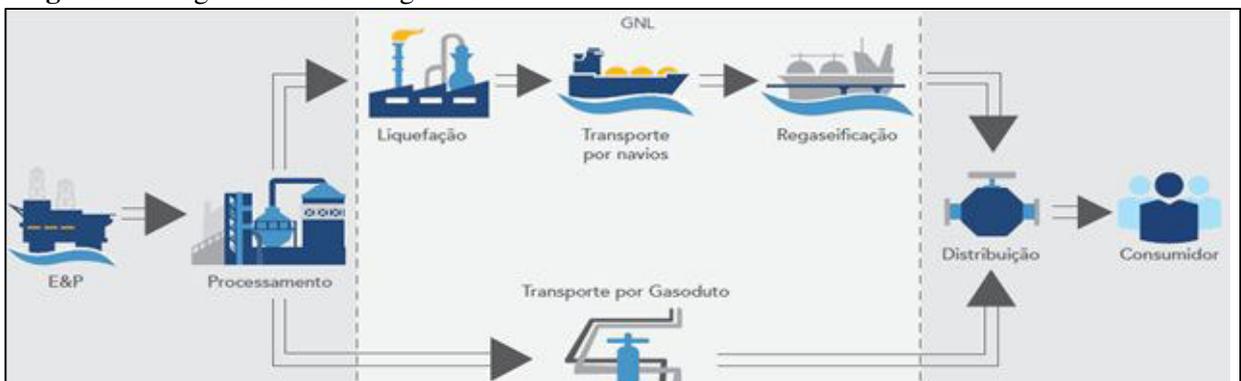
### 4.1 Aspectos Gerais

A cadeia de produção do GN pode ser segmentada em *upstream*, *midstream* e *downstream*. Essa divisão mostrada na figura abaixo caracteriza o mercado por tipos de atividades e ações regulatórias distintas.

A cadeia se inicia com as empresa de Exploração e Produção, passando pela etapa de processamento /tratamento do GN. Daí vem o chamado segmento de *midstream*, onde o GN processado é preparado para o transporte em gasodutos, através da sua forma gasosa, ou na forma liquefeita, depois de passar por uma estação de liquefação, de onde segue por carretas, navios ou trens, acondicionados em cilindros até chegar nas instalações de regaseificação.

Ao final o segmento *downstream*, responsável pelas atividades de entrega do GN processado à central de distribuição que entrega o gás ao consumidor final. Cada uma dessas partes é desempenhada por empresas ou agentes formalizados e autorizados pelo ANP.

**Figura 5 - Diagrama da Cadeia gaséifera**



Fonte: FGV (2014)

Se antes o GN era uma consequência nefasta da busca por petróleo, agora ganhou extraordinário valor e é alvo de pesquisas exploratórias específicas. A fase de exploração e produção do gás é uma etapa de alto risco e intensivos investimentos de capital. Durante a fase do Plano de Avaliação de Descobertas (PAD) demanda profundos estudos de geologia & geofísica (G&G) para redução dos riscos exploratórios.

Depois vem outra custosa campanha de perfuração, completção e avaliação de reservatórios, até sua declaração de comercialidade ou devolução do bloco exploratório.

Atualmente, existem campos de GN, onde a extração de petróleo tem valor secundário. Denomina-se campo de produção uma área delimitada produtora de petróleo e /ou gás, com uma ou várias zonas produtoras. Reserva é o volume de petróleo e/ou GN que podem ser economicamente extraídos de um campo. O Total da reserva será sempre inferior ao volume total existente no campo, haja vista que não é economicamente viável se retirar todo conteúdo do reservatório. À medida que a tecnologia se desenvolve essa capacidade de retirada aumentará e, conseqüentemente, as reservas poderão fornecer maior quantidade de GN.

Por isso, as estimativas de duração das reservas são extremamente instáveis. Ressalve-se que a primeira crise do petróleo aconteceu por causa da divulgação errônea de que todas as reservas de petróleo acabariam em 40 anos. Sabe-se que um dia o petróleo e o GN irão acabar, mas impossível dizer com precisão quando isso ocorrerá.

Desse enunciado decorre um corolário obvio que muito vai impactar na capacidade preditiva de se estabelecer novos nichos de mercado para utilização do GN: as informações mais sensíveis e bem guardadas pelas empresas de petróleo e gás são suas estimativas de reservas totais de petróleo e/ou GN. Fora do ambiente corporativo das empresas exploradoras e produtoras de GN, há muita dificuldade em se conhecer as verdadeiras informações sobre os volumes recuperáveis “riscados”, ou seja, a estimativa de produção efetiva em cada campo e as estimativas de volumes “não riscados”, com maior risco por estarem em fase exploratória não são facilmente divulgadas para o mercado a não ser quando o campo já está em plena operação e se sabe exatamente quantos barris de óleo e gás são produzidos.

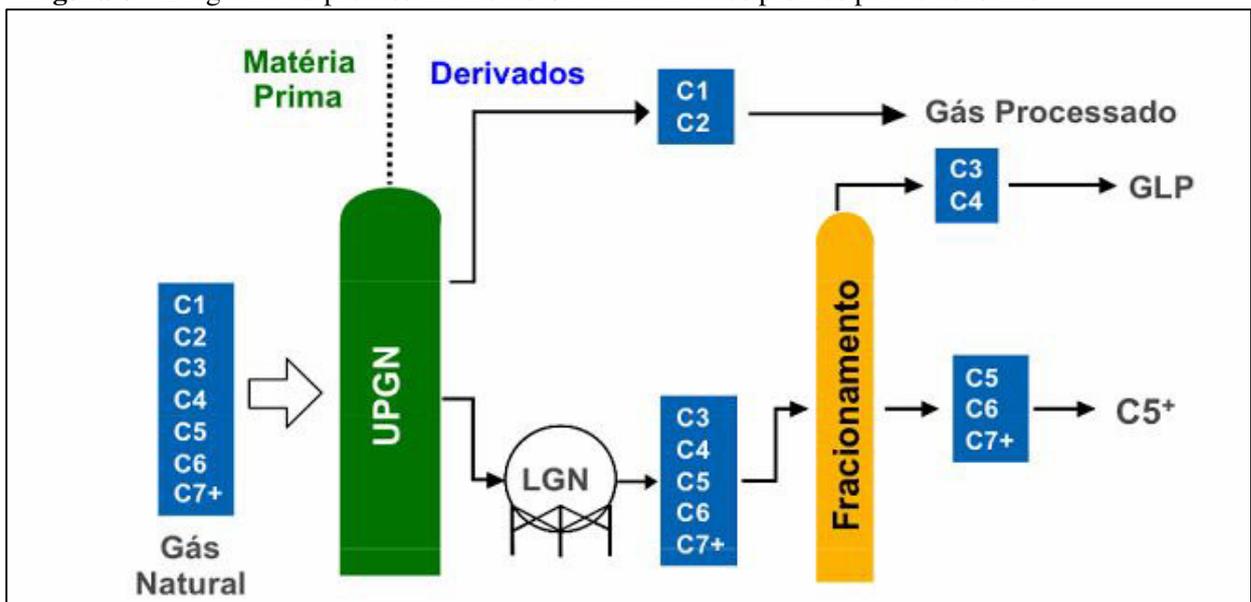
Até mesmo as projeções feitas pela área de exploração com base em dados de pesquisas são tratadas confidencialmente, da mesma forma que projetos de plataformas, detalhamento do número de poços a serem perfurados, gasodutos, dutos, tecnologias e conceitos até de drenagem dos reservatórios e escoamento de gás, entre outros aspectos. Uma divulgação de reservas com muito otimismo pode levar as ações de uma empresa para um valor muito alto e depois derrubá-las, se estas reservas não forem provadas. Algo semelhante ocorreu com a OGX recentemente.

Para ser utilizado como combustível, o GN precisa passar por um processo de tratamento realizado pela Unidade de Processamento do Gás Natural (UPGN), onde é “secado”, para retirada do LGN, GLP e água, e filtrado para eliminação das impurezas, contaminantes (metais pesados, enxofre e dióxido de carbono) e depois ter seus derivados separados e adequados às características físico-químicas determinadas pela regulamentação

do setor. Assim, percebe-se que o “GN bruto” se difere do “GN processado”. Não só pela composição química, mas também para efeitos jurídicos de incidência de *royalties* e participações especiais a serem pagos aos estados e municípios. O GN bruto não pode ser confundido com Gás Processado. O segundo é derivado do primeiro, assim como a gasolina é derivada do petróleo. Tal erro seria equivalente a se dizer que uma pessoa irá abastecer seu carro com petróleo e não com gasolina, por exemplo. Entretanto, esse erro de denominação se tornou tão trivial, até mesmo nos artigos técnicos, que o termo GN é usado indistintamente, por especialista e leigos, para se referir ao GN bruto e ao GN processado. Nesses casos, só o contexto pode dizer a que tipo de gás o autor se refere.

Então, depois de processado pela UPGN ou simplesmente tratado com filtragem numa unidade denominada de Unidade de Tratamento de Gás (UTG), obtêm-se do GN o gás seco, também chamado residual ou pobre, por conter metano (C1) e etano (C2) e uma corrente de Líquido de Gás Natural (LGN ou GNL), também chamada de gás úmido ou rico, que contém as frações mais pesadas e ricas (C3, C4, C5, C6, C7+) que depois de fracionada produz a gasolina natural (C5+) e o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Pode-se também produzir o etano líquido ou petroquímico, e ainda o gás liquefeito de petróleo, o GLP (C3,C4). A composição do GN processado poderá variar bastante, dependendo de fatores relativos à localização do campo onde o gás é produzido, do tipo de processo de produção, do tipo de condicionamento, processamento e transporte. A figura abaixo é elucidativa.

**Figura 6** – Diagrama do processamento do GN em derivados prontos para o consumo



A seguir, na figura 7, destaca-se algumas diferenças básicas entre o GN bruto e o Gás Processado (GNI, GNV, GND, GNL).

**Figura 7 – Comparação entre GN e GN Processado**

GÁS NATURAL	GÁS PROCESSADO
É extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos.	É obtido através do processamento do gás natural na UPGN, juntamente com o GLP e o C5+.
Contém gases úmidos, secos, residuais e gases raros. É composto naturalmente de C1, C2, C3, C4, C5+, além de compostos sulfurados, gás carbônico (CO <sub>2</sub> ) e nitrogênio (N <sub>2</sub> ).	Composto obrigatoriamente de C1 conforme a especificação da ANP.
É matéria-prima e não está apto ao consumo	É produto final destinado ao consumo.
"Nasce" com a produção e "morre" com o processamento na UPGN.	"nasce" com o processamento na UPGN e "morre" com o seu consumo.
É recurso mineral (Art. 20, IX da Constituição Federal), assim como o petróleo.	Não é recurso mineral, assim como a gasolina também não é.
É recurso natural, vez que é produzido pela natureza.	É um derivado, vez que é um produto que deriva de outro (in casu, do gás natural).

Fonte: ANP (2015)

Feito o Processamento do gás, este deverá ser transportado até o ponto de entrega, local onde o transportador entrega o gás para o distribuidor, isto é, onde se iniciará a distribuição de gás canalizado para os consumidores. O segmento de *midstream* responde pelo transporte do GN comercializável. Trata-se de uma questão estratégica levar o gás do poço ao posto (*well to wheel*). A história mostra que somente depois da solução para o transporte do gás de forma segura e eficiente é que a indústria do gás se expandiu. Antes disso toda produção era queimada ou descartada na atmosfera. Poços com gás não-associado eram desprezados. Hoje em dia, o transporte do gás pode acontecer de três formas:

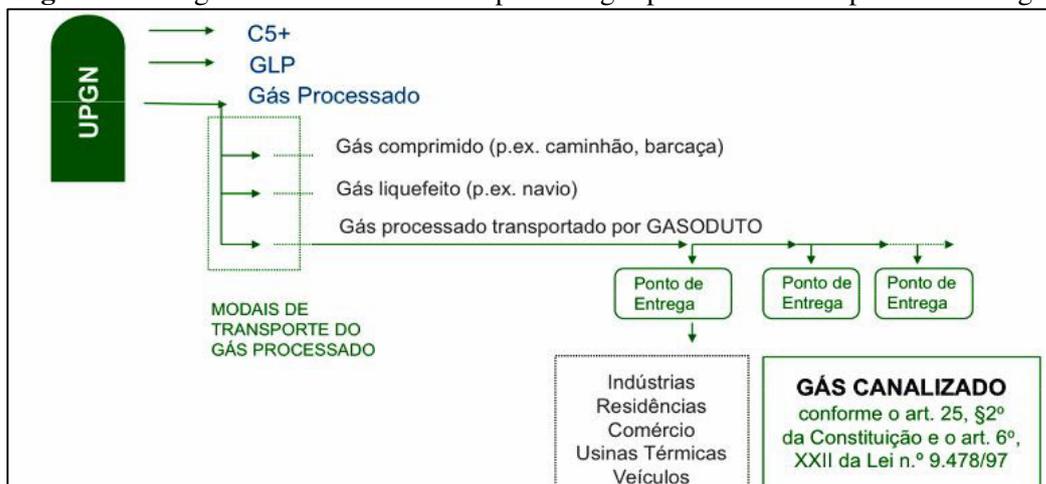
- a) Gás Natural Comprimido (GNC) transportado em conjunto de cilindros (cesta ou feixe de cilindros) com pressão de 230 kgf/cm<sup>2</sup> para ser transportado nos modais rodoviários, ferroviários e aquaviários,
- b) Gás Natural Liquefeito (GNL) mantido numa pressão atmosférica normal sob temperatura negativa de 162° C, ocupa pouco espaço (1/600 do GN em estado gasoso) e é mais leve que a água, sendo adequado para armazenamento e transporte de longo percurso em navios metaneiros. O alto custo da liquefação (na ordem de US\$ 1,200.00 a US\$ 1,400.00) impede a disseminação dessa forma de transporte (SONGHURST, 2014) pois tira sua competitividade em algumas situações. No final do transporte dos navios a carga é transferida para

uma estação de regaseificação. É possível também fazer um transbordo do GNL dos navios metaneiros para caminhões metaneiros tipo “truck LGN” que recebem a carga líquida e continuam o transporte pelas rodovias até chegarem no destino final, onde deve haver uma estação de regaseificação junto ao consumidor final.

- c) Gasodutos de alta pressão (120 kgf/cm<sup>2</sup>) para transporte na forma gasosa de grandes e continuados volumes. Entretanto, essa forma exige investimentos de capital intensivo e possui um longo prazo de maturação, além da complexidade adicional que todo gás escoado deve ser consumido pelo mercado. A vantagem dos gasodutos é que trabalham com economia de escala e os custos de expansão da rede são decrescentes. A falta de uma rede nacional interligada de gasodutos no Brasil é um importante fator para inibição da demanda e do desenvolvimento da cadeia gaseífera nacional.

A figura 8 abaixo mostra um diagrama desse fluxo:

**Figura 8** – Diagrama de modais de transporte do gás processado até o ponto de entrega



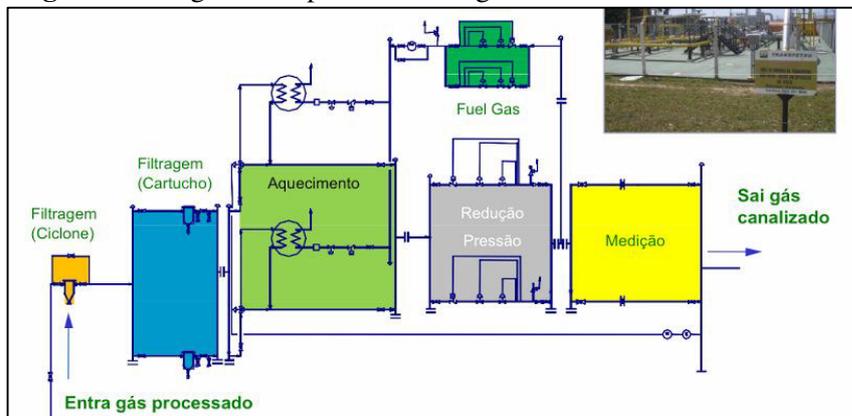
Fonte: ANP (2015)

O monopólio da União, através da Petrobrás, está presente nas atividades de exploração, produção e processamento (*upstream*) e também nas atividades de transporte (*midstream*).

Finda a etapa de transporte, inicia-se o segmento denominado *downstream*, com a entrega do gás ao ponto de entrega (*citygates*) onde o mesmo recebe um tratamento adicional de filtragem, aquecimento, redução da pressão, odorização e medição para finalmente ser

canalizado e distribuído até o consumidor final. Dos *citygates* o GN parte para seus vários consumidores (residenciais, comerciais, industriais, veiculares, etc.). Nos postos de combustíveis de revenda do GNV, o GN é armazenado em cilindros de alta pressão (200 a 250 Bar). O agente responsável pela operação das redes de distribuição do GN e sua entrega ao consumidor final é o Distribuidor. No Brasil, essa atividade de distribuição é regulada pelo Estado a quem também cabe o monopólio natural de distribuição, podendo ser realizado diretamente ou por delegação, em regime de concessão geográfica exclusiva. A figura 9 abaixo, mostra um diagrama do *citygate*

**Figura 9 - Diagrama de ponto de entrega**



Fonte: ANP (2015)

Assim, o GN estará pronto para ser utilizado nas mais diversas aplicações industriais, residenciais, veiculares e comerciais. Frisa-se que no Maranhão, o principal uso continua como combustível na geração de energia termelétrica.

Fora o uso industrial, o GN pode trazer grandes benefícios ao setor de transportes nas grandes áreas urbanas, substituindo o óleo diesel usado nos ônibus e caminhões e a gasolina nos automóveis. Isso poderia reduzir de forma considerável a emissão de poluentes nas grandes cidades, responsável pelos custos altíssimos na área de saúde pública para tratamento de doenças causadas pela poluição atmosférica.

Nas residências, o GN é muito eficiente para aquecer alimentos e água, substituindo o chuveiro elétrico, colaborando dessa forma para a economia de energia elétrica, uma vez que grande parte do aquecimento de água das residências é feito por este equipamento que transformam a energia elétrica em energia térmica, processo de conversão que apresenta elevado consumo de energia. Muito usado também na refrigeração.

O consumo excessivo de eletricidade poderá trazer sérios riscos de colapso no setor elétrico, principalmente quando ocorrem nos horários de pico. Assim, o uso de gás para

aquecimento de água poderá diminuir o risco de falhas do setor, poupando investimentos para suprir a oferta de energia elétrica, o que possibilitaria o uso destes recursos em outras áreas.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2012) prevê que, no ritmo de consumo médio da última década, as jazidas de GN conhecidas e já exploradas se esgotarão nos próximos 100 anos.

Mesmo considerando-se que seja um energético finito e com pequenos impactos ambientais, o GN ainda pode ser considerado uma forma sustentável em relação ao petróleo e ao carvão mineral, haja vista apresentar uma baixa emissão de GEE.

## 4.2 Análise da Cadeia Gaseífera no Maranhão

### 4.2.1 *Upstream*: bacias no Maranhão e detalhamento dos *plays*

Bacias sedimentares são depressões da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associado ou não. Ao total, existem quatro (04) importantes bacias sedimentares presentes em território maranhense, qualificadas geograficamente em terrestres e marítimas de acordo com sua localização, bem como quantificação de sua área efetiva (área da bacia que apresenta interesse para a exploração e produção de hidrocarbonetos) (BRASIL, 2013). São elas:

#### a) **Bacia de Barreirinhas**

- i. **Mar**: área sedimentar de 91.561 km<sup>2</sup>; Área efetiva de 49.942 km<sup>2</sup>/ maturidade exploratória Nova Fronteira;
- ii. **Terra**: área sedimentar de 10.248 km<sup>2</sup>; Área efetiva de 7.456 km<sup>2</sup>/ maturidade exploratória Nova Fronteira;

b) **Bacia Pará-Maranhão (mar)**: área sedimentar de 158.461 km<sup>2</sup>; Área efetiva de 59.419 km<sup>2</sup>/ maturidade exploratória Nova Fronteira;

c) **Bacia de Parnaíba (terra)**: área sedimentar de 674.329 km<sup>2</sup>; Área efetiva de 458.877 km<sup>2</sup>/ maturidade exploratória Nova Fronteira;

d) **Bacia de São Luís - Bragança - Viseu (terra)**: área sedimentar de 30.428 km<sup>2</sup>; Área efetiva de 17.916 km<sup>2</sup>/ maturidade exploratória Nova Fronteira.

As bacias sedimentares foram estudadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com uma abordagem de *plays* efetivos, que caracterizam as “áreas geologicamente

análogas para a formação e preservação de acumulações”.

Apresenta-se no decorrer deste capítulo uma informação resumida de cada bacia existente em território Maranhense, conforme apresentado pela Brasil (2013). Logo em seguida, inicia-se uma análise detalhada delas segundo seus reservatórios e *plays* exploratórios.

#### 4.2.1.1 Bacia de Barreirinhas

A ANP licita áreas pouco atrativas para grandes companhias mas que apresentam atratividades para produtores menores, por demandarem menores investimento e já contarem com alguma infra-estrutura. A reativação dessas áreas tem impacto positivo sobre a economia de regiões menos desenvolvidas do Maranhão, com baixo IDHM, gerando empregos, renda e receita pública para investimentos sociais e em infraestrutura.

A bacia de Barreirinhas (mar), mostrada na figura 10 abaixo, tem uma área sedimentar de 91.561 km<sup>2</sup> e área efetiva de 49.942 km<sup>2</sup>. Maturidade exploratória de Nova Fronteira. A Bacia de Barreirinhas (terra) tem uma área sedimentar de 10.248 km<sup>2</sup> e área efetiva de 7.456 km<sup>2</sup>. Maturidade exploratória de Nova Fronteira.

**Figura 10** – Mapas da bacia de Barreirinhas



Fonte: Disponível em: <[www.anp.org](http://www.anp.org)>.

A bacia de Barreirinhas teve seu primeiro poço exploratório em terra em 1963 com profundidade de 4.250 m. O primeiro poço em mar foi em 1971, com profundidade de 6275 m. Ela não possui infraestrutura de abastecimento e tampouco planejamento para curto e médio prazo. Há instalações na bacia do Parnaíba que podem exercer influência nas atividades de E&P na bacia de Barreirinhas, devido à proximidade entre as duas. Pode haver utilização da logística ofertada pelos centros urbanos próximos, principalmente para atendimento do já suspenso projeto da Refinaria Premium I da Petrobrás. Existe também uma pequena possibilidade de implantação de uma Unidade de Processamento de Gás Natural – UPGN e dutos do Pará e Meio-Norte. O quadro 2 mostra os play da bacia

**Quadro 2 – Play Bacia de Barreirinhas**

<b>NOME DO PLAY</b>	<b>STATUS EXPLORATÓRIO</b>	<b>SUPERPLAY</b>
Travosas Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário- Cretáceo superior – Marinho Aberto
Ilha de Santana	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário- Cretáceo superior – Marinho Aberto
Travosas Escorregamento Gravitacional	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário- Cretáceo superior – Marinho Aberto
Travosas Cretáceo Superior	Fronteira	SuperPlay 1 – Terciário- Cretáceo superior – Marinho Aberto
Canárias Superior	Fronteira	SuperPlay 2 – Cretáceo Inferior – Marinho Raso
Canárias Popups	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior – Continental
Canárias	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior – Continental

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### **1) Play Travosas Terciário:**

Nesse *play*, mostrado no quadro 3, as chances de descobertas de são relativamente baixas, com maior chance de descoberta de petróleo na área central a uma profundidade de 2.500 metros. Do tipo pesado na região mais distal e petróleo mais leve na região mais proximal. (BRASIL, 2013).

**Quadro 3 – Play Travosas Terciário**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno - Neógeno Migração: falhas normais e reservas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno - Neógeno Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: arenito / turbidito marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno - Neógeno Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

## 2) Play Ilha de Santana

O play efetivo Ilha de Santana, mostrado no quadro 4, apresenta baixa chance de descoberta de petróleo e gás natural, que caso se confirme e esperado como ocorrência de petróleo leve a uma profundidade a partir de 2.500 metros.

**Quadro 4 – Play Ilha de Santana**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior - Neógeno Migração: falhas normais
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Ilha de Santana Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno - Neógeno Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: calcarenito e calcirrudito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Ilha de Santana Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno - Neógeno Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho e calcilutito

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 3) *Play* Travosas Escorregamento Gravitacional

O *play* Travosas Escorregamento Gravitacional, mostrado no quadro 5, apresenta pouca chance de descoberta. Ele difere do *play* Travosas apenas pelo tipo de trapeamento. Os reservatórios foram depositados em células de escorregamento gravitacional durante períodos de mar baixo, com possível contribuição lítica da erosão da plataforma carbonática adjacente. A maior expectativa é de petróleo e gás natural. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve a uma profundidade a partir de 2.450 metros.

**Quadro 5** – *Play* Travosas Escorregamento Gravitacional

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas, Grupos Canárias e Caju Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior - Paleógeno Migração: falhas normais e reservas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) Profundidade Média (M): 2.450 Litologia / Contexto Depositional: arenito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 4) *Play* Travosas Cretáceo Superior

O *play* Travosas Cretáceo Superior, mostrado no quadro 6, apresenta baixas chances de descobertas de hidrocarbonetos a partir de 2.500 metros de profundidade. A maior expectativa é de petróleo e gás natural na parte central da bacia e de petróleo nas demais regiões. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve na sua parte mais proximal e petróleo pesado na parte mais distal.

**Quadro 6 – Play Travosas Cretáceo Superior**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) – Cretáceo Superior Migração: falhas normais e reservas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior (Turoniano – Maastrichtiano) Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: arenito / turbidito marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Superior Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 5) Play Canárias Superior

O *play* Canárias Superior, mostrado no quadro 7, apresenta baixa chances de descobertas de hidrocarbonetos a partir de 2.000 metros de profundidade, tanto em terra como em mar. A maior expectativa de fluido é de petróleo leve.

**Quadro 7 – Play Canárias Superior**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar e Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Aptiano – Albiano) Migração: falhas normais e reservas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Grupo Canárias Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) Profundidade Média (M): 2.000 terra e mar Litologia / Contexto Depositional: arenito / Costeiro e Marinho Raso
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Tutóia Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Inferior (Albiano) Tipo de Trapa: estrutural e mista Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 6) Play Canárias Popups

O *play* Canárias Popups, mostrado no quadro 8, apresenta chances de descobertas baixas, restritas e focadas na parte sudeste da bacia, a uma profundidade de 650 metros, tanto em terra como em mar. Existem indícios de folhelhos do Grupo Canárias e da Formação Pimenteiras que ocorre na área. Entretanto, a maior expectativa é de petróleo mediano e GN

**Quadro 8 – Play Canárias Popups**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar e Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Aptiano – Albiano) Migração: falhas normais e transcorrentes
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formações Bom Gosto e Barro Duro Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) Profundidade Média (M): 650 terra e mar Litologia / Contexto Depositional: arenito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Grupo Canárias Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Inferior (Albiano) Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 7) Play Canárias

O *play* Canarias, mostrado no quadro 9, apresenta maiores chances em toda bacia de Barreirinhas, principalmente na parte terrestre. Apresenta expectativa de petróleo leve na parte mais proximal e GN na parte mais distal.

**Quadro 9 – Play Canárias**

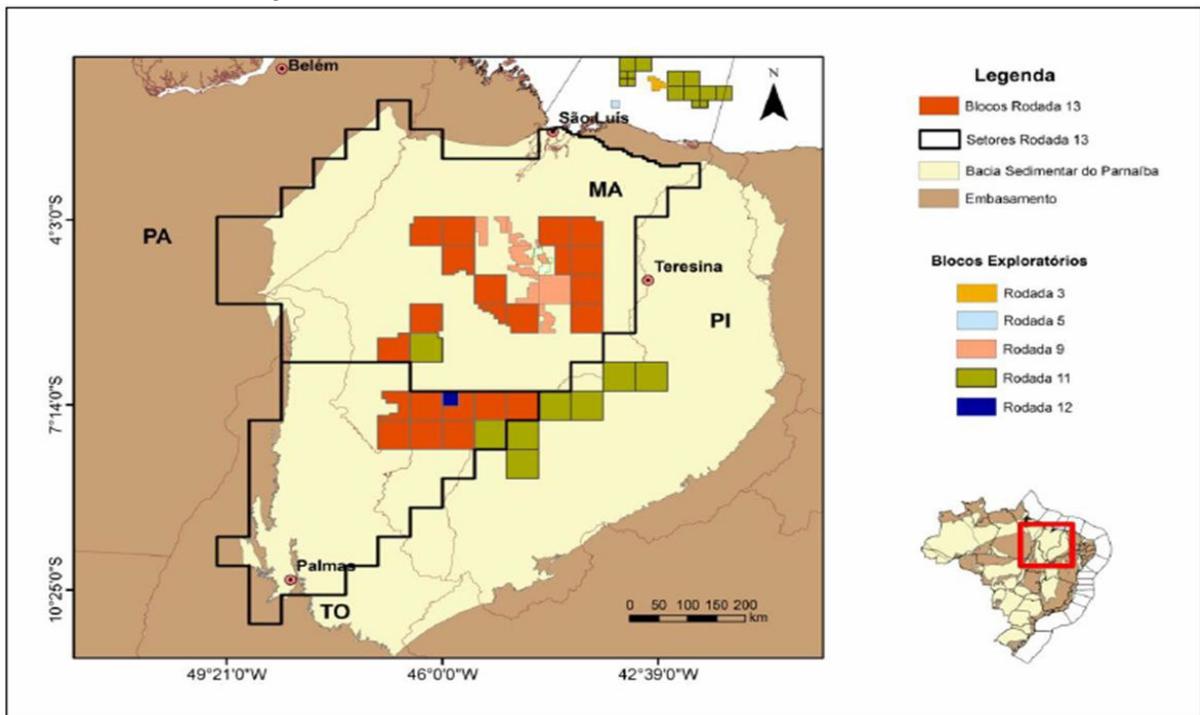
<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar e Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Arpoador, Codó e Tutóia Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Aptiano – Albiano) Migração: falhas normais
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Bom Gosto e Barro Duro Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) Profundidade Média (M): 1.000 terra e 1.500 mar Litologia / Contexto Depositional: arenito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Grupo Canárias Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Inferior (Albiano) Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

#### 4.2.1.2 Bacia de Parnaíba

Essa bacia, mostrada na figura 11, se apresenta com área sedimentar de 674.329 km<sup>2</sup> e área efetiva de 458.877 km<sup>2</sup>. Tem maturidade exploratória de Nova Fronteira. Obteve, recentemente, declarações de Comercialidade dos campos Gavião Branco, Gavião Branco Sudeste, Gavião Azul, Gavião Real, Gavião Cabloco, Gavião Norte e Gavião Vermelho.

**Figura 11** - Bacia do Parnaíba, com destaque para os 22 blocos ofertados na 13ª Rodada de Licitações da ANP



Fonte: ANP (2015)

O Parque dos Gaviões tem 7,77 bilhões de m<sup>3</sup> de reservas Provasdas e 8,40 bilhões de m<sup>3</sup> de Reservas Totais. Só o Campo Gavião Real tem capacidade de produção de 4,55 milhões de m<sup>3</sup>/dia estando colocado entre os maiores 20 campos do Brasil. (ANP, 2015)

A Bacia de Parnaíba, atualmente, conta apenas com a presença de dois terminais de distribuição em sua infraestrutura de abastecimento. Um deles operado pela empresa Transpetro (67 mil m<sup>3</sup> Entretanto, o que mais se destaca na Bacia do Parnaíba são os projetos existentes para a região). Infelizmente, a Refinaria Premium I, localizada no município de Bacabeira-MA, com capacidade projetada de processar diariamente cerca de 47,7 mil m<sup>3</sup>, a qual estava em fase de construção, foi paralisada por determinação do Governo Federal e já provocando fortes prejuízos na infraestrutura da bacia do Parnaíba. Em termos de sistemas dutoviários, destacam-se os diversos estudos existentes para a implantação de gasodutos

(Gasoduto do Meio Norte e ramais, Gasoduto do Centro Norte e o Gasoduto do Pará).

Segundo a abordagem de representação probabilística, com indicação das chances de descobertas de hidrocarbonetos toda a bacia efetiva apresenta baixa chance de descoberta, exceto uma região no Centro-Norte que apresenta chance elevada. O quadro 10, mostra os *play* da bacia.

**Quadro 10** – *Play* bacia do Parnaíba

<b>NOME DO PLAY</b>	<b>STATUS EXPLORATÓRIO</b>	<b>SUPERPLAY</b>
Grajaú-Itapecuru-Codó	Fronteira	SuperPlay 2 - Cretáceo inferior_Transicional/Marinho Raso
Devoniano	Imaturo	SuperPlay 4 -Paleozoico
Siluriano	Fronteira	SuperPlay 4 -Paleozoico

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 1) *Play* Grajaú-Itapecuru-Codó

Este *play*, mostrado no quadro 11, se concentra na parte noroeste da bacia, com baixa chance de descoberta em toda sua extensão. A expectativa é de petróleo leve.

**Quadro 11** – *Play* Grajaú-Itapecuru-Codó

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior Aptiano Migração: falhas normais
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: formação Grajau Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Profundidade Média (M): 650 Litologia / Contexto Depositional arenito / costeiro e marinho raso
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Selante: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Selante: Cretáceo Tipo de Trapa: estrutural e mista Litologia Selante: folhelho e calcilutito

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 2) *Play* Devoniano

O *play* efetivo Devoniano, mostrado no quadro 12, apresenta chances de descobertas de hidrocarboneto. Este *play* abrange grande parte da bacia do Parnaíba e

apresenta chances de descobertas relativamente mais elevadas que o play Grajaú-Itapecuru-Codó. Sua área centro-norte, tem maior chance de descoberta. A maior expectativa é de petróleo e GN. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo leve.

**Quadro 12 – Play Devoniano**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Pimenteiras Unidade Cronoestratigráfica: Devoniano Migração: contato direto e/ou falhas e diques de diabásio
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formações Cabeças, Poti e Itaim Unidade Cronoestratigráfica: Devoniano Profundidade Média (M): 1750 Litologia / Contexto Depositional: arenito /deltaico e marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formações Pimenteiras, Longa e Pedra de Fogo Unidade Cronoestratigráfica Selante: Devoniano-Permiano Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: diabásio, folhelho e evaporito

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 3) Play Siluriano

O *play* efetivo Siluriano, mostrado no quadro 13, apresenta boas chances de descobertas de petróleo leve e gás em ralação aos demais plays dessa bacia. A parte norte do *play* que apresenta chances mais elevadas.

**Quadro 13 – Play Siluriano**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Tinguá Unidade Cronoestratigráfica: Siluriano Migração: contato direto e/ou falhas e diques de diabásio
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formações Jaicó e Ipu Unidade Cronoestratigráfica: Siluriano Profundidade Média (M): 2000 Litologia / Contexto Depositional: arenito / fluvial, flúvio-glacial, marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formações Tinguá e Pimenteiras Unidade Cronoestratigráfica Selante: Siluriano e Devoniano Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: diabásio e folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

#### 4.2.1.3 Bacia do Pará –Maranhão

A Bacia Pará-Maranhão, mostrada no quadro 14, é marítima e apresenta uma área sedimentar de 158.461 km<sup>2</sup> e área efetiva de 59.419 km<sup>2</sup>. Tem maturidade exploratória Nova Fronteira. Seu primeiro poço exploratório é de 1978, com profundidade máxima de 5.908 m. Não conta com nenhum tipo de infraestrutura de abastecimento. Poderá beneficiar-se de infraestruturas próximas existentes nas bacias de Parnaíba e São Luís.

**Quadro 14** –*Play* bacia do Pará – Maranhão

NOME DO PLAY	STATUS EXPLORATÓRIO	SUPERPLAY
Travosas Terciário	Fronteira	SuperPlay 1 - Cretáceo Superior – Marinho Aberto
Ilha de Santana	Imaturo	SuperPlay 1 - Cretáceo Superior – Marinho Aberto
Travosas Escorregamento Gravitacional	Fronteira	SuperPlay 1 - Cretáceo Superior – Marinho Aberto
Travosas Cretáceo Superior	Fronteira	SuperPlay 1 - Cretáceo Superior – Marinho Aberto
Canárias	Imaturo	SuperPlay 3 – Cretáceo Inferior – Continental

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

#### 1) *Play* Travosas Terciário

As chances de descobertas de hidrocarboneto nesse *play*, mostrado no quadro 15, são relativamente baixas, com maior chance de petróleo pesado na região mais distal e leve na região mais proximal.

**Quadro 15 – Play Travosas Terciário**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas e Grupo Caju Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) – Superior (Santoniano) Migração: falhas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno - Neógeno Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: arenito / turbidito marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno - Neógeno Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

## 2) Play Ilha de Santana

O *play* efetivo Ilha de Santana, mostrado no quadro 16, apresenta baixa chance de descoberta de petróleo e GN. Caso ocorra, espera-se a ocorrência de petróleo leve a uma profundidade a partir de 2.500 metros.

**Quadro 16 – Play Ilha de Santana**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas e Grupos Caju e Canárias Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior - Neógeno Migração: falhas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Ilha de Santana Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno - Neógeno Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: calcarenito e calcirrudito / banco e bioconstrução
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Ilha de Santana Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno - Neógeno Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho e calcilutito

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 3) *Play* Travosas Escorregamento Gravitacional

O *play* Travosas Escorregamento Gravitacional, mostrado no quadro 17, apresenta pouca chance de descoberta. A maior expectativa é de petróleo e GN. Sendo petróleo, espera-se a ocorrência de petróleo pesado nas regiões mais distais e leves nas regiões proximais.

**Quadro 17** – *Play* Travosas Escorregamento Gravitacional

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas, Grupo Caju Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior - Neógeno Migração: falhas normais e reservas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) Profundidade Média (M): 2.450 Litologia / Contexto Depositional: arenito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Paleógeno (Eoceno-Oligoceno) Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 4) *Play* Travosas Cretáceo Superior

O *play* Travosas Cretáceo Superior, mostrado no quadro 18, apresenta baixas chance de descobertas de petróleo e gás natural a partir de 2.500 metros de profundidade. Espera-se a ocorrência de petróleo leve na parte mais proximal do *play* e de petróleo pesado na parte mais distal.

**Quadro 18** – *Play* Travosas Cretáceo Superior

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas e Grupo Caju Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior Migração: Falhas
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Superior Profundidade Média (M): 2.500 Litologia / Contexto Depositional: arenito / turbidito marinho
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Formação Travosas Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Superior Tipo de Trapa: estratigráfica Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 5) *Play* Canárias

Esse *play*, mostrado no quadro 19, apresenta maiores chances em toda bacia, principalmente em sua parte mais distal. Há expectativa de petróleo leve na parte mais proximal e GN na parte mais distal.

**Quadro 19** – *Play* Canárias

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Mar
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Grupo Canarias Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Aptiano – Albiano) Migração: falhas normais e transcorrentes
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: Grupo Canárias Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Albiano) Profundidade Média (M): 3.000 Litologia / Contexto Depositional: arenito
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica Selante: Grupo Canárias Unidade Cronoestratigráfica Selante: Cretáceo Inferior (Aptiano - Albiano) Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

#### 4.2.1.4 Bacia São Luís - Bragança – Viseu

A Bacia de São Luís - Bragança – Viseu, mostrada no quadro 20, é uma bacia terrestre com área sedimentar de 30.428 km<sup>2</sup> e área efetiva de 17.916 km<sup>2</sup>. Tem maturidade exploratória Nova Fronteira. Na Parte de São Luís foi perfurado o poço pioneiro, em 1957, a uma profundidade de 3.745 m.

Não há blocos exploratórios sob concessão nesta bacia. Está prevista uma perfuração de poço estratigráfico.

**Quadro 20 – Play da Bacia São Luís –Bragança – Viseu**

<b>NOME DO PLAY</b>	<b>STATUS EXPLORATORIO</b>	<b>SUPERPLAY</b>
Itapecuru	Fronteira	SuperPlay 2 - Cretáceo Inferior – Transicional /Marinho Raso
Grajau	Fronteira	SuperPlay 3 - Cretáceo Inferior – Continental

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

#### 1) *Play Itapecuru*

Esse *play*, mostrado no quadro 21, apresenta baixa chance de descoberta de petróleo leve, restrita à área da sub-bacia de São Luís.

**Quadro 21 – Play Itapecuru**

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior Aptiano Migração: falhas associadas aos blocos basculados
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: formação Itapecuru Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior Profundidade Média (M): 1.100 Litologia / Contexto Depositional: arenito / sin -rifte
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Selante: Formação Itapecuru Unidade Cronoestratigráfica: Selante: Cretáceo Inferior Tipo de Trapa: estrutural Litologia Selante: folhelho

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

## 2) *Play Grajau*

Este *play*, mostrado no quadro 22, apresenta chance de descoberta de petróleo leve.

**Quadro 22** – *Play Grajau*

<b>SITUAÇÃO GEOGRÁFICA</b>	Terra
<b>CARGA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior Aptiano Migração: falhas associadas aos blocos basculados
<b>RESERVATÓRIO</b>	Unidade Litoestratigráfica: formação Grajaú Unidade Cronoestratigráfica: Cretáceo Inferior (Aptiano) Profundidade Média (M): 1.000 Litologia / Contexto Depositional: arenito / Costeiro e Marinho Raso
<b>TRAPA</b>	Unidade Litoestratigráfica: Selante: Formação Codó Unidade Cronoestratigráfica: Selante: Cretáceo Inferior (Aptiano) Tipo de Trapa: Mista e estrutural Litologia Selante: folhelho e calcilito

Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

### 4.2.2 *Upstream*: Principais Empresas de E&P no Maranhão

Empresa de E&P são empresas de Exploração e Produção. Pesquisa ou Exploração é um conjunto de operações ou atividades destinadas a avaliar áreas, objetivando a descoberta e a identificação de jazidas de petróleo ou GN. Produção é o conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou GN de uma jazida e de preparo para sua movimentação. Jazidas são reservatórios ou depósito já identificado e possível de ser posto em produção.

#### 4.2.2.1 *PGN*

A PGN é o braço da Óleo e Gás Participações (OGPar, antiga OGX) para a exploração e produção de gás natural na Bacia do Parnaíba. O recurso é utilizado principalmente para abastecer o complexo termelétrico de Parnaíba (POLITO; SARAIVA, 2014).

A Parnaíba Gás Natural (PGN) é uma empresa independente de exploração e produção (E&P) que opera na Bacia do Parnaíba, no Maranhão. Com uma produção média de gás de 4,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia, sendo considerada a maior operadora particular de gás natural do Brasil. (ENEVA, 2014). A OGPar possui hoje 36,36% do capital da PGN. Os demais sócios são ENEVA (antiga MPX, com 18,18%), a alemã E.On (9,09%) e a Cambuhy Investimentos, da família Moreira Salles (36,37%). A PGN é operadora dos sete blocos que possui na Bacia do Parnaíba. (POLITO; SARAIVA, 2014).

A empresa vinha fazendo campanha exploratória na bacia do Pará-Maranhão, no litoral maranhense. O investimento foi em torno de R\$ 310 milhões, mas não chegou a ser concluído por falta de licenciamento ambiental do IBAMA que atrasou muito e a empresa não quis continuar arcando com os custos dos equipamentos marítimos contratados em diárias. Dos cinco blocos de que dispõe, já foi comprovada a existência de petróleo em três (EMBRAPA, 2013).

Sua performance na Bacia do Parnaíba é muito boa. Já perfurou 95 poços sendo dois utilizando a técnica pioneira de perfuração no país denominada Monobore. Possui 46 poços completados e domina três técnicas de completação: *dual trip*, *single trip* e *monobore*.

Faz perfuração em *cluster* para redução de custos operacionais e do impacto ambiental, sendo que a trajetória dos poços são otimizada para reduzir o tempo de DTM.

A empresa tem uma Curva de Aprendizagem baseada na Evolução do desenho de Poço. Anteriormente utilizava fazia poços em 5 Fases, 3 Revestimentos e 1 *liner*. Atualmente apenas 2 Fases e 2 Revestimentos. Domina técnicas de cimentação de poços e faz Seleção de Brocas Estudo do melhor desenho (IADC) – nº aletas / tamanho do cortador, sendo pioneira em tecnologia PDC para perfurar diabásio no mundo.

#### 4.2.2.2 Ouro Preto

A Ouro Preto Óleo e Gás é uma companhia brasileira criada em 2010, cuja missão é ser uma empresa integrada de energia, com foco nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, desenvolvendo boas práticas de governança corporativa, sustentabilidade e preservação do meio ambiente. A companhia utiliza em seus projetos tecnologias de última geração, capazes de obter o melhor desempenho dos ativos e minimizar os riscos inerentes à atividade.

Atualmente, a Ouro Preto possui os direitos de exploração de 12 blocos, que compreendem uma área total de 12.538,2 km<sup>2</sup>, localizados nas Bacias do Parnaíba,

Barreirinhas e Recôncavo.

#### 4.2.2.3 Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda (Engepet –Engenharia de Petróleo em parceria com a Perícia Engenharia)

A Engepet em parceria com a Perícia possui desde 2006 uma concessão para explorar quatro poços nos campos de Oeste de Canoas, na bacia terrestre de Barreirinhas. Suas reservas possíveis são estimadas na ordem de 170 milhões de m<sup>3</sup> de GN. Porém, por motivos de licenciamento ambiental só firmou contrato com a ANP em 2010. A empresa investiu cerca de R\$ 17 milhões em aquisição de exploração e produção e toda infraestrutura de transporte do gás retirado do campo até São Luís – MA, para ser vendido a GASMAR, que planeja atender o segmento veicular e depois o industrial. Segundo matéria jornalística do Valor Econômico (2012), quatro poços foram perfurados e revelaram a presença de 170 milhões de m<sup>3</sup> de gás, com uma vazão de 100 mil m<sup>3</sup>/dia o que daria para atender o mercado de gás veicular da região metropolitana de São Luís. Com a entrada em produção do campo Oeste de Canoas, o estado disporá de um insumo capaz de atrair novos negócios. A empresa Engepet pretende construir um gasoduto de 25 km para facilitar a entrega de GN para os caminhões, na BR 402.

#### 4.2.2.4 Espigão Petróleo e Gás Ltda (Panergy)

A Panergy Petróleo e Gás Ltda. é uma operadora fundada em 2004 que atua no segmento de *upstream* como produtora e comercializadora de GN. No setor de O&G é capacitada na recuperação, produção e monetização de correntes discretas de GN. Na bacia de Barreirinhas atua desde 2006, quando venceu o leilão da ANP para a área denomina Espigão, no Município de Santo Amaro - MA. Produz, hoje, cerca de 400 mil m<sup>3</sup>/dia vendidos para a empresa Bahia Gás. Suas reservas possíveis estão estimadas em 280 milhões de m<sup>3</sup>. Com os avanços na tecnologia de gás comprimido GNC e a expertise nas atividades de produção, tratamento e compressão de gás, a empresa ancora-se no modal GNC para movimentação e comercialização da produção de GN, onde se mostrou pioneira no que chama do poço ao posto / *Weel to Wheel* com o GN comprimido e transportado em carretas.

Uma boa prática ambiental da empresa Panergy é a busca pelo desenvolvimento sustentável e implementação de sua política de responsabilidade socioambiental que se reflete no cuidado de suas atividades inseridas na área de amortecimento do Parque Nacional dos

Lençóis onde se localiza seu empreendimento exploratório do Campo do Espigão. Fora isso, a empresa se preocupa com a recuperação do gás *onshore*, como forma de redução das emissões de GN, que atende ao apelo ambiental e ao mesmo tempo aumenta a eficiência da empresa que amplia a produção de gás adicional.

Normalmente, existe muita perda de GN para a atmosfera durante o fluxo de óleo, haja vista que a ventilação é feita à pressão atmosférica (*blowingdown the well*). Isso poderá provocar até o amortecimento do poço.

Para evitar essa perda, a Panergy utiliza um sistema de módulos compactos de compressão para recuperação do GN do anular do revestimento, instalado próximo à estação de bombeio do óleo nas áreas dos campos de produção *onshore*. O sistema capta o GN, que circula à baixíssima pressão no anular e o envia a uma estação coletora. Menos GN na atmosfera e mais GN nas planilhas de produção da empresa.

A eliminação da ventilação do GN e sua transferência para estações coletoras além de boa prática ambiental atendem aos requisitos da Lei do Petróleo, em seu inciso IX do artigo 8º, que é diminuir as emissões dos GEE.

#### 4.2.2.5 Petra Energia S A

A Petra é uma empresa independente, 100% brasileira de O&G. Fundada em 2008. Atua no mercado de exploração de óleo e gás de fronteira do Brasil desde o fim do monopólio do setor petrolífero em 1997. É uma das maiores concessionárias de blocos de terra do país para exploração de novas fronteiras. Atua em MG, MA e AM.

#### 4.2.2.6 Petrobrás

A Petrobrás faz investimentos da ordem de R\$ 50 milhões em campanha exploratória em busca de petróleo e GN nas bacias marítimas do Para Maranhão e Barreirinhas. A empresa conta com seis blocos exploratórios na bacia Para Maranhão com um área de 960 km<sup>2</sup>, e outros cinco blocos exploratórios na bacia que compreendem a uma área de 46 mil km<sup>2</sup>. As atividades foram iniciadas em 2012. Segundo a empresa, as atividades estão em andamento (EMBRAPA, 2013).

#### 4.2.2.7 Outras

Rio Proerg – Empresa independente de O&G que arrematou em 2006, na 2ª rodada de leilão de áreas inativas, o bloco de São João de 15,84 km<sup>2</sup>, perto do Município de Primeira Cruz - MA. Nessa área havia um campo de gás associado descoberto pela Petrobras em 1966 e mais 11 poços perfurados, cuja estimativa é de possuir reservas prováveis na ordem de 1.000 milhões de m<sup>3</sup>. A ANP pretende voltar a oferecer esse campo em futuros leilões, nas chamadas “rodadinhas” de áreas inativas com acumulações marginais, haja vista a falta de assinatura do contrato com a Rio Proerg.

#### 4.2.3 *Upstream* – Unidades de Tratamento de Gás no Maranhão

A rigor, no Estado existe uma Unidade de Tratamento de Gás – UTG, pertencente à ENEVA onde se realiza o tratamento do gás produzido na bacia do Parnaíba, um gás não associado e considerado seco; portanto, de fácil tratamento. Entretanto, o tratamento é necessário para dotar o gás de características comerciais adequadas para seu uso industrial, eliminando as impurezas existentes no GN produzido nos campos da bacia de Parnaíba e separando ou adicionando hidrocarbonetos úteis para melhorar seu desempenho calorífico esperado. Dessa unidade sai um gasoduto que entrega o gás tratado e apto para ser queimado na geração termelétrica da UTE Parnaíba. A composição do GN muda de poço para poço e é papel da UTG deixar o gás com as características técnicas adequadas para seu uso específico. No caso trata-se de gás para queima e consequente produção de energia elétrica. A UTG irá retirar o teor inaceitável de água, gás sulfídrico, gás carbônico e teor de gases inertes, além é claro do poder calorífico do gás. O gás, depois de tratado, deverá estar livre de poeira, água residual, odores, gomas, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol e outros elementos que possam prejudicar o sistema de transporte e o seu uso pelo consumidor final.

#### 4.2.4 *Midstream*: Transporte do Gás Processado ou Tratado

A atividade de transporte de gás é a movimentação de GN em meio ou percurso considerado de interesse geral. Difere de transferência, que é a movimentação do GN em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades. Então, usa-se o termo transporte para movimentar o gás

processado e Transferência para movimentar gás bruto ou GN.

Nesse segmento, também só existe operando no Maranhão um gasoduto com cerca de 800 m com bitola de 24 polegadas construído e operado pela ENEVA, que sai da UTG indo até a UTE de Parnaíba.

A PANERGY opera um gasoduto virtual que leva a produção gás do campo de Espigão em Barreirinhas para a Bahia, através de carretas, comprimidos em cilindros depois de receber um pequeno tratamento de filtragem e retirada de gases ácidos. O chamado sistema *well to wheel*. A produção de gás transportado é na ordem de 300 mil m<sup>3</sup>/dia.

#### 4.2.5 *Downstream*: Distribuição do Gás aos Consumidores Finais no Maranhão

##### 4.2.5.1 *Distribuição de gás*

Segundo a Lei do Gás, distribuição de gás é a atividade de comercialização por atacado com a rede varejista ou com grandes consumidores de gás liquefeito envasado, exercida por empresas especializadas. Difere do serviço de distribuição de gás canalizado na medida em que este é feito por empresas estatais diretamente ou mediante concessão. Nesse segmento pouco se tem no Estado em termos de instalações de distribuição e *citygate*. Não há sistema de canalização de gás para uso residencial e comercial. Existem apenas dois grandes consumidores: a refinaria da ALUMAR, que importa quase 700 mil m<sup>3</sup>/dia de GNI e a UTE de Parnaíba, que consome em média 6 milhões m<sup>3</sup>/dia para geração termelétrica. No Maranhão há uma distribuidora garantida pelo monopólio estadual de distribuição de gás canalizado, a Gasmar.

A Gasmar é uma sociedade de economia mista dotada de personalidade jurídica de direito privado e patrimônio próprio, autorizada pela Lei Estadual nº 7.595, de 11 de junho de 2001, com autonomia administrativa e financeira, que se regerá por seu Estatuto Social, pela Lei de Sociedades por Ações e suas atualizações, bem como pelas demais disposições legais que lhe forem aplicáveis. A Companhia tem sede e fórum em São Luís, Capital do Estado do Maranhão, com prazo de duração indeterminado e atuação em todo o seu território, podendo, sempre que o interesse social o exigir, abrir e instalar filiais, representações ou agências e depósitos, inclusive fora da sua área de atuação. (GASMAR, 2016).

O Governo Estadual é o sócio controlador da Gasmar com 25,5% das ações. Os outros sócios são a Gaspetro - Petrobras Gás S/A, com 23,5%, uma subsidiária da Petrobras responsável por empreendimentos relacionados ao setor de gás e a Termogás S/A, com 51%,

empresa privada que pertence ao grupo C.S Participações Ltda., que participa em oito concessionárias de GN distribuição e também em transporte de gás por gasodutos (TMN, TGP, TGBC, TGM e TNG). A companhia tem por objeto social a exploração, com exclusividade, do serviço de distribuição e comercialização de gás canalizado, podendo também explorar outras formas de distribuição de gás natural e manufacturado, inclusive comprimido ou liquefeito, de produção própria ou de terceiros, nacional ou importado, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, de geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo o território do Estado do Maranhão. (GASMAR, 2016).

#### *4.2.5.2 Consumidores no Maranhão*

As Empresas instaladas no Maranhão, que já utilizam o GN processado em grande volume, são apenas duas: a Refinaria da Alumar e o Complexo Termelétrico de Parnaíba. Há duas pequenas usinas termoelétricas que utilizam GN produzido na bacia de barreirinhas.

##### *4.2.5.2.1 Alumar/ Refinaria de Alumina (consumo médio de 700 mil m<sup>3</sup>/dia)*

Com capacidade de produção de 3,5 milhões de t/ano de alumina. Destaca-se pelo uso do Processo Bayer. A refinaria da Alumar é um grande consumidor de GN com consumo médio de 700.000 m<sup>3</sup> /dia. A saber:

- a) Conversão dos calcinadores para Gás Natural com redução de custo de operação (menor preço do combustível);
- b) Maior eficiência em processos (ganhos esperados de até 10%);
- c) Redução de emissões de gases de efeito estufa;
- d) Redução / Eliminação de estoque de óleo combustível;
- e) Eficiência Energética (desligamento de equipamentos operação de óleo combustível);
- f) Redução de custos de manutenção;
- g) Menor complexidade operacional.

#### 4.2.5.2.2 ENEVA/Complexo Termelétrico de Parnaíba (consumo entre 4,5 a 6,4 milhões de m<sup>3</sup>/dia)

O maior cliente de GN no Maranhão é a ENEVA, estruturada em sociedade direta com a PGN (36% de participação da Cambuhy Investimentos, 36% OGPARG e 27% da ENEVA) detém mais de 7.000 km<sup>2</sup> em áreas concedidas pela ANP, onde estão localizados os campos que fornecerão até julho de 2016, quase 8 milhões de metros cúbicos por dia de GN para alimentar o Complexo Parnaíba, um dos maiores complexos de geração de energia termelétrica a gás natural do Brasil, localizado em Santo Antônio dos Lopes, no Maranhão.

Todo o complexo é alimentado pelo gás natural industrial GNI produzido e processado pela Parnaíba Gás Natural - PGN, agora adquirida em sua totalidade pela ENEVA, que ainda se encontra em recuperação judicial, a partir de acordo de subscrição firmado com a OGX. Agora, com uma injeção de capital privado de quase 1,5 bilhões de reais, ela será a única empresa independente de *gas-to-wire* (transforma gás natural em energia elétrica), verticalizando numa só cadeia o que comumente é feito por duas cadeias distintas e complementares, a de geração elétrica e a de produção de gás.

O fato dos poços produtores e a unidade de tratamento do gás (UTG) ficarem bem próximos do complexo termelétrico de Parnaíba, o baixo capital imobilizado na construção de pequeno trecho de gasoduto de transporte e a grande escala de produção de gás, permitem que a energia elétrica produzida pela ENEVA tenha um baixo custo. Ajuda também uma logística privilegiada e a adoção de ciclo fechado por uma das usinas, onde quase 40% da geração é oriunda do aproveitamento do calor da queima do gás para geração de vapor que alimenta turbinas à vapor de geração de energia elétrica. Outro fator preponderante para os baixos custos de geração foram os baixos investimento para conexão ao sistema interligado nacional – SIN, no circuito I entre a SE de Presidente Dutra e Miranda II (LT 500 KV).

Integram o complexo as usinas termelétricas (UTE) Parnaíba I, Parnaíba II, Parnaíba III e Parnaíba IV. Atualmente, já estão em operação as usinas Parnaíba I (676 MW), Parnaíba III (176 MW) e Parnaíba IV (56 MW), fornecendo energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Após a entrada em operação de Parnaíba II (518 MW), o Complexo Parnaíba deverá alcançar a marca de 1.425 MW operacionais. Atualmente a ENEVA responde por 7% da produção térmica do país. (ENEVA, 2014). A empresa ainda possui a Usina Termelétrica de Pécem-CE (365 MW), Usina Termelétrica de Itaqui-MA (360 MW), Usina Termelétrica de Amapari-AP (23 MW) e a Usina Fotoelétrica de Tauá-CE (1MW).

#### 4.2.5.2.3 Oeste de Canoas Petróleo e Gás Ltda / UTE Oeste Canoas I / 3,59 MW (consumo médio de 20 mil m<sup>3</sup>/dia)

A Usina Termelétrica Oeste Canoas tem capacidade nominal de geração de 3,59 MW a partir do GN produzido pela própria empresa, em Barreirinhas-MA. Empreendimento está registrado na ANEEL sob o número de registro UTE.GN.MA.032177-0.01.

#### 4.2.5.2.4 Espigão Petróleo e Gás Ltda. / UTE Espigão I - 3,59 MW (consumo médio de 20 mil m<sup>3</sup>/dia)

A Usina Termelétrica Oeste Canoas I tem capacidade nominal de geração de 3,59 MW a partir do GN produzido pela própria empresa, em Santo Amaro do Maranhão-MA. O empreendimento está registrado na ANEEL sob o número de registro UTE.GN.MA.032203-2.01.

### **4.3 Regulamentação do Setor de GN**

#### 4.3.1 Histórico da Evolução

Ao contrário do que ocorre com a maioria dos combustíveis fósseis, que são facilmente armazenáveis, o GN apresenta essa característica que torna a decisão de uso uma escolha complexa pois vinculada a negociação prévia de contratos de fornecimento de gás à longo prazo a ser entregue diretamente na porta do consumidor. Essa característica, que é inata nas indústrias de rede típicas como a cadeia industrial do GN, exige um conjunto de variáveis técnico-econômicas e administrativas que possibilitem um modo de organização no qual o suprimento do gás depende não só da produção, mas também da implantação de redes de transporte e de distribuição, bem como na implantação de um sistema de coordenação dos fluxos, equilibrando a balança de oferta e demanda, sem colocar em risco a confiabilidade do sistema.

Em 1938, o Governo Vargas criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) com o objetivo de impor uma certa regulamentação na indústria do petróleo. Nessa época ocorreu no país uma grande campanha popular em defesa do monopólio do Petróleo, intitulada “O Petróleo é Nosso”.

Em 1953, o governo Vargas, através da Lei 2.004/53 criou a Petrobrás e instituiu o monopólio da União nas atividades de pesquisa e lavra, refino e transporte marítimo, que ficaria a cargo da Petrobrás e que acabou se alastrando para toda a indústria do petróleo e do gás natural. A Petrobrás produzia e comercializava sob a fiscalização do CNP.

Esse modelo exploratório monopolista brasileiro vigorou do período pós-guerra até o início dos anos 80 e, obviamente, era reativo à entrada de novos concorrente na indústria do petróleo e gás. Era um modelo estruturado em três princípios: integração vertical, monopólios públicos de fornecimento e forma de comercialização baseada em contratos bilaterais de longo prazo.

Esse modelo era uma esperança para o Brasil, pois havia permitido que a indústria do gás, na Europa e nos EUA, experimentasse forte expansão da produção e um incremento significativo da participação do GN na matriz energética daqueles países. Entretanto, pouco ajudou a superar a marca de 1% a participação do GN na matriz energética nacional. A descoberta das reservas de petróleo e gás na bacia de Campos, nos anos 80, foi muito importante para garantir um incremento da demanda de gás no país.

Em 1988, a CF garantiu aos Estados da Federação o monopólio de distribuir o gás canalizado, diretamente ou mediante concessão à empresa estatal. Daí quase todos os Estados criaram sua empresa de distribuição e a Petrobrás, como forma de compensar a perda do poder de vender diretamente ao consumidor final, passou a buscar participação societária com todas elas.

Em 1995, aconteceram duas alterações na CF. A Emenda Constitucional nº 5 permitiu que os Estados da Federação pudessem conceder a atividade de distribuição de gás canalizado também às empresas privadas. A outra, de nº 9, flexibilizou o monopólio da União sobre as atividades de pesquisa e lavra das jazidas, refino, importação e exportação de produtos e derivados resultantes do refino, transporte marítimo de petróleo bruto de origem nacional e derivados, bem como o transporte por meio de dutos de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem, permitindo que a União pudesse contratar junto às empresas estatais ou privadas, essas atividades.

Em 1997, a flexibilização do monopólio pôde ser implementada graças à publicação da Lei do Petróleo, a Lei 9.478/97 que instituiu a Política Energética Nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Criou a Agência Nacional do Petróleo, (ANP) que depois virou Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Enfim, criou bases para que outras empresas pudessem atuar nos diversos segmentos da cadeia de O&G.

A partir daí, as atividades de E&P puderam ser concedidas a empresas privadas que participassem de leilões de blocos promovidos anualmente pela ANP.

No caso da indústria de gás que difere da indústria de petróleo por ser uma indústria de rede, a ANP regulamentou as atividades de processamento de gás, de importação e de construção e operação de gasodutos, possibilitando que elas fossem autorizadas para empresas privadas através da Portaria 43/98 (ANP, 2009).

No tocante às importações a ANP autorizou vários grupos empresariais a operarem. O grande marco de importação foi a operação do Gasoduto Brasil – Bolívia(GASBOL) em 1999. O grande volume de gás importando levou o país a implantar o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Em 2001, sobreveio a crise do setor elétrico no governo FHC e o Brasil, aos poucos, foi ampliando seu consumo de gás natural através da implantação de Usinas Termelétricas.

Com a publicação da Lei do Gás, a Lei n. 11.909/09, o GN deixou de ser tratado juridicamente como um derivado do petróleo e passou a ser visto como fonte primária de energia. Foram criadas normas para “[...] exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e da importação e exportação de gás natural” (art. 1º). (BRASIL, 2009).

#### 4.3.2 ANP

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis(ANP) é uma autarquia especial que atua como agencia reguladora das atividades que integram as indústrias de petróleo e gás natural e de biocombustíveis no Brasil. É vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). É responsável pela execução da política nacional do setor. Foi criada pela lei 9.478/97 que instituiu a política energética nacional.

Dentre as prerrogativas legais da ANP, podemos destacar:

- 1) Atua na promoção dos estudos geológicos e geofísicos para subsidiar as atividades de exploração e de produção de petróleo e Gás Natural.
- 2) Subsídia o Conselho Nacional de Política Energética(CNPE) nas decisões sobre áreas a ser licitadas para concessão.
- 3) Colabora com o MME nas áreas a serem licitadas sob o regime de partilha.
- 4) Fiscaliza os contratos de concessão, assinando-os em nome da União.
- 5) Autoriza empresas a construir, operar e ampliar refinarias, instalações de

processamento de GN, de armazenamento e transporte de petróleo, de derivados e de gás natural, inclusive o liquefeito (GNL).

- 6) Fiscaliza a importação e a exportação de petróleo, gás natural, biodiesel e etanol.
- 7) Fiscaliza a distribuição de gás natural comprimido e de GNL; e a produção e estocagem de biodiesel e etanol.
- 8) Atrai investimentos para a expansão da malha de gasodutos e para o aumento da utilização de gás natural(pela Constituição Federal, art. 25, cabe aos estados da Federação a exploração dos serviços locais de distribuição de gás canalizado).

Com a promulgação da lei nº 11.909/2009, a “Lei do Gás”, a ANP passou a receber as atribuições de promover as licitações para construção ou ampliação de gasodutos de transporte, e para a operação dos dutos, além de fiscalizar os contratos resultantes das licitações e aprovar as tarifas para o transporte de GN.

## 5 QUESTÃO AMBIENTAL DO GN

### 5.1 Aspectos gerais

O GN é o energético fóssil com menor potencialidade ofensiva ao meio ambiente. Sua baixa densidade impede que, ao escapar de tanques ou dutos, impregne os substratos minerais, vegetais ou animais. Ele é logo dissipado para a atmosfera. E, como não é tóxico, não causará risco a saúde de homens e animais.

Apesar de ser uma fonte energética de origem fóssil e, portanto, não renovável, o GN, se comparado ao carvão Mineral e óleo diesel, é bem mais limpo e menos impactante para o meio ambiente. A razão disso se deve ao baixo teor de gases do efeito estufa emanados numa termelétrica a GN, se comparado a termelétricas que queimam óleo combustível e carvão mineral. Praticamente não possui compostos sulfurados e nitrogenados proporcionando uma combustão livre da emissão de SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e CO<sub>2</sub> (primeiros são responsáveis pelas chuvas ácidas e os segundos atacam a camada de ozônio e os terceiro é GEE).

É baixo número de moléculas de gás carbônico liberadas durante a queima do GN, que apresenta um queima quase que completa. A relação C/H (1:4) é esclarecedora:

- a) **Uma térmica à lenha:** libera 10 moléculas de gás carbônico para cada molécula de hidrogênio por unidade de energia;
- b) **Uma térmica à carvão mineral:** libera duas moléculas de carbono para cada uma de hidrogênio;
- c) **Uma térmica à óleo combustível:** libera uma única molécula de carbono para duas de hidrogênio;
- d) **Uma térmica à gás natural:** desprende apenas uma molécula de carbono para cada quatro moléculas de hidrogênio.

Apesar disso, não há tratamento especial durante a fase de licenciamento ambiental para as termelétricas a GN.

A ANP, através de acordos e parceria o Ministério do Meio Ambiente – MMA, com o Comando da Marinha do Brasil, com universidades e órgãos estaduais, supervisiona as questões ambientais selecionando áreas que podem ser incluídas nas rodadas de licitação, observando todas as restrições ambientais que possam existir. Um exemplo disso ocorreu na 13ª rodada, quando a ANP suprimiu três blocos da bacia do Parnaíba, no Maranhão, que

seriam ofertados em leilão, a pedido da Fundação Nacional do Índio (FUNAI). A SEMA confirmou em parecer que dois blocos estavam na área limítrofe de uma reserva indígena, desrespeitando a distância mínima de 20 km, e outro se sobrepunha a uma terra indígena. Ao todo, no Brasil, existem milhares de áreas interditadas:

- a) 1.098 unidades de conservação;
- b) 584 terras indígenas;
- c) 9.128 assentamentos de reforma agrária;
- d) 268 quilombolas.

A ANP também é parceira do MMA na elaboração do plano nacional de contingência para vazamentos de óleo de pequenas, médias e grandes proporções.

A ANP participa do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (Proconve), elaborando normas para melhorar o perfil ambiental da frota brasileira de ônibus e caminhões e colabora no inventário nacional de emissões para veículos pesados, leves e motocicletas, instituído pelo MMA.

No tocante ao licenciamento ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e GN, a ANP, para evitar problemas ambientais, excluiu todas unidades de conservação e áreas indígenas das áreas que poderiam fazer parte dos blocos a serem explorados.

Em relação à extração de GN de reservatórios não convencionais, como o folhelho, que já é uma perspectiva no Brasil e uma realidade consolidada nos EUA, divide a opinião de cientistas e engenheiros ambientais. O uso do faturamento hidráulico com seus fluidos agressivos e as operações massivas de faturamento que requerem grandes volumes de água, e pode representar importante restrição à indústria. *O trade off* entre a questão ambiental e os benefícios econômicos procedentes do *shale gas* faz com que nos EUA, as regiões se dividam entre as que proíbem e aquelas que buscam promover a indústria de E&P em reservatórios não-convencionais.

## **5.2 Licenciamento no Maranhão pelo órgão Estadual (SEMA)**

As diretrizes de licenciamento ambiental no Maranhão seguidas pelo órgão Estadual de Meio Ambiente, nesse caso a Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais (SEMA), estão baseadas na Resolução CONAMA nº 23/1994 que trata dos

procedimentos específicos para licenciamento das atividades de EXPROPER (Exploração, Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural).

Para pedido de licenciamento das atividades de exploração de reservatórios com gás associado ou não de um poço (*onshore*) já existente porém inativo, para pesquisa sobre viabilidade econômica, o pedido da LP será do tipo LPpro (Licença Prévia de Produção para Pesquisa). Esse pedido é acompanhado dos seguintes documentos:

- a) Estudo de Viabilidade Ambiental (EVA) elaborado pelo empreendedor contendo plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas (inciso III do art. 6º da Resolução CONAMA nº 23/94); (CONAMA, 1994).
- b) Autorização de desmatamento (supressão vegetal) quando couber;
- c) Cópia da publicação do pedido de LPpro.

Se o pedido for para perfurar o poço para identificação das jazidas e suas extensões, a LP será do tipo LPper (Licença Prévia para Perfuração). Acompanhado do pedido paralelo de autorização para realização de sísmicas e dos seguintes documentos:

- a) Relatório de Controle Ambiental (RCA) elaborado pelo empreendedor, contendo a descrição da atividade de perfuração, riscos ambientais, identificação dos impactos e medidas mitigadoras. (inciso II do art. 6º da Resolução CONAMA nº 23/94); (CONAMA, 1994).
- b) Autorização de desmatamento (supressão vegetal) quando couber;
- c) Cópia da publicação do pedido de LPper.

Em ambos os casos, o pedido de LP é feito com os seguintes passos:

- a) Apresentação do Termo de Referencia (TR) onde consta o estudo adequado elaborado pelo empreendedor nas fases da LPper e LPpro com seus respectivos documentos, além da descrição da área geográfica e os dados da Pesquisa Sísmica realizada. O conceito de Área Geográfica se refere à região, proposta pelo empreendedor e estabelecida pela SEMA, compreendida por um ou mais municípios localizados no mesmo bloco (ou parte deste), ou por vários blocos localizados no mesmo município, e, quando for o caso, respectivo(s) campo(s).

Para Sísmica (Pesquisa Sísmica) será solicitado uma Autorização Ambiental de Pesquisa Sísmica com Plano de Controle Ambiental - AAPS /PCAS.

Em seguida, se constatada a viabilidade produtiva do poço, a empresa requerente poderá solicitar a LP de cobertura das atividades de produção do poço, com o seguinte roteiro:

- a) Apresentação de proposta de Termo de Referência do Estudo de Impacto Ambiental /Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA) com indicação e descrição da área geográfica para as atividades de Produção e Escoamento;
- b) Após a aprovação do TR, o empreendedor solicita a LP do empreendimento para as atividades de Produção e Escoamento;
- c) A SEMA baixa portaria administrativa, nomeando a comissão técnica para análise do EIA/RIMA e abre prazo de 45 dias para que a comunidade ou MPMA,MPF, ou qualquer ONG solicitem a realização de uma Audiência Pública (AP). Caso não haja solicitação, a própria SEMA solicita de ofício;
- d) O empreendedor apresenta o Relatório da AP, com ata da reunião e resumo dos principais fatos ocorridos, além das evidências jornalísticas e fotográficas da ampla divulgação do evento junto às comunidades interessadas, para que o mesmo seja acostado ao processo de pedido de LP;
- e) O processo é encaminhado à Comissão Técnica para formulação do Parecer Técnico do EIA /RIMA e marcação com vistoria técnica *in loco*. Dessa análise são destacadas eventuais pendências e/ou desconformidades;
- f) O Processo segue para o Setor Jurídico que elabora Parecer Jurídico e aponta as pendências documentais e jurídicas se houverem;
- g) A SEMA notifica o empreendedor requerente para que as pendências técnicas e jurídicas sejam sanadas e apresentadas na forma de Relatório à SEMA;
- h) As pendências são verificadas pelos setores técnico e jurídico e encaminhadas à Superintendência de Licenciamento Ambiental e daí para o Secretário Adjunto de Estado, que providencia a homologação do processo e envia para assinatura do Secretário de Estado depois da LP com as condicionantes necessárias.

O Requerimento das demais licenças ambientais LI e LO segue a rotina comum dos outros empreendimentos industriais.

Para pedido de Licença de Instalação (LI):

- a) Apresentação dos PBA e documentação complementar;
- b) Estudos arqueológicos interventivos;
- c) Apresentação das autorizações ambientais para instalação de canteiros de obras e aterros da Construção Civil ou Centros de Material Descartável (CMD) para receber inertes ou outros tipo de material oriundo da perfuração/produção.

Para pedido da Licença de Operação (LO) a obra deverá estar perto de 80 a 85% de conclusão. Cabe ao requerente avaliar se há necessidade de pedir Autorização de comissionamento e testes pré-operacionais, que permite a operação do empreendimento num período de até três meses, antes da emissão da LO, a saber:

- a) Apresentação do Relatório de Atendimento das condicionantes e Relatório de Progresso de execução dos PBA;
- b) Realização de Visita Técnica no empreendimento por equipe designada pela SEMA;
- c) Apresentação do projeto de combate a incêndio aprovado pelo Corpo de Bombeiros de projeto de Combate a Incêndio;
- d) Emissão da LO com as devidas condicionantes.

Ressalve-se que, ao longo de todo o trâmite processual, o requerente deverá providenciar as publicações em jornal de grande circulação e no diário Oficial do Estado (DOE) todos os pedidos feitos junto à SEMA e de todas as emissões de licenças e outorgas.

Em alguns casos, será exigido o EIA/RIMA para a Perfuração de Poços:

- I – em locais em que venham a gerar impactos socioculturais diretos que impliquem inviabilização de comunidades ou sua completa remoção;
- II – na Zona Costeira e implicar alterações significativas das suas características naturais, conforme dispõe a Lei n° 7.661, de 16 de maio de 1988;
- III – em formações dunares, planícies fluviais e de deflação, mangues e demais áreas úmidas; IV - intervenção física em cavidades naturais subterrâneas;
- V - localização em sítios de: reprodução e descanso identificados nas rotas de aves migratórias; endemismo restrito e espécies ameaçadas de extinção reconhecidas oficialmente;

- VI –a partir do limite em zonas de amortecimento de unidades de conservação de proteção integral, adotando-se o limite de 10 km (dez quilômetros) a unidade de conservação, cuja zona de amortecimento não esteja ainda estabelecida;
- VII – intervenção no entorno de terra indígena e/ou em território quilombola (ou entorno) conforme distâncias específicas da área da Amazônia legal (10 Km) ou outras regiões (8 KM).

Quando os poços estiverem na região marítima (*offshore*) o licenciamento ambiental caberá ao IBAMA, e, se algum bloco, campo ou poço se encontrar em Unidades de Conservação (UC), caberá parecer homologatório do ICMBio. Se estiver em área indígena, caberá à FUNAI o papel homologatório. O órgão licenciador precisa articular-se com o órgão indigenista oficial (FUNAI) quando as atividades de O&G estiverem próximas das áreas de reservas Indígena, da mesma forma com a Fundação Cultural Palmares em caso de comunidades quilombolas e o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN) em casos de sítios arqueológicos.

## 6 PERSPECTIVAS DE INCREMENTO DA CADEIA GASEÍFERA NO MARANHÃO

### 6.1 Desafios a serem vencidos pela União

- 1) O GN precisa ser visto como parte de uma Política Energética para o Desenvolvimento e Manutenção da competitividade industrial.
- 2) Abertura do Mercado de Gás Natural com viabilização de usuários livres e comercializadores.
- 3) Aumento da Competição com incentivo para novos produtores, auto-importadores e autoprodutores.
- 4) Fomento para redução de preços no médio e longo prazo com ampliação da oferta de GN e diversificação de fornecedores.
- 5) Fomento de políticas para aumento do consumo de GN

### 6.2 Desafios nos setores de Produção e Transporte do GN

- 1) Eliminação do monopólio na produção e no transporte do gás.
- 2) Aumento da concorrência com a inclusão de novos agentes (aumento da produção nacional e importação de GNL).
- 3) Definição de regras claras para a produção e transporte do gás.
- 4) Aumento da malha de transporte através de novos investidores.
- 5) Criação do mercado livre com desenvolvimento das figuras de autoprodutor, produtor independente, autoimportador.
- 6) Fortalecimento da Agência Reguladora “independente” para garantir estabilidade ao mercado.
- 7) Dar uma posição firme do volume de gás do pré-sal que será disponibilizado para o mercado.
- 8) Aumentar os investimentos em exploração de Gás Natural *onshore*.
- 9) Incentivar a construção dos gasodutos de transporte e escoamento da produção (transferência).

### 6.3 Desafios para os Distribuidores de Gás Natural

- 1) Criação de mecanismos regulatórios para contratação do gás pela distribuidora (foco no menor preço).
- 2) Fortalecimento das agências reguladoras dando autonomia e capacitação para a condução de processos regulatórios isonômicos.
- 3) Margem dos distribuidores precisa ter metodologia de cálculo simplificada e transparente para permitir previsibilidade e planejamento pelos consumidores.
- 4) Reajustes Tarifários devem ser transparentes e previsíveis com itens bem definidos: Remuneração e taxa de depreciação de ativos / Remuneração de novos investimentos/ Remuneração de custo operacionais/ Fator de incentivo à eficiência operacional (premiação ou penalidade).
- 5) Realização de consultas e audiências públicas prévias à aprovação da revisão tarifária, à alteração de normas vigentes e implantação de novas normas.
- 6) Criação de mercado livre e estabelecimento de regras de operação.
- 7) Criação de mecanismos que incentivem aumento de eficiência na gestão e ganhos de produtividade.
- 8) Desenvolvimento de mercado para maximizar a utilização da malha de distribuição com redução de custo para todos os consumidores.
- 9) A análise da demanda por Gás Natural, deve considerar essa possibilidade de substituição de seu uso por outros energéticos.
- 10) O preço do GN depende de seu custo de produção ou importação, e também do custo de transporte e distribuição do gás até o ponto de consumo. E esses custos, estão relacionados à quantidade de gás produzida e consumida (economia de escala).
- 11) A discussão sobre a política de preços relativos do GN e de outros energéticos é vital para diminuir as incertezas para os agentes e atrair investidores.
- 12) Implementação das normas regulatórias da operação de *swap*.
- 13) Harmonização regulatória entre regulador estadual e federal.
- 14) Livre acesso à infraestrutura.

### 6.4 A Questão Estratégica dos Gasodutos

O governo federal precisa executar o planejamento da nova rede de grandes dutos para interligar o país de forma a atender a demanda crescente de gás natural até 2022. Sem

contar o consumo de usinas termelétricas, essa demanda subirá dos atuais 40,6 milhões para 89,7 milhões de metros cúbicos, segundo estimativas oficiais (ANP, 2016).

A malha brasileira (figura 12), apesar do Gasbol e do Gasene (gasoduto Sudeste - Nordeste), ainda é muito pequena, não chegando a 10 mil km. Só a vizinha Argentina possui 15 mil km e os EUA quase 500 mil km.

O Ministério de Minas e Energia –MME elaborou o plano decenal de expansão da malha de transporte dutoviário, denominado de PEMAT, que vem sendo aguardado pelo mercado desde 2011. Além das projeções de demanda, para um horizonte de dez anos, o documento tem simulações de investimentos nos gasodutos e propostas de traçados para a nova rede que promova uma ampliação do sistema interligado e garanta sistemas isolados para mercados específicos, Haveria pelo menos quatro grandes interligações entre centros de produção e polos de consumo. Investimentos na ordem de 30 bilhões de reais.

Conforme a nova Lei do Gás, em vigor desde 2009, os leilões de novos dutos poderão ser realizados com base em projeto do governo e da iniciativa privada. R\$ 7,3 bilhões a R\$ 8,6 bilhões.

Uma obra importante seria a ampliação da malha integrada do Sudeste e a região Sul (Sudeste & Sul) para transporte de pelo menos 8 milhões m<sup>3</sup>/dia. Uma alternativa seria a ampliação do Gasbol (Gasoduto Bolívia-Brasil) em um trecho de 1.170 km entre os municípios de Campinas (SP) e Canoas (RS), com investimentos na ordem de R\$ 4,6 bilhões, aproveitando-se a faixa de passagem do duto existente. A outra seria construir um novo gasoduto de Penápolis (SP) a Canoas (RS) com 1.051 km a um custo de 4,2 bilhões que demandaria a construção de um corredor de passagem porém melhorando a geometria do sistema ao estabelecer um anel de dutos.

No PEMAT está prevista a construção de gasoduto no sistema isolado entre os municípios de Santo Antônio dos Lopes (MA) e Barcarena (PA), com capacidade para transportar até 4,6 M m<sup>3</sup>/dia da bacia do Parnaíba para o polo industrial paraense, próximo a Belém.

No escopo do PEMAT, um consórcio privado se propôs a construir um gasoduto de 11,3 km denominado Guapimirim - Comperj II para atendimento de uma demanda da Petrobrás para interligar o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro - Comperj a um outro duto localizado na cidade de Guapimirim – RJ, o Gasduc III, que transporta gás da rota 3 do pré-sal, bacia de Santos.

Em 2015, o Tribunal de Contas da União (TCU) suspendeu a concessão desse gasoduto, a primeira depois da Lei do Gás, por conta do valor da obra, estimada em quase R\$



aproximado é feito da seguinte maneira:

$$11.300 \text{ m} \times 24 \text{ polegadas} = 271.200$$

$$271.200 \times \text{US\$ } 80 = \text{US\$ } 21.696.000$$

$$\text{US\$ } 21.696.000 \times \text{R\$ } 3,00 = \text{R\$ } 65 \text{ milhões}$$

O valor do metropol é tomado com base em custo médio realizado por outras empresas em locais semelhantes. Gasodutos construídos pela própria Petrobrás, como o Gasene e o Urucu-Manaus, tiveram um valor médio de US\$ 81,78 por metropol, que passou a ficar estabelecido como um preço paradigma do mercado nacional.

Logo, para o TCU, esse gasoduto teria um preço aceitável de referencia em torno de 65 milhões de reais e não os quase 140 milhões apresentados pela EPE, que sairia por US\$ 165,68 / metropol, quase o dobro do aceitável.

## **6.6 Empresas e Potenciais Empreendimentos Maranhenses Que Podem Utilizar o GNI, GNV e o Gás canalizado/Gás Natural Domestico (GND)**

Em 2013 houve uma tentativa fracassada do Governo do estado do Maranhão em obrigar a então empresa produtora de gás, a OGX Maranhão Petróleo e Gás, a destinar nos planos de negócio dos poços Gavião Azul e Gavião Branco, pelo menos uma cota de 6 milhões m<sup>3</sup>/dia para atendimento do mercado industrial e veicular do Maranhão. Cota essa capaz de promover um maior desenvolvimento econômico do Maranhão e viabilizar a construção de um gasoduto pela Gasmar. O Secretário de Estado de Indústria e Comércio, Mauricio Macedo afirmou nessa oportunidade que era um contrassenso para o desenvolvimento econômico do Maranhão que todo gás produzido fosse transformado em energia elétrica (*gas to wire*). Esse momento deixou claro as futuras dificuldades que o Governo encontraria para negociar com as empresas produtoras cotas de fornecimento de GN para incrementar a cadeia gaseífera do Estado, num ambiente complexamente regulado que prioriza a geração termelétrica à gás (BRASIL ECONÔMICO, 2013). Vale lembrar que toda estimativa de produção de GN da bacia do Parnaíba se encontra, em tese, comprometida com a capacidade futura de geração do Complexo Termelétrico de Parnaíba, cujo licenciamento alcança o valor nominal de 3.777 MW.

A partir de uma análise dos empreendimentos existentes no Maranhão e das oportunidades de novos negócios, vislumbrando-se a oferta de GN processado que pode

agregar valor aos produtos existentes ou possibilitar a produção de novos bens, apresenta-se propostas que, se implementadas pelo mercado com apoio do Poder Público, poderão trazer uma grande desenvolvimento da cadeia do GN em nosso Estado.

A quantidade de GN processado a ser disponibilizado para o parque industrial, comercial, residencial e veicular do Maranhão, antes que haja um plano de negócio para esse fim específico que pode demorar até 4 anos para ser efetivado baseia-se num valor mínimo de 2 milhões m<sup>3</sup>/dia, capaz de justificar a construção de um gasoduto e movimentar a cadeia estadual de gás. Recentemente, a PGN anunciou para julho de 2016, uma produção na ordem de 8,4 milhões m<sup>3</sup>/dia, obviamente para ser utilizado pelo Complexo Parnaíba. Desse volume poderia haver uma pequena margem de sobra confirmando-se o fim do ciclo hídrico desfavorável à geração hidrelétrica que faria diminuir o despacho termoelétrico. Assim, para efeito prático, estima-se uma disponibilidade inicial de GN processado na ordem de 1,3 M m<sup>3</sup>/dia para atender os mercados industrial e veicular com possibilidade de uso residencial no entorno dos *citygates*. Em um momento seguinte, poderia ser adicionado mais 700 mil m<sup>3</sup>/dia para atendimento da refinaria da Alumar, que atualmente importa seu GNL.

Não será contabilizada, nessa disponibilidade, a produção da empresa Panergy que produz cerca de 300 mil m<sup>3</sup>/dia no campo espigão e a utiliza para geração de energia elétrica e venda para a empresa Bahiagás, a partir da compressão do GN em cilindros que são transportados em caminhões.

As Principais propostas de uso de GNV e GNI no Estado do Maranhão são:

1) Oferta de Gás Canalizado (GND) para abastecimento residencial (proposta inicial de demanda de 30 mil m<sup>3</sup>/dia)

O GND para uso residencial está em franca expansão no Brasil. Podem-se citar algumas vantagens para seu uso:

- a) Seu preço é bastante competitivo;
- b) É a forma mais segura de energia. Se escapar em ambientes internos, ele logo subirá para camadas mais altas, haja vista ter densidade menor que 1. É mais leve que o ar e não provoca bolsões explosivos e também não provoca asfixia;
- c) Limite de inflamabilidade inferior é alto;
- d) Possibilita maior vida útil aos equipamentos devido a baixa emissão de gases ácidos e compostos de enxofre;
- e) Não exige a necessidade de botijões de gás que são perigosos e ocupam

espaço;

- f) Evita a criação de bolsões explosivos devido ao fato do gás ser mais leve que o ar e se dissipa rapidamente. O GN é a forma de energia mais segura e os índices de morte e acidentes são muito baixos quando comparada com outras formas;
- g) Sua chama azul é mais firme, forte e constante, ajudando no preparo dos alimentos de forma mais rapidamente e mais barata;
- h) Não é tóxico. Se for ingerido ou inalado não vai provocar nenhum dano à saúde;
- i) Não é explosivo. A chance de haver explosão por escapamento é quase zero;
- j) Diminui os impactos ambientais decorrente da queima do GLP e lenha e carvão vegetal.

Fazendo-se um comparativo com a empresa de distribuição de gás da Bahia, a Bahiagas, que possui hoje quase 30 mil usuários dentro de um universo de 15 milhões de pessoas, pode-se fazer uma projeção para o mercado maranhense em torno de 15 mil possíveis, que consumiriam algo em torno de 2 m<sup>3</sup>/dia, num total de 30 mil m<sup>3</sup>/dia.

Seguro e prático, o GND pode ser utilizado para aquecimento de água e cocção, e se apresenta como uma boa alternativa para incremento da cadeia gaseífera do Estado.

Na cozinha pode ser utilizado em fogão e geladeira a gás. Pode também ser usado em fornos especiais que aquecem água para liberação de vapor quente que não ressecam os alimentos. No banheiro é utilizado em aquecedores que queimam diretamente o gás, produzindo água quente quase que instantaneamente com grande economia de energia. Na área de lazer poderá ser utilizado em churrasqueira que queima o gás sem deixar nenhum tipo de fuligem ou resíduos. Poderá também ser utilizado para aquecer a água da piscina e gerar vapor para a sauna. Também ser utilizado ainda para climatização de ambientes a partir do uso de centrais de refrigeração à gás. Muito econômica em relação às centrais à energia elétrica.

- 2) Oferta de GNV para abastecer a frota pública e privada do Estado (proposta inicial de demanda de 200 mil m<sup>3</sup>/dia)

Um benefício provável do GNV para o Estado do Maranhão está no fato de que, em muitos municípios afastados da rede de distribuição, o mercado de GN tem-se desenvolvido embrionariamente a partir do GNV, que funciona como um forte indutor de

ampliação e consolidação da cadeia gaseífera.

No Maranhão, por falta de gasodutos, o governo poderia estabelecer condições mínimas para que a GASMAR pudesse, através de gasodutos virtuais, trazer GNV para abastecer a frota veicular do Maranhão.

Em relação à geração de emprego e renda, verifica-se que a indústria de GNV é composta por inúmeras atividades industriais e comerciais auxiliares formadas em sua maioria por empresas de pequeno porte. No Brasil esse número é de 489 oficinas registradas (INMETRO apud COLOMER, 2012). Nesse mercado de conversão, além das empresas convertedoras, haveria centenas de outras pequenas empresas satélites, criando-se um grande potencial de geração de emprego e renda.

As vantagens ambientais do uso do GNV são excepcionais. Apresenta menores emissões de CO<sub>2</sub>, particulados, óxidos nitrosos e enxofre, principalmente quando comparado ao diesel e a gasolina. Segundo Dondero e Goldemberg (2005 apud COLOMER, 2012), a conversão de veículos leves reduz em cerca de 13% as emissões de CO<sub>2</sub> equivalente. As vantagens ambientais do GNV aumentam quando se analisa as frotas urbanas de serviços de utilidade pública, como ônibus e coleta de lixo. Os veículos reduzem a emissão de material particulado e o nível de ruído dos motores.

Outra importante vantagem do uso do gás veicular é uma conseqüente redistribuição da renda e melhoria do bem estar social da população pobre. Percebe-se claramente a difusão do seu uso nas camadas menos favorecida da população em função da economia gerada em termos monetários.

As incertezas do fornecimento do gás da Bolívia, o aumento dos preços do gás natural no mercado doméstico, a expansão da frota de veículos bicombustíveis e a propaganda negativa do uso do GNV, ajudaram a mudar a tendência de expansão do mercado para consumo do gás veicular, que vinha crescendo desde o ano 2000. Assim, o número de conversões anuais caíram de 271 mil veículos, em 2006, para menos de 50 mil em 2010 (GASNET apud COLOMER, 2012).

Apesar desse cenário adverso, o segmento de GNV se aproveita dos esforços inovadores das companhias locais de distribuição, dos fornecedores de equipamentos e das montadoras de veículos. A possibilidade de aparecimento de novas tecnologias de conversão e abastecimento, amparado por um cenário de maior oferta de GN e a política de preços de combustíveis, pode reaquecer o mercado de GNV.

Análises comparativas e cálculos simplificados mostram que, em média, um carro econômico de passageiro para percorrer 100 quilômetros utilizando GNV vai precisar de um

botijão de 7,5m<sup>3</sup>. O mesmo carro utilizando gasolina precisaria de 10 litros de combustível. No caso de etanol, precisaria de 12,5 litros. Simplificadamente, sem levar em conta todas as variáveis envolvidas como modo de direção, carga útil, altitude, etc., uma relação de custo x benefício por km rodado entre os três tipos de combustível, considerando-se os preços médios dos combustíveis em junho de 2016 (GNV R\$ 2,25 /gasolina R\$ 3,7 / Etanol R\$ 3,4) mostra que o uso do GNV dará uma economia média de R\$ 20,12 em relação à gasolina e R\$ 25,60 em relação ao etanol. Essa significativa redução de custos para obter o mesmo benefício permite uma economia que contribui com a população de baixa renda. Para o usuário do veículo a GNV, que percorre 2.000 km no mês, haverá uma economia mensal de R\$ 402,00 em relação à gasolina e R\$ 512,00 ao etanol. Como o custo médio de uma conversão do motor para uso do GNV é R\$ 4.500,00, o consumidor pagaria a conversão com a economia auferida em torno apenas 1 ano de consumo de GNV.

Os principais desafios para consolidação de uma indústria de GNV no Maranhão estão na garantia de fornecimento inseridos em plano de negócio de alguma produtora de GN em campos maduros, como a Panergy ou Engepet, por exemplo, além da viabilização de gasodutos virtuais e centros de distribuição de GN (CDGN) em áreas estratégica de São Luís para abastecimento da frota metropolitana. Além desses é importante que seja difundido ao máximo junto a população maranhense as oportunidades da utilização das diferentes opções de combustíveis, a difusão dos kits de 5ª geração, a padronização das empresas convertedoras, campanhas publicitárias informando os benefícios do GNV. Importante também que o Governo divulgue as novas tecnologias da Bosch de conversão de veículos pesados com ciclo diesel para uso de GN, ajudando a definir uma estratégia de fomento ao uso do GNV.

Aqui, no Maranhão, o GNV poderá trazer grandes benefícios para o setor de transportes substituindo o óleo diesel usado nos ônibus e caminhões e a gasolina e o etanol nos automóveis. Isso poderia reduzir de forma considerável a poluição atmosférica na grande São Luís, que já sofre dos efeitos deletérios de uma frota muito concentrada de ônibus, caminhões, carretas e bitrens.

Ressalta-se que, no segmento GNV, estudos apontam a necessidade de melhorias tecnológicas para otimizar o desempenho, garantindo-se mais segurança, mais conforto, reduzindo custos e emissões veiculares de gases poluentes (HENRIQUES JÚNIOR, 2003).

De acordo com os dados do RENAAM, o Maranhão foi o Estado onde mais cresceu a frota de carros (32,5%) e motos (63,9%) proporcionalmente de 2009 a maio de 2012, em comparação com os Estados do Nordeste e com o país (carros 18,2% e motos 30,3%).(DETRAN-MA, 2012). O Maranhão já superou a marca de 1,5 milhão de veículos

registrados, dos quais mais de 300 mil são da capital e quase 100 mil são de Imperatriz.

Esses números são surpreendentes, se compararmos, por exemplo, que, em 1998, o Maranhão possuía apenas 158.704 veículos. Em 2003, eram 328.577 veículos registrados no Detran-MA. Hoje, São Luís já possui mais de 300 mil veículos. E, pelo ritmo do crescimento da frota, em pouco tempo o Maranhão estará batendo novos recordes. Foram necessárias quatro décadas para formar uma frota de 200 mil veículos e menos de uma década para quadruplicar seu tamanho.

Se para iniciar o abastecimento um gasoduto virtual seria suficiente, para consolidar o mercado seria necessário um gasoduto trazendo o GNV da Unidade de Processamento de GN em capinzal do Norte até São Luís, numa extensão de quase 250 Km com bitola de pelo menos 16 polegadas.

No Estado existe uma frota pública oficial circulante de pelo menos 5 mil veículos entre ônibus, taxis, carros oficiais, ambulâncias, viaturas policiais, etc., com motores a ciclo Otto e Diesel.

Em seguida, seria possível estimular o uso do GNV na frota privada a partir da disseminação de postos de abastecimentos e centros de conversão de motores.

Tomando-se como base comparativa o mercado de GNV da Bahia, que é atendido pela empresa Bahiagás com uma frota com cerca de 6,5 milhões de veículos e volume diário de demanda na ordem de 204 mil m<sup>3</sup>/dia, pode-se adotar para efeitos prática com um volume inicial de 150 mil m<sup>3</sup>/dia seria suficiente para abastecer uma fração da frota maranhense estimada em 46 mil veículos.

### 3) Oferta de GNI para agregar valor aos produtos do Polo de Cerâmica (proposta inicial de 50 mil m<sup>3</sup> a 100 mil m<sup>3</sup>/dia)

O Maranhão apresenta um cenário de grandes oportunidades para investidores no segmento da produção cerâmica a partir da argila vermelha. Considerando-se que a indústria cerâmica faz uso intensivo de energia em seus secadores de argila, secadores de biscoitos (peça moldada) e fornos que funcionam em alta temperatura. No Estado, a produção existente é suficiente para atender ao mercado interno. Os principais produtores de cerâmica vermelha se encontram nos municípios de Itapecuru, Rosário, Imperatriz, Timon e Caxias. Produzem tijolos, telha canal, telha colonial, blocos cerâmicos e lajotas. Somente o polo de Itapecuru produz mais de três milhões de peças por mês e, ao todo, a indústria ceramista emprega mais de 15 mil pessoas, direta e indiretamente.

As reservas de argila vermelha são vastas no Maranhão. Para o Serviço Geológico do Brasil - CPRM, no território maranhense existem argilas aluvionares e de planície costeira nos terrenos quaternários, argilas formacionais e rochas diversas nas bacias sedimentares fanerozoicas. Assim pode-se dizer que os depósitos de argila no estado do Maranhão ocorrem em quase todo o território, constituídas basicamente de argilitos intercalados com siltito argiloso. (MARANHÃO, 2014).

No Maranhão a indústria cerâmica vermelha (figura 13) tem produção suficiente para atender ao mercado interno, pois é produzida em quase todos os municípios, seja artesanalmente para uso próprio, seja por indústrias de todos os portes, desde a simples olaria até a indústria mais sofisticada, detentora de tecnologias de produção bem avançada.

Algumas empresas produzem cerâmicas vermelha de alta qualidade, dispondo de laboratórios próprios para controle e monitoramento das etapas do processo de produção, assegurando o cumprimento das normas técnicas de produção.

A mineração é bastante simples. É feita com escavadoras e caminhões a céu aberto. Cada estrato de argila é explorado separadamente e segregado em pilhas de estocagem para maturação.

O processamento se inicia na separação de contaminantes, passagem em laminador e umedecimento e mistura da massa. A massa vai para uma extrusora a vácuo para padronizar o teor de umidade. A massa é extrusada em forma de barra contínua e encaminhada para o corte. O corte é mecanizado. As peças vão para secagem natural, durante 5 dias e depois o material vai para queima homogênea. O material cerâmico é queimado a temperaturas na ordem de 750° C a 1000° C por aproximadamente 4 dias. Após a queima e resfriamento, os blocos cerâmicos, desenformados, estão aptos para sua comercialização. (MARANHÃO, 2014).

As 40 empresas filiadas no sindicato dos ceramistas que produzem 80% da oferta do Estado se adequaram as boas práticas ambientais. Praticamente quase 95% das argilas são mineradas em áreas altas, nas quais é fácil fazer a recuperação ambiental com custos mais baixos. Na matriz energética a evolução é significativa. A indústria praticamente opera com lenha de reflorestamento e com resíduos de coco babaçu. 80% do combustível é renovável e tem origem legal.

**Figura 13** – Foto de empresa cerâmica no Estado do MA.



Fonte: Grupo bbmendes.com.br

O Polo cerâmico do Maranhão pode melhorar sensivelmente com a utilização de GN para substituir a queima pela lenha. O GN é a principal fonte de geração de energia térmica utilizada pelas indústrias de revestimentos cerâmicos no mundo. Ele está presente em todas as etapas de produção. Da secagem da matéria-prima a queima do esmalte, garantindo um ganho excepcional na qualidade final do produto cerâmico.

A produção de revestimentos cerâmicos em escala industrial requer um elevado consumo de energia térmica e elétrica, sendo estas, utilizadas em várias etapas ao longo de todo o processo produtivo. De maneira geral, as etapas que mais consomem energia são: secagem, moagem, atomização (no caso do processamento do material por via úmida) e queima. Um dos melhores indicadores da evolução da indústria de revestimentos cerâmicos é o estudo da evolução de seu consumo energético. Com o aprimoramento das técnicas referentes ao processo produtivo, o avanço tecnológico dos equipamentos e o aumento da produtividade, o consumo de energia elétrica e térmica aumentou progressivamente nas últimas décadas. Os custos com energia representam atualmente uma grande parcela do custo total de produção dessas indústrias. O Brasil, dentro deste cenário mundial, se destaca por ser o segundo maior produtor e consumidor, e o quarto maior exportador de revestimentos cerâmicos.(ALVES; MELCHÍADES; BOSCHI, 2008, p.1).

A versatilidade do GN está fazendo com que vários segmentos de produção de cerâmica passem a utilizá-lo em escala industrial. Entre os benefícios agregados aos processos da empresa, pode-se destacar o alto rendimento térmico do GN, pois os equipamentos precisam de uma temperatura uniforme e de alta precisão. Somente o GN permite isso.

De acordo com Jahn (2005), o uso do GN permite um melhor controle da queima dos produtos cerâmicos e com isso possibilita:

- a) Aumentar a eficiência do processo de produção de tijolos e telhas pela redução das perdas térmicas;
- b) Aumentar a capacidade e eficiência dos secadores;
- c) Desenvolver e inserir produtos com maior valor agregado;

- d) Planejar, controlar e otimizar a produção, visando o aumento da produção e a redução de custos específicos.

Dessa forma, entende-se que para viabilizar o polo cerâmico do Maranhão, deveria ser objeto de estudo mais aprofundado a implantação de um gasoduto que atendesse o município de Itapecuru a partir de uma derivação do sistema que levaria o GN de Capinzal do Norte a São Luís ou então a viabilização de um Centro de Distribuição de GNC (CDGNC) na área urbana de Itapecuru-Mirim-MA.

- 4) Oferta de GNI para agregar valor aos produtos do Polo Gesseiro (proposta inicial de demanda de 100 mil m<sup>3</sup> a 200 mil m<sup>3</sup>/dia)

Grajaú, possui 7.407,824 Km<sup>2</sup>. Fica a 580 Km de São Luís sendo ligada à capital pela BR-226 e a MA-006. Fica a 152 Km de Porto Franco, cortada pela rodovia Belém-Brasília e a Ferrovia Norte-Sul/ EFC- Estrada de Ferro Carajás, com fácil acesso ferroviário ao Porto do Itaqui, viabilizando o atendimento ao mercado nacional e internacional.

Grajaú é o segundo maior polo gesseiro do Brasil, com uma reserva estimada em 15.315 milhões de T de gipsita com uma produção aproximada de 107 M T/ano ficando atrás apenas do polo gesseiro da região do Araripe, região oeste de Pernambuco que produz 95% do gesso do Brasil. (MARANHÃO, 2014).

Grajaú se apresenta com bom nível de infraestrutura de serviços gerais, escolar, de saúde, judiciária, militar/policial e com comércio típico de entreposto de média rotatividade. Dispõe de energia elétrica, águas superficiais e subterrâneas de boa qualidade e grandes reservas de florestas naturais e artificiais para produção de lenha industrial (MARANHÃO, 2012).

A empresa S TANKES produz 8 mil t/dia, com dois fornos à carvão mineral. Há tendência de migração para o GN transportado como gás comprimido em carretas importadas da Coreia a um custo de um milhão de dólares. Possui um dispositivo que permite uma adaptação no forno contínuo e produz um gesso de excelente qualidade, porque o uso do GN na produção de gesso permite o controle de temperatura, garantindo um gesso de melhor qualidade. As pequenas empresas locais ainda são do tipo “barriga quente” onde o controle da temperatura é feito empiricamente pelos calcinadores.

Problemas de infraestrutura dificultam essa tecnologia. Outra opção para calcinação do gesso é a lenha que gera problemas ambientais. No entorno de Grajaú existem 60 ha de áreas florestadas.

A empresa local Gesso Fino, já utiliza cavaco oriundo de refugo. Qualquer nova empresa que se instale em Grajau deverá utilizar o cavaco certificado ou o GN como melhoria no processo de calcinação do gesso. O uso do GN poderia ser uma opção para o polo gesseiro do município de Grajaú. Poderá resolver os passivos ambientais causados pela produção de lenha.

Um gasoduto de 225 km e 10 polegadas de diâmetro entre Grajau e Capinzal do Norte, a um custo estimado de 400 milhões de reais, poderia resolver esse problema. Se produzido com melhor qualidade, o gesso poderia ser encaminhado por via ferroviária ao Porto do Itaqui, para exportação.

Se tudo isso for implantado, haverá um grande desenvolvimento da atividade gesseira de Grajaú que poderá alcançar toda a costa atlântica do Brasil, que é o mercado consumidor do país, atendendo por exemplo a grande demanda por gesso em Santa Catarina.

Todas as informações econômicas da atividade do setor apontam para um cenário nos próximos 10 a 12 anos para que Grajau alcance entre 10% a 15% da produção nacional. 10 mil postos de emprego diretos. A geração de renda de 350 a 400 milhões de reais/ ano.

Com base em realidade ambiental a apresentação de um projeto de viabilidade energética pelo uso do GNI através de um gasoduto, interligando a fonte produtora a fonte consumidora (Grajau), tornar-se-á a melhor alternativa para o desenvolvimento sustentável do segmento de gesso da região.

5) Oferta de GNI para agregar valor aos produtos da indústria cimenteira instalada em São Luís (proposta inicial de demanda de 150 mil m<sup>3</sup>/dia)

O Cimento Votorantim (figura 11) tem capacidade de produção de 750 mil t/ano. A empresa Queiroz Galvão tem capacidade de 500 mil t/ano e a Itapicuru do grupo João Santos, em Codó tem capacidade de 350 mil t/ano. Juntas elas responderão por quase 1,6 milhões de t/ano do total do cimento produzido no Estado do MA, transformando-o num grande produtor de cimento do norte e nordeste, atrás somente de Sergipe com 2,9 milhões de t/ano.

A Queiroz Galvão inaugurou sua fábrica de cimento, a Cimentos do Maranhão S A – CIMAR, em 2015. Ela pertence à CPP- Cimento Portland Participações. Localizada no Distrito Industrial próximo da BR 135.

No processo de fabricação, a CIMAR reaproveita a escória moída proveniente da Gusa Nordeste, em Açailândia-MA. A escória é um subproduto da fabricação de ferro-gusa é considerado um insumo estratégico fundamental para a competitividade do cimento e sua

utilização tem efeitos positivos na preservação do meio ambiente.

Além da escória, utiliza-se para fabricação do cimento o calcário, o gesso (adquirido também do sul do Maranhão) e o clínquer, importado pelo Porto do Itaqui. Quanto à descarga do clínquer no porto do Itaqui, a Cimar utiliza moegas ecológicas, uma solução desenvolvida no Estado, que maximiza a eficiência nas operações e evita desperdícios, reduzindo a emissão de particulados. A fábrica possui quatro silos com capacidade para 1500 toneladas cada um, totalizando 6 mil toneladas.

**Figura 14** – Foto de empresa de cimento no Maranhão

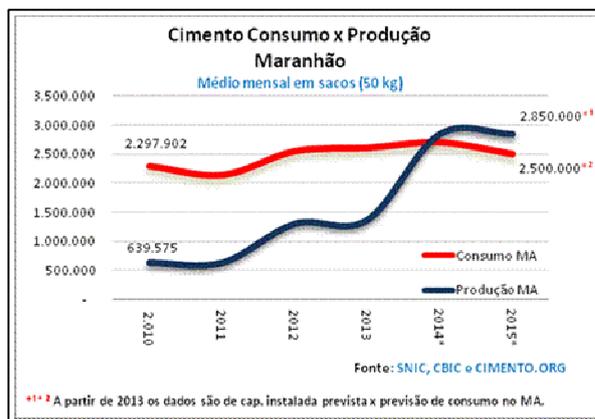


Fonte: Maranhão (2013)

A Icibra – Indústria de Cimento do Brasil, é uma empresa maranhense que funciona desde 2013 nas instalações da antiga Metalman em Bacabeira. Produz uma nova marca de cimento em parceria com a Lafarge Holcim, maior produtora de cimento do mundo. Ela ficará responsável pela logística e pela comercialização dos produtos no Estado do Maranhão e a multinacional ficará com controle de qualidade, gerenciamento do laboratório da unidade produtora.

A expectativa é que a produção do cimento da marca Lafarge chegue a 60 mil t/ano de cimento. O gráfico 8, abaixo, mostra a curva de consumo e produção no Estado.

**Gráfico 8** – Curva de consumo X produção no Maranhão



Fonte: CBIC (2013)

Em 2010 o mercado do Maranhão contava apenas com a marca NASSAU, com sua indústria em Codó. Em 2013 veio a Votorantim e, por último, o cimento Bravo da CIMAR. A mudança da marca da Icibra, de Itaqui para LAFARGE vai acirrar ainda mais o já concorrido mercado local de cimento.

6) Oferta de GNI para recuperação produtiva da Brascopper (proposta inicial de demanda de 100 mil m<sup>3</sup>/dia)

A empresa Brascopper (figura 15) foi instalada ao lado da ALUMAR para aproveitar o alumínio líquido produzido pela fábrica e diminuir seus custos operacionais de fabricação dos cabos de alumínio. Com o fechamento das unidades de alumínio primário da Alumar entre 2014 a 2015, a Brascopper praticamente encerrou suas atividades no Maranhão. O Uso do CNI para derretimento do alumínio poderia gerar uma nova equação de viabilidade econômica e financeira da empresa que tinha capacidade de fabricação de 30 mil t/ano de vergalhões, fios e cabos de alumínio.

**Figura 15** – Foto da empresa Brascopper



Fonte: Maranhão (2013)

7) Oferta de GNI para diminuição de custos da fábrica da Suzano de Celulose e Papel em Imperatriz-MA (proposta inicial de demanda de 200 a 300 mil m<sup>3</sup>/dia)

A indústria de Papel e Celulose faz uso intensivo de energia elétrica, sendo 90% de seu conteúdo energético utilizado para geração de vapor e 10% para outros processos como secagem e acabamento (MAZZEI, 2007). O GN pode ser usado como combustível nas

caldeiras de força, na recuperação química, fornos de cal, incineradores, estufas, geradores elétricos e até empilhadeiras. Pode ainda servir na co-geração devido as grandes demandas por vapor e eletricidade nessas plantas industriais.

A Suzano Papel e Celulose é uma empresa com 92 anos de existência. No Brasil, emprega cerca de oito mil profissionais do quadro funcional e cerca de 11 mil terceirizados. Possui sede administrativa em São Paulo (SP) e cinco unidades industriais – três no Estado de São Paulo (Limeira e duas em Suzano), uma na Bahia (Mucuri) e uma no Maranhão (Imperatriz). A empresa tem escritório comercial na China e subsidiárias nos Estados Unidos, Suíça, Inglaterra e Argentina. (SUZANO, 2016).

Atua também no setor de biotecnologia, por meio da FuturaGene, a primeira empresa do mundo a conseguir aprovação para o uso comercial do eucalipto geneticamente modificado. Pesquisa o desenvolvimento genético de culturas florestais e biocombustíveis, com laboratórios de pesquisa em Israel e na China.

A empresa possui áreas florestais com 1,06 milhão de hectares, dos quais 519 mil com florestas plantadas, concentrados na Bahia, no Espírito Santo, em São Paulo, em Minas Gerais, no Maranhão, no Tocantins, no Pará e no Piauí. Possui certificações florestais como Forest Stewardship Council® (FSC®) - FSC-C002090, OHSAS 18001 e Cerflor.

A Suzano é a segunda maior produtora mundial de celulose de eucalipto e se encontra entre os dez maiores players de celulose de mercado, com capacidade de produzir 3,4 milhões de toneladas. Só a Unidade de Imperatriz produz 1,5 milhões de t/ano.

Em Imperatriz a Suzano Papel e Celulose (figura 16) está investindo cerca de R\$ 1,6 bilhão em uma série de projetos que envolvem o aumento da capacidade de produção de papel e celulose nas unidades industriais. Um desses investimentos será a construção de uma planta para produção de papel *tissue*, com capacidade para produzir 60 mil t/ano, a ser iniciada até final de 2017. No Brasil, foram consumidos cerca de 800 mil toneladas em 2014.

A unidade de Imperatriz é autosuficiente em energia elétrica e ainda vende excedente de energia para o mercado. Todavia, a possibilidade de usar o GNI para alimentar o forno de cal onde a pasta de celulose é processada para transformação na matéria prima vendida para indústrias de papéis finos instaladas no Brasil, na China e outros países.

A troca do óleo pelo gás poderá proporcionar uma redução dos custos de operação e logística da fábrica em cerca de 20%, trazendo não só economia mas também vantagens ambientais significativas e maiores facilidades operacionais.

A unidade fabril da Suzano na Bahia, juntamente com a Veracel, já utiliza o GNI fornecido pela Bahiagás. Só a unidade da Suzano, localizada em Mucuri-BA, consome cerca

de 200 mil m<sup>3</sup>/dia. Estima-se que a Suzano de Imperatriz poderia consumir entre 200 a 300 mil m<sup>3</sup>/dia para atendimento de sua atividade fabril.

**Figura 16** – Foto da fabrica da Suzano em Imperatriz - MA



Fonte: Suzano (2016)

8) Oferta de GNI para agregar valor aos produtos do Polo de Ferro Gusa de Açailândia – MA (proposta inicial de demanda de 300 mil m<sup>3</sup>/dia)

As indústrias siderúrgicas são intensivas no uso de energia. Seus fornos são aquecidos a elevadas temperaturas. O uso do GN traria óbvias vantagens de redução de custos e eficiência energética, podendo participar de todas as etapas de produção: fase de acabamento, fase de recuperação, reaquecimento e escarificação de lingotes e tarugos, bem como na fase de pelotização. Na fase de retirada do oxigênio, o monóxido de carbono e os componentes químicos do GN dispensam a necessidade de fusão em alto-forno (MAZZEI, 2007).

Na indústria de ferro-gusa de Açailândia utiliza-se o carvão para se obter o insumo siderúrgico produzido em alto-forno a partir da reação entre o minério de ferro e o carvão vegetal e/ou mineral. Nesse caso, é o carvão que cumpre a função de combustível para gerar o calor necessário à operação do alto-forno e também de agente químico para retirar o oxigênio durante o processo da reação de redução do Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. A composição química do ferro-gusa consiste de pelo menos 92% de ferro e de 3,5% a 4,5% de carbono.

A capacidade instalada conjunta das unidades não verticalizadas de produção de ferro-gusa no Brasil aumentou de 14,3 milhões de toneladas em 2006 para 15,5 milhões de toneladas em 2009, regredindo marginalmente para 14,8 milhões de toneladas em 2013.

Os grandes Estados Produtores são Minas Gerais (55%), Pará e Maranhão - Polo de Carajás (36%), Mato Grosso do Sul (6%) e Espírito Santo (3%).

Percebe-se, assim, que a produção de ferro-gusa é predominantemente cativa, como parte de um processo integrado. Os dados sobre vendas domésticas são mais escassos do que os relativos ao comércio internacional.

Quanto às exportações mundiais de metálicos (insumos da carga da aciaria elétrica), o ferro-gusa também vem apresentando um desempenho insatisfatório, pois sua participação decresceu de 19,9% em 2000 para 10,6% em 2013.

Assim, mesmo diante das vantagens do ferro-gusa, comparativamente aos outros metálicos, por proporcionar maior produtividade à aciaria e possibilitar a fabricação de aços melhor qualidade, a sua fatia nas exportações globais regrediu.

No mesmo período, a importância relativa da sucata ferrosa aumentou de 73,7% para 82,5%, enquanto a relevância conjunta do DRI e HBI manteve-se praticamente constante no patamar de 6% a 7%.

O Brasil é o único país que utiliza altos-fornos a carvão vegetal com produção expressiva. Essa tecnologia perdeu importância relativa desde 1709 quando Abraham Darby, na Inglaterra, utilizou coque pela primeira vez no processo siderúrgico.

Fora do Brasil, apenas duas plantas possuem altos-fornos a carvão vegetal: Aceros Zapla (Argentina) que se encontra desativada desde 2001 e a Acepar (Paraguai), que interrompeu suas atividades em final de 2013, sendo adquirida pela guseria brasileira Vetorial em 2014, quando voltou a operar.

No Maranhão o grupo Ferroeste, através da empresa Gusa Nordeste, produz até 240 mil t/ano de ferro-gusa. Uma das principais características da usina é o uso de tecnologia para co-geração de energia e o reaproveitamento de vários resíduos industriais. Em 1990, o grupo iniciou a implantação de uma usina em Açailândia – MA (figura 17) com capacidade para produzir 125 mil t/ ano de ferro gusa, aproveitando-se da facilidade logística do grande potencial do minério de Carajás bem como da posição privilegiadas do porto de Itaqui através da EFC.

Em 1997, a Gusa Nordeste construiu o segundo alto-forno, passando a produzir 255 mil t/ ano. Em 2005 com o terceiro alto-forno, passou para 360 mil t/ ano, que em sua maior parte vai para os EUA. (GRUPO FERROESTE, 2016).

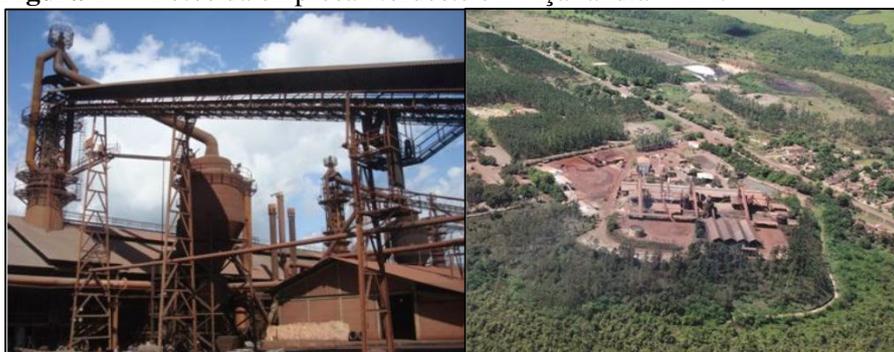
Em 2006, procurando se adequar às novas demandas ambientais passou a reutilizar todos os resíduos gerados na usina. Adquiriu uma planta de injeção de carvão pulverizado, aproveitando toda moinha gerada no peneiramento do carvão vegetal e conseqüentemente reduzindo o consumo de carvão granulado enfiado via topo. Em 2008, a partir do aproveitamento do gás de alto forno gerado no processo de fabricação de ferro-gusa,

passou a gerar energia elétrica, tornando-se autossustentável em energia elétrica. (GRUPO FERROESTE, 2016).

Em 2009, passou a aproveitar a escória, fazendo a moagem da mesma e disponibilizando-a para fabricação de cimento e fertilizantes. Em 2009 começou a desenvolver seu projeto de Aço Verde a Gusa Nordeste, mostrado na figura 18, verticalizando sua produção e avançando na cadeia siderúrgica, tornando-se produtora de aços longos. (GRUPO FERROESTE, 2016).

O “aço-verde” é um conceito criado para um aço produzido 100% com renovável e uma pegada de carbono igual a zero, sem a utilização de combustíveis fósseis.

**Figura 17** – Fotos da empresa Nordeste em Açailândia –MA.



Fonte: Grupo Ferroeste (2016).

A siderúrgica integrada passou a funcionar em 2015, com capacidade de produção de 600 mil t/ano de aço para atendimento do mercado interno e externo.

**Figura 18** – Foto da unidade da Gusa Nordeste de Aço Verde Ferro - ABV



Fonte: Grupo Ferroeste (2016).

9) Oferta de GNI para Cervejaria Equatorial/AMBEV- São Luís. (proposta inicial de demanda de 300 mil m<sup>3</sup>/dia)

Empresa de bebidas que produz cerca de 4 milhões de hectolitros de bebida por ano, atendendo os mercados do Maranhão, Pará, Piauí e Amapá. A empresa teria demanda para geração térmica nas atividades de fervura e pasteurização da cerveja, destilação e lavagem de garrafas, bem como combustível para empilhadeiras e caminhões de transporte. A vantagem do GN é que não contamina as matérias primas utilizadas para fabricar a cerveja. Estima-se que o consumo de GN da empresa seria na ordem de 300 mil m<sup>3</sup>/dia.

## **7 AÇÕES ESTRATÉGICAS DO GOVERNO DO MARANHÃO PARA INCREMENTAR A CADEIA DO GN**

O principal objetivo deste trabalho dissertativo depois da análise e diagnóstico da cadeia de gás no território maranhense é apresentar perspectivas de ampliação dessa cadeia. Como já foi discorrido e exposto, existem peculiaridades técnicas e econômicas nessa cadeia que a distinguem das outras. Apesar do GN ser um energético de uso flexível, seguro e barato, toda infraestrutura de produção, transporte e distribuição é específica, de alto risco e demanda investimentos massivos de capital com longo prazo de maturação. Um erro de previsão de demanda de mercado poderia derrubar todo investimento de construção de um grande gasoduto que ficaria eternamente inviabilizado, haja vista, não poder ser realocado.

Sendo a indústria de gás natural uma indústria de rede, ou seja, composta por segmentos interdependentes, não se pode pensar em ampliar a demanda de GN se não houver planejamento casado com a exploração e produção e o transporte do gás. Assim, basta uma falha num dos segmentos e o desastre comercial se propagará por todos os segmentos da cadeia até o consumidor final.

Feitos os massivos investimentos de capital em exploração, produção, processamento e transporte, a viabilidade do mercado se consolidará com grandes produções e escoamentos de GN, numa economia de escala que fará com que o GN tenha um valor competitivo no mercado, ávido pelo consumo de energético barato. Assim, a necessidade dos agentes precisarem dessa economia, inibe a livre concorrência nessa área estimulando os monopólios naturais. Duas empresas disputando mercado com estruturas paralelas só iria ajudar a elevar o preço final do GN.

Uma vantagem clara nesse modelo da indústria do gás é que os custos marginais para ampliação da rede de escoamento tendem a decrescer à medida que a malha de transporte e distribuição se amplia. É a chamada economia de rede.

Ressalvadas todas essas dificuldades e vantagens inerentes à indústria do gás, far-se-á uma abordagem sobre o caso maranhense. Como a sinalização de mercado para incremento da exploração e produção de GN é dada pela ANP, EPE e CNPE, através de leilões dos blocos exploratórios e que é necessário haver interesses por parte dos investidores que aplicaram massivos investimentos de capital que pelo alto risco exploratório e prazo de maturação que chega a consumir um tempo médio de 5 a 8 anos para darem resultados práticos, percebe-se que a ação mais proativa dos investidores públicos e privado recaem nas atividades de ampliação da malha de transporte gasodutoviária física (tubos) e malha virtual

(caminhões, navios, trens, etc.). Pode recair também na distribuição de gás canalizado, que apesar de ser monopólio a ser exercido em caráter de exclusividade numa determinada área geográfica, pode ser delegado a empresas privadas mediante licitação. A GASMAR poderia investir na implantação de Centros de Distribuição de GN (CDGN) (MAZZEI, 2007).

Dadas as diversas situações do mercado, os investidores que queiram incrementar o uso do GN no Maranhão, poderão ser desestimulados se o mercado não der as sinalizações econômicas corretas de oferta capaz de atender aos incrementos na demanda. É preciso que se fomente a cadeia gaseífera nas pontas de oferta e de consumo. Assim, o investidor privado percebendo que haverá oferta poderá atuar no segmento de construção de gasodutos físicos ou virtuais para levar o gás aos centros de consumos veicular, residencial ou industrial.

Como acontece em outros setores, precisa haver retorno dos investimentos num prazo aceitável para que os investidores coloquem seu dinheiro no negócio. Assim, dificilmente haverá investimentos privados em empreendimentos que não proporcionem grande remuneração do capital privado.

Entretanto, essas atividades de menor porte são muito importantes para movimentar a economia do Estado, principalmente onde o governo tenha dificuldades de colocar atividades administrativas do serviço público, pois nessas regiões distantes e rurais é geralmente a iniciativa privada que tem maior capacidade de gerar emprego e renda, distribuindo riquezas e gerando receita ao Estado.

Assim, cabe ao Governo Estadual fomentar o desenvolvimento dessa cadeia gaseífera que tem forte potencial para levar desenvolvimento para regiões mais pobres do Estado, devendo, pois, atuar na definição de políticas setoriais de incentivos fiscais ao setor de O&G, bem como na política ambiental de licenciamento, de forma a retirar os excessos burocráticos que atrasam mais ainda os parcos investimentos no setor.

Conforme foi discorrido em capítulo anterior, o Estado do Maranhão possui um parque industrial estrategicamente posicionado que pode substituir os energéticos vegetais (lenha e carvão) e fósseis menos limpo (carvão mineral, gasolina, óleo diesel, óleo combustível, etc.) pelo GN, sem grandes investimentos nessa conversão. Além de melhorar a qualidade de seus produtos finais, o GN poderá agregar valor aos mesmos.

Para o governo, a utilização do GN processado funciona como um indutor de atividades industriais, pois é muito mais barato que o outros energéticos fósseis, reduzindo seus custos industriais e melhorando a qualidade do produto final e ainda produz resultados muito importantes na geração de renda, de emprego e no aumento da arrecadação do Estado (*royalties*, participações especiais, etc.). Segundo informações do Secretário de Estado de

Minas e Energia do governo do Estado do Maranhão, de 2011 a 2014, e membro do Conselho Nacional de Política Energética, Ricardo Guterres, o Maranhão, teria um aumento de quase 20% do PIB, somente ampliando o uso de GN na matriz energética estadual. (MARANHÃO, 2013).

Para que o mercado consumidor manifeste seu interesse pelo uso do GN processado, tem que haver na outra ponta, ou seja: na produção do GN, uma forte sinalização de disponibilidade farta, contínua e barata. E isso, como se sabe, é impossível. Os produtores de gás sequer aceitam conversar sobre oferta cega de gás. Primeiro, porque toda produção de gás é casada e atende a contratos pré-estabelecidos com o governo federal ou clientes no mercado livre. Segundo, que não é apropriado ao produtor sair alardeando suas verdadeiras reservas e capacidade de produção diária. Jamais um produtor irá confessar a quantidade de gás disponível para um determinado cliente de balcão.

Para vencer essa dificuldade inata da cadeia industrial do gás é imperioso que o mercado atue de forma coordenada com o Estado investidor e fomentador do uso de gás, que por sua vez deve atuar em conjunto com a União detentora da vontade política e técnica de abrir novos procedimentos de contratação de empresas de E&P no mercado regulado, via leilões de exploração e produção de blocos de petróleo e gás para expandir a oferta nacional de GN. Cabe também ao Estado atuar para que as empresas vencedoras dos leilões possam assinar rapidamente os contratos com a ANP. Há casos no Maranhão que, por problemas ambientais, a empresa ganhou a concessão em 2006 e só assinou contrato com a ANP em 2010.

De forma geral, caberia ao governo adotar as seguintes providências iniciais para garantir o desenvolvimento da cadeia de gás:

- 1) Criar centros científicos e tecnológicos para pesquisa de reservatórios de GN não convencional. O Maranhão possui muitas formações de folhelho nas bacias sob concessão;
- 2) Demandar da União o Incremento das atividades de *upstream* (exploração e produção do GN);
- 3) Criar linhas especiais de financiamento, ou participação direta do Estado nas atividades de *midstream* (construção de gasodutos, estações de liquefação, etc.);
- 4) Criar Distritos Industriais sobre poços maduros como forma de eliminar o segmento de *midstream*;
- 5) Incrementar o setor de *downstream* (venda e distribuição) através da

GASMAR;

6) Criar Programas de Incentivo Fiscal para atividades de O&G no Estado.

De forma específica, o governo deveria tratar a questão atuando em pelo menos três eixos fundamentais:

## **7.1 Elaborar programa de governo para Ampliação da Malha de Gasodutos**

### **7.1.1 Construção de Gasodutos Específicos**

O governo do Estado pode definir ações de incentivo ou até mesmo buscar financiamentos públicos para construção de gasodutos e assim proporcionar um transporte barato do gás, do centro de produção aos centros de consumo. São muitos os empreendimentos viáveis que poderiam receber apoio e fomento do Estado para construção de gasodutos convencionais ou virtuais. Grande parte deles foram apresentados no capítulo 5. Senão vejamos:

- a) Indústrias de Gesso no polo de gipsita em Grajaú;
- b) Indústrias de Cerâmica e Revestimentos no polo cerâmico de Itapecuru/Rosário;
- c) Indústrias de Ferro DRI (Redução Direta) e briquetado a quente (HBI) no polo de ferro gusa de Açailândia-MA;
- d) Indústrias âncoras para a distribuição do GN no uso doméstico (GND) e veicular (GNV);
- e) Indústria cimenteiras;
- f) Implantação de Indústrias de Gasquímica (Adubos);
- g) Implantação de Indústrias no setor Têxtil (Tecidos).

### **7.1.2 Construção da Rede Estadual de Gasodutos (REG)**

Uma outra alternativa para incrementar o consumo de gás no Estado seria viabilizar uma rede estadual de gasodutos levando gás num circuito contínuo para os principais centros industriais de consumo. Caberia ao Governo do Estado subsidiar total ou parcialmente, ou ainda em parceria com a iniciativa privada, a expansão da malha de

transporte de gás em território maranhense, para atendimento de consumidores indústrias de pequeno e médio porte, como cerâmicas e calcinadores de gipsita, por exemplo.

Pela Lei do petróleo e pela Lei do Gás, qualquer empresa, nacional ou estrangeira, que solicitar autorização para construção de um gasoduto poderá receber uma autorização da ANP.

As incertezas no cenário de oferta de gás no país e principalmente no Maranhão e o total isolamento do Estado da rede nacional interligada de transporte de gás, são fatores de grande importância para os agentes de toda a cadeia gaseífera e afeta diretamente suas perspectivas de investimento nos estados de gás de fronteira como é o caso do Maranhão.

Entretanto, como foi discorrido, não adianta ter disponibilidade de gás se ele não conseguir chegar ao centro de consumo. Dificilmente tais investimentos em gasodutos seriam arcados pela iniciativa privada de pequeno e médio porte, haja vista que a maioria dos empreendimentos industriais no Maranhão não teriam capacidade econômica em financeira para investimentos desse porte. Ademais, as empresas independentes de transporte também não teriam interesse de financiar construção de gasodutos se não tiverem perspectivas de lucro alto e retorno rápido e fácil (*payback*) para seus investimentos.

A seguir apresenta-se, na tabela 7, as expectativas de consumo por polo industrial

**Tabela 7** - Expectativa de consumo de GN por polo

POLO CONSUMO	EXTENSÃO DO DUTO (24 pol) (*)	VOLUME /DIA
São Luís	250 km + rede de gás /GND,GNV e GNI	1,35 milhões m <sup>3</sup> /dia
Açailândia	450 km / polo de gusa	300 mil m <sup>3</sup> /dia
Itapecuru	4 km (derivação São Luís) /polo cerâmica	100 mil m <sup>3</sup> /dia
Grajau	240 km / polo gesso	250 mil m <sup>3</sup> /dia
Imperatriz	50 km (derivação Açailândia) / polo celulose	300 mil m <sup>3</sup> /dia
Bacabeira	6 km (derivação São Luís) /DI	200 mil m <sup>3</sup> /dia
TOTAL	964 km	2,5 milhões m <sup>3</sup> /dia

(\*) Extensão tomada tendo como origem Capinzal do norte –MA  
 Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

Se essa Rede Estadual de Gasoduto (REG) fosse composta por dutos de 24 polegadas de diâmetro, seu custo médio com instalações auxiliares, calculado pelo metropol, cujo preço paradigma está na casa de US\$ 80, demandaria um investimento com *capex* na

ordem de 6,5 bilhões de reais (964.000M x 24 pol x U\$ 80 x R\$ 3,5) e prazo de retorno de 15 a 20 anos, além dos custos de desapropriação, o que afastaria grande parte dos investidores interessados.

### 7.1.3 Cobrar da União a construção dos gasodutos planejados

Além das alternativas já elencadas, seria imperioso que o Governo Estadual encetasse todos os esforços junto a União para retomadas da implantação de todos os gasodutos que foram anunciados no Maranhão. Alguns chegaram a ser autorizados pela ANP e licenciados pelo IBAMA e SEMA.

Antes da descoberta na Bacia do Parnaíba, o Maranhão tinha a expectativa da construção de um gasoduto de 948 km que levaria gás de Pecém-CE a São Luís-MA. Entretanto, esse Projeto autorizado pela ANP nunca saiu do papel por falta de recursos financeiros. Em seguida, com a descoberta de GN nos campos da OGX, na bacia do Parnaíba, esse gasoduto teve seu traçado alterado para ficar restrito somente ao Estado do Maranhão e com previsão para ficar pronto em 2014.

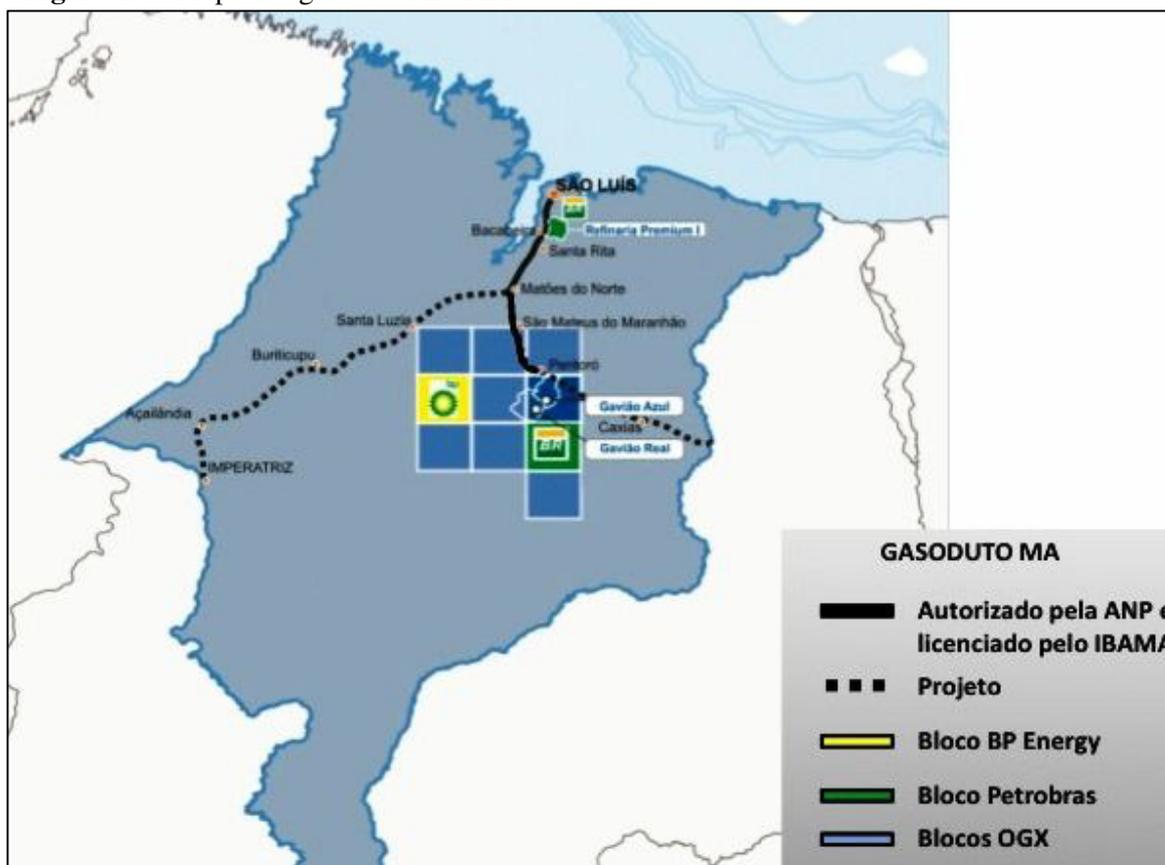
O novo traçado teria 250 km de duto, saindo dos campos da OGX, passando por Peritoró até chegar a São Luís. Sairia um ramal de Miranda do Norte até Imperatriz, com aproximadamente 470 km.

O traçado Peritoró/São Luís, mostrado na figura 19, além de ter tido a devida autorização da ANP, foi licenciado pelo Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). O ramal de Miranda do Norte/Imperatriz, teve um pedido formulado pela empresa TMN junto à Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Recursos Naturais –SEMA, de prorrogação da licença de instalação (LI).

A Companhia Maranhense de Gás (Gasmar) e a TMN chegaram a negociar com a OGX, um contrato de suprimento de GN para atender os mercados industrial, comercial, residencial e automotivo. Apesar da OGX direcionar todo seu suprimento de gás para geração termelétrica, era interesse do Maranhão que outros mercados, principalmente as indústrias, fossem beneficiadas com esse suprimento de GNI.

O caminho era negociar suprimento do GN com a OGX e em seguida buscar recursos na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e até no setor privado, para a construção inicial do traçado do gasoduto de Peritoró/São Luís.

**Figura 19** – Mapa dos gasodutos no MA.



Fonte: Disponível em: <[www.mi.ma.gov](http://www.mi.ma.gov)>

Além desse gasoduto, existiu outra oportunidade de construção de gasoduto que estava previsto no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT) 2013-2022. Foi a construção de um gasoduto interestadual de 697 km de extensão, saindo do município maranhense de Santo Antônio dos Lopes e chegando até o município paraense de Barcarena, onde existe um complexo industrial. Esse traçado percorre 53 municípios, sendo 15 situados em território paraense, e 38 situados no estado do Maranhão. A escolha foi feita com base em estudos socioambientais, além do traçado privilegiou a menor extensão, relevo mais suave e homogêneo e menores dificuldades relacionadas à supressão vegetal.

Essa nova malha de dutos para GNI foi identificada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com base na demanda potencial de 4,6 milhões m<sup>3</sup>/dia na região de Barcarena-PA e da oferta potencial de gás natural não associado na Bacia do Parnaíba/MA.

A alternativa desse gasoduto, avaliado em quase 3 bilhões de reais, está tomando como base os Recursos Não Descobertos (RND), haja vista que boa parte dos Recursos Descobertos (RD), que compõem a Oferta Potencial da Bacia do Parnaíba-MA, já está comprometida com o atendimento à termelétrica a gás natural da ENEVA.

A cidade de Imperatriz deveria receber a construção do Gasoduto Centro Norte, que já se encontrava em fase de licenciamento ambiental. O Gasoduto Centro Norte teria início na cidade de Anápolis/GO e seguiria até a cidade de Imperatriz, com extensão aproximada de 1.393 km.

Estimava-se aplicação de 10 bilhões de reais com a construção do gasoduto e suas instalações auxiliares como pontos de Recepção/Interligação, pontos de Entrega/Interligação, estações de Compressão, etc. O traçado vai percorrer 14 municípios de Goiás, 27 municípios de Tocantins e 8 municípios do Maranhão.

Além do ramal Imperatriz havia também a construção do Gasoduto do Pará, que se iniciaria na cidade de Açailândia-MA, seguindo por duas direções distintas: uma com destino Marabá-PA, passando pelo Estado de Tocantins e a outra com destino à Belém-PA e Barcarena-PA, passando por Paragominas-PA. O Gasoduto teria aproximadamente 737 km de extensão.

## **7.2 Instituir política industrial de construção de Minis Distritos Industriais (MDI) próximos a poços maduros**

Se o Governo do Estado não tiver condições econômicas e financeiras para financiar ou subsidiar a construção de uma Rede Estadual de Gasodutos (REG) para levar uma malha de transporte aos principais centros de consumos do território maranhense, ou ainda para construção de gasodutos específicos para atendimento de determinado polo de consumo, como o Gascan, uma outra solução bem mais barata seria mudar o foco da solução trivial do problema de entrega de gás na porta do consumidor final, baseado exclusivamente na construção de gasodutos e adotar uma solução mais heterodoxa que seria a retirada do segmento de *midstream* da cadeia gaseífera, levando as indústrias de pequeno porte até o poço. Essa solução é uma inversão do fluxo normal do gás que sai do poço e vai ao posto “*well to Wheel*” e seria chamada de “*wheel to well*”. Funcionaria baseada numa lógica de mercado onde a empresa consumidora “nômade” iria instalar-se sobre o poço da empresa produtora, numa verdadeira operação de itinerância industrial sobre rodas.

Uma forma simples do Governo Estadual resolver isso seria construindo mini Distritos Industriais vizinhos a poços maduros das grandes produtoras de gás, como a ENEVA, por exemplo, a partir de negociações tripartite entre governo/produtora/consumidor, de forma a aproveitar cada poço cuja produção não seja mais economicamente viável para determinada atividade, como geração termelétrica, por exemplo.

Um poço que no início da sua produção tinha uma pressão interna em torno 160 bar, depois de amadurecer, terá sua pressão interna reduzida. Quando chegar à ordem de 10 a

7 bar a produção se torna economicamente inviável, principalmente se for para atender a transporte em gasoduto. Ao deixar de ser rentável ele ficará inativo, sem nenhuma produção. Esse poço que deixou de atender a um consumidor maior seria facilmente produtivo em outra situação de produção e entrega de gás. Para uma indústria de queima de cerâmica, por exemplo, ele poderia produzir sem ter que aumentar artificialmente sua pressão interna. Assim o fornecimento de gás poderia ser viabilizado pela produtora a preços bastante competitivos. Os parâmetros que irão nortear esses acordos serão necessariamente apresentados pelo consumidor e constaram de: a) tipo de atividade, b) pressão do poço, c) tempo de fornecimento e d) consumo em mil m<sup>3</sup>/dia.

Assim, com baixos investimentos, o governo poderia garantir a infraestrutura de instalação temporária dessas indústrias “nômades” e até mesmo a infraestrutura de transporte do gás, construindo gasodutos aéreos extremamente curtos de até 1 km e 16 polegadas.

Dentro da perspectiva do governo fomentar a ida temporária das pequenas e médias instalações industriais para a região de entorno dos poços maduros das companhias produtoras de gás, para obterem gás a um preço altamente competitivo e garantido, como visto no item anterior, verifica-se que uma solução interessante seria o Governo implantar pequenos distritos industriais nas regiões de concentração de poços terrestres das empresas de E&P, como Barreirinhas, Santo Amaro, Capinzal do Norte, Santo Antônio dos Lopes, para recepcionar as empresas nômades. Esses distritos receberiam a parte administrativa das empresas e teriam unidades móveis para deslocamento de suas unidades de produção para terrenos mais próximos ainda dos poços. O uso desses locais deveria ser tratado diretamente com os proprietários das terras que já possuem contrato de cessão ou arrendamento com as empresas produtoras de gás.

### **7.3 Instituir política de incentivo fiscal para atividades de O&G no Estado**

Imperioso definir em lei estadual, incentivos para cobrança de ICMS que incide sobre a cadeia gaseífera, a saber, sobre o transporte do gás (nos contratos entre carregador e transportador) e sobre a circulação do gás em suas operações mercantis, podendo incidir na circulação entre produtor, refinador, transportador, carregador, distribuidor, revendedor e consumidor final. Os valores das alíquotas servem com inibidores ou atrativos para as empresas. De modo geral, no Estado aplica-se um programa de incentivo fiscal denominado PROMARANHÃO, que possui as seguintes condições:

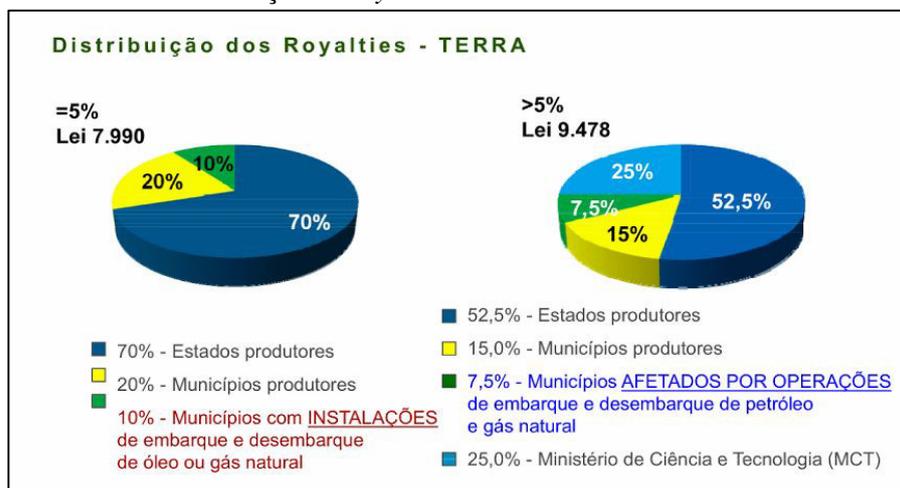
- 1) Incentivos do ICMS para a indústria e agroindústria. Dispensa do pagamento de 75% do saldo devedor do ICMS: Implantação pioneira (por 20 anos) /Implantação não pioneira (por 15 anos).
- 2) Implantação, ampliação, realocização e reativação em município com IDH inferior ao índice médio do Estado por 20 anos. Desoneração total do ICMS incidente nas aquisições internas e na importação de bens para o ativo permanente.
- 3) Desoneração parcial do ICMS incidente nas aquisições interestaduais.
- 4) Desoneração do ICMS incidente sobre insumos utilizados no processo produtivo, exceto energia elétrica e mercadorias do regime de substituição tributária.

#### 7.4 Assumir compromisso de usar os *royalties* e participações especiais exclusivamente em atividades que fortaleçam a Cadeia Gaseífera

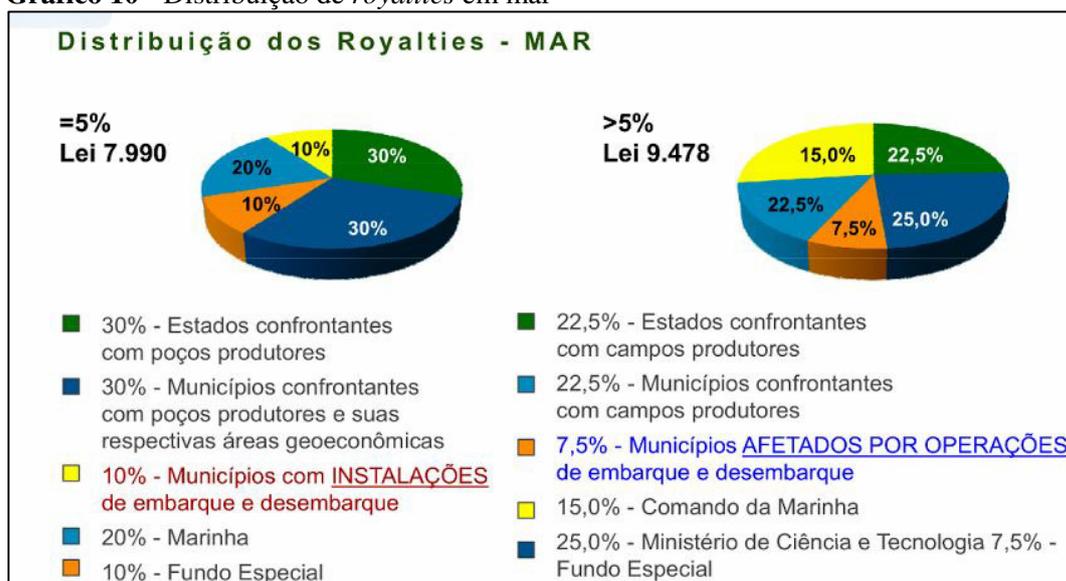
Toda riqueza do subsolo é propriedade do Estado brasileiro. Por isso, além dos impostos estaduais e municipais, as empresas que produzem petróleo e gás natural pagam *royalties* a municípios, a estados e à União (Ministério da Ciência e Tecnologia e Comando da Marinha) em valores que diferem se o campo for em mar ou em terra.

Até 5% da compensação a distribuição tem formula dada pela lei 7.990/89 que institui as compensações financeiras pelo resultado da exploração de petróleo ou GN e pelo decreto número 1/91. Acima de 5%, a distribuição é dada pela Lei 9.478/97 conhecida como a Lei do Petróleo e o decreto 2.705/98.

**Gráfico 9 – Distribuição de *royalties* em terra**



Fonte: ANP (2008)

**Gráfico 10** - Distribuição de *royalties* em mar

Fonte: ANP (2008)

Quando se trata de campos com grande produção, as concessionárias além dos *royalties*, pagarão uma taxa de participação especial. Se forem concessionários de campos em terra ainda pagarão uma taxa de participação aos proprietários da terra. A Lei 9.478/1997 define as alíquotas e o Decreto no 2.705/1998 estabelece os critérios para cálculo e cobrança destes valores.

É a ANP quem controla e fiscaliza esses pagamentos e a distribuição dos valores de *royalties*, participação especial e pagamentos por uso de área. O repasse dos recursos é feito pelo Tesouro Nacional, através do Banco do Brasil.

É muito importante para o Estado do Maranhão o incremento de atividade de uso do Gás processado porque isso irá aumentar a oferta de GN gerando mais emprego e mais arrecadação para o Estado principalmente dos *Royalties*, conforme se vê na tabela 8 abaixo.

Essa bacia tem contribuído bastante com o Pagamento de *Royalties*, participação especial para o Estado e Municípios, além de pagamento para proprietários de terras.

**Tabela 8** – Demonstrativos de *royalties* no Maranhão

Beneficiário dos <i>Royalties</i>	2014 (R\$ milhões)	Jul. 2015 (R\$ milhões)
Estado do MA	48,60	18,94
Municípios	19,57	7,30
<b>Participação Especial</b>		
Beneficiário	2014 (R\$ milhões)	Jul. 2015 (R\$ milhões)
Estado do MA	2,18	1,98
Municípios	0,54	0,49
<b>Pagamento aos proprietários de terra</b>		
Beneficiário	2014 (R\$ milhões)	Jul. 2015 (R\$ milhões)
Proprietários de terra	7,85	2,82

Fonte: Adaptado pelo Autor de ANP (2015)

## 8 PROPOSTA DE CONSTRUÇÃO DE GASODUTO CAPINZAL DO NORTE AÇAILÂNDIA (GASCAN)

### 8.1 Justificativa do empreendimento

Apesar de todo esforço ambiental para minimizar a pegada ambiental do Ferro Gusa, com madeira certificada oriunda de sua floresta, sabe-se que a qualidade do ferro Gusa produzido no polo guseiro de Açailândia é baixa e enfrenta grandes disputas de mercado com grandes produtores mundiais, ou seja: tem-se um mercado cativo com preços decadentes.

O HBI (figura 20) possui alto valor agregado. A redução direta do minério de ferro a ferro metálico para obtenção do aço pode ser efetuada sem que ocorra a fusão da carga do reator. Com isso o produto metálico é obtido na fase sólida e é chamado de ferro-esponja (DRI- Direct Reduced Iron), podendo ser briquetado a quente, obtendo-se o briquete HBI - Hot Briquetted Iron.

**Figura 20** - Foto do HBI



Fonte: Google Imagens.

Em 2011, o mercado de ferro gusa alcançou a marca de 76,5 milhões de t/ano. Sendo o que comércio internacional 12,5 milhões de t/ano e o mercado doméstico foram equivalentes a 64 milhões de t/ano, dos quais 55 milhões de t/ano ocorreram na China. Esse total de 76,5 milhões de t/ano, corresponde a apenas 6,9% da produção global.

Assim depreende-se que a produção de ferro gusa é predominantemente cativa. Os dados são bastantes escassos sobre vendas domésticas e as exportações mundiais de metálicos (insumos da carga da aciaria elétrica). O preço do ferro-gusa também vem caindo. Decresceu

de 19,9% em 2000 para 10,6% em 2013. Assim, mesmo diante das vantagens do ferro-gusa comparativamente aos outros metálicos, por proporcionar maior produtividade à aciaria e possibilitar a fabricação de aços melhor qualidade, a sua fatia nas exportações globais regrediu.

Entretanto, no mesmo período, a importância relativa da sucata ferrosa aumentou de 73,7% para 82,5%, e a relevância conjunta do DRI e HBI manteve-se praticamente constante no patamar de 6% a 7%.

A produção de ferro gusa nesse polo já é um fato consolidado e, como foi dito, poderá ser incrementada e ter forte agregação de valor aos seus produtos através da produção de DRI/HBI a partir da utilização de GN, oriundo de Capinzal do Norte, transportado por um gasoduto de aproximadamente 400 Km de comprimento e 24 polegadas de diâmetro, o Gascan.

## **8.2 O projeto Gascan**

O projeto Gascan (Gasoduto Capinzal – Açailândia) consiste na implantação e operação de um gasoduto de aproximadamente 450 km com 24 polegadas de diâmetro que possibilitará o abastecimento do centro de produção de ferro gusa em Açailândia-MA, com possibilidade de extensão para o Estado do Tocantins, transportando o GN proveniente dos campos de gás da empresa ENEVA em Capinzal do Norte – MA e Santo Antônio dos Lopes-MA, oriundo dos campos Gavião Real, Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Vermelho. O valor estimado para construção do Gascan, pelo cálculo do TCU com o preço paradigma de U\$ 80 /metro, será de aproximadamente três bilhões de reais (dólar ref: junho de 2016).

Os campos da bacia de Parnaíba produzirão quase 8 milhões de m<sup>3</sup> por dia, a partir de julho de 2016. Quase todo para alimentar a UTE PARNAÍBA. Existe uma tentativa de firmar protocolo com o Estado do Maranhão para que uma parte desse gás seja disponibilizada para comercialização da GASMAR para abastecer as indústrias (cerâmica, metalurgia, siderurgia, etc.) setor automotivo, residencial e comercial.

Atualmente, o polo de gusa de Açailândia-MA utiliza carvão vegetal no processo de redução, que apesar de ambientalmente correto mostra-se um processo economicamente desfavorável e com preços sem competitividade no mercado internacional. Com a futura disponibilidade de GNI na região, possibilita-se o uso de processo de redução direta (DRI) produzindo o HBI, de alto valor agregado e que apresenta preço competitivo no mercado internacional. Com isso cria-se uma novo polo de geração de emprego e de desenvolvimento

no Maranhão. Ao mesmo tempo oferece-se um destino econômico e ambientalmente interessante para os recursos de gás natural encontrado no Estado.

### 8.3 Objetivo do Gasoduto Gascan

O gasoduto é um modo de transporte que emprega um sistema de dutos, tubos ou cilindros antecipadamente preparados para determinado tipo de transporte, formando uma linha chamada de dutovia, ou via composta por dutos, na qual se movimentam produtos de um ponto a outro (RODRIGUES, 2009). É composto pelos seguintes componentes: terminais, equipamentos de propulsão do produto; tubos e juntas de união.

O transporte do gás acontece no interior do dutos e o movimento da carga transportada se dá por pressão ou arraste por meio de um elemento transportador. O gasoduto Gascan visa abastecer as indústria de ferro gusa no Estado do Maranhão e, opcionalmente, parte do Estado do Tocantins, garantindo competitividade internacional do HBI produzido no Maranhão e fomentar o processo de instalação de outras indústrias e empresas na região devido a disponibilidade de energia em forma de gás. Eventualmente poderá prever até a instalação futura de uma termoeletrica (UTE), dependendo da oferta de gás. O gasoduto deve ser visto como fator de desenvolvimento, não se limitando a atual demanda imediata pelo ferro gusa. Sistemas de fornecimento de GN criam condições favoráveis para atrair outros investimentos.

Rodrigues (2009) cita como vantagens do gasoduto:

- a) Apresenta, depois de implantado poucos impactos ambientais;
- b) Dificulta o roubo do produto transportado;
- c) Oferecer maior segurança;
- d) Reduz os custos de transporte;

Entre as desvantagens, o supracitado autor destaca:

- a) Requer investimento inicial elevado;
- b) Sua construção só é viável economicamente na previsão de transporte de grandes volumes de gás.

## 8.4 Modelo de Negócio

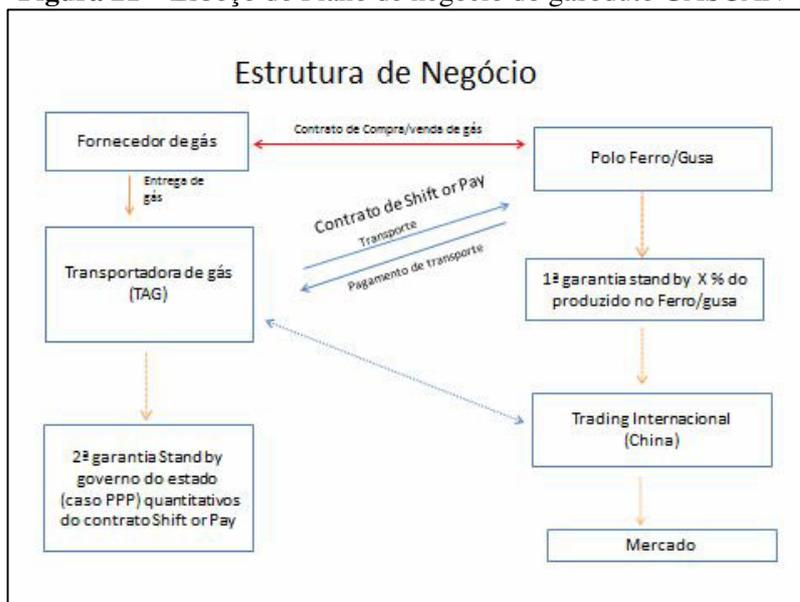
Os investimentos na área de O&G são de alto risco. Exigem capex (CAPital EXpenditure) inicial muito alto e apresenta um prazo de retorno (*payback*) longo, em torno de 15 a 20 anos (RAMOS, 2006). Esses riscos tornam os negócios muito delicados e os projetos de engenharias muito detalhados.

Dependendo das circunstâncias legais a serem avaliadas, qualquer projeto para construção de gasoduto poderá ser implantado com base nas premissas e estrutura mostrada na figura 22. A rigor tais projetos poderão ser construídos sob a égide de uma Parceria Pública Privada (PPP), envolvendo o governo do Estado do Maranhão diretamente ou através da empresa de Gás do Estado, a Gasmar.

Estado de Maranhão/Gasmar de um lado, e o setor privado do outro lado, assinam um contrato para o financiamento, engenharia, construção e transferência e operação do gasoduto. Na base deste contrato, o setor privado financia e constrói o gasoduto. Após a implantação o gasoduto será operado pela empresa Gasmar. A transferência do ativo à Gasmar ou ao Estado efetuar-se-ia após o prazo da amortização do investimento, a ser definido pelo estudo de viabilidade e o Plano de Negócio (figura 21).

A partir de um contrato entre a Fornecedora de GN e a Transportadora de GN (TAG) onde seria estipulado um pacote mínimo de volume do gás garantido, haveria oferta necessária de GN para viabilizar a implantação de plantas de DRI/HBI no Polo de Açailândia-MA. O negócio seria suportado por dois mecanismos de garantia. A primeira garantia *stand by* seria um valor percentual  $x\%$  do total de HBI produzido no Polo. A segunda garantia *stand by* seria dada pelo governo do Estado do Maranhão no caso através da GASMAR ou uma PPP, pelos quantitativos do contrato *shift or pay* ou *take or pay*.

**Figura 21** – Esboço do Plano de negócio do gasoduto GASCAN



Fonte: Elaborado pelo Autor (2016)

A implantação de todas as instalações assim como a futura operação do sistema é de responsabilidade da TAG. O investimento seria feito pela parte privada (TAG) e recuperado através do transporte de gás na base de um contrato *ship or pay* ou *take or pay* com os consumidores do gás.

Contratos *take-or-pay* (pegue ou pague) são acordos escritos entre um comprador e um vendedor que obrigam o comprador a pagar, independentemente de haver ou não a entrega do bem ou serviço por parte do vendedor. No segmento de GN esta obrigação é muito comum.

Os altos investimentos no desenvolvimento da infra-estrutura indispensável para que o GN chegue até o consumidor final ensejam ao vendedor a necessidade de manter níveis mínimos de fluxo de caixa que remunerem seus investimentos e garantam seu financiamento, tornando-os viáveis do ponto de vista financeiro. No caso do transporte do GN, por exemplo, serão necessários investimentos em pesquisa e construção de gasodutos para fazer com que o combustível chegue ao seu destino final.

No entanto, o incipiente mercado de GN no Brasil, associado ao fato de que os consumidores fiquem alguns períodos sem comprar o combustível, prejudica o investimento do fornecedor e dificulta a remuneração que pague seus investimentos.

Assim, o contrato imposto pelo fornecedor ao consumidor de gás não é simplesmente de fornecimento de uma determinada quantidade variável, mas sim com cláusulas que garantam compras de um valor mínimo, sendo consumido ou não, como forma

garantir receita e restringir os riscos do fornecedor.

Nesses contratos, estabelece-se uma quantidade diária de gás que poderá ser requisitada para consumo pelo contratante (em milhões de m<sup>3</sup> /dia). O consumo de GN acima deste montante é possível até certo limite. No contrato será definido o preço a ser pago pela compra de cada unidade da commodity gás natural (em R\$/m<sup>3</sup> e também em R\$ por milhão de BTU).

Para cada unidade de gás comprado incide um custo de transporte (também em R\$ por milhão de BTU), referente ao uso do gasoduto.

No Brasil, há ainda um pagamento (também em R\$ por milhão de BTU) à distribuidora local de gás, detentora da concessão de distribuição desse combustível na área de instalação do empreendimento consumidor.

Entretanto, no contrato de suprimento são impostas cláusulas do tipo *take-or-pay* em que o gerador é obrigado a comprar montantes mínimos. Mesmo assim, haveria situações de mercado que não ensejaria nenhuma compra do combustível. Há ainda o tipo de contrato *take or pay* (ToP) mensal, onde o consumidor é obrigado comprar mensalmente um montante de gás correspondente a X% do montante de combustível disponibilizado para um dado mês. Essa obrigatoriedade significa que o consumidor terá de pagar pelo GN não consumido no período, mas poderá utilizá-lo como crédito futuro (cláusula de *make-up*).

E existe o tipo *Take or Pay* (ToP) anual, onde o consumidor é obrigado a comprar mensalmente um montante de gás correspondente a X% do montante de combustível disponibilizado para um dado ano. Também gera um crédito para uso futuro.

Há o caso de contrato *Ship-or-pay* (SoP) mensal, que difere do ToP porque nesse caso o GN pago e não consumido não gera nenhum crédito futuro. Seria como um custo fixo.

O ordenamento jurídico brasileiro considera que, diante das condições do mercado de gás natural, vislumbram-se duas possibilidades de classificar a cláusula de *take or pay* no ordenamento jurídico brasileiro: como cláusula penal ou cláusula indenizatória. Como cláusula penal, o Código Civil Brasileiro dispõe nos artigos 408 que “incorre de pleno direito o devedor na cláusula penal, desde que, culposamente, deixe de cumprir a obrigação ou se constitua em mora”. E ainda, “a cláusula penal estipulada conjuntamente com a obrigação, ou em ato posterior, pode referir-se à inexecução completa da obrigação, à de alguma cláusula especial ou simplesmente à mora”. Assim, para exigir a pena convencional não é necessário que o fornecedor alegue prejuízo. Como cláusula indenizatória, que é adotada por alguns países, o *take or pay* tem a característica indenizatória, visto que essa cláusula é aplicada nos contratos de compra e venda de gás, entre os produtores e fornecedores (distribuidores).

Portanto, essa obrigação é simplesmente refletida nos contratos entre os fornecedores e os consumidores. (POMPEU FILHO, 2014).

### 8.5 Obrigações das partes envolvidas

Caberia a Transportadora de gás (TAG)

- a) Implantação de todos os projetos de gasoduto e das instalações periféricas com recursos próprios ou captados de terceiros, incluindo a fase EPC, ou seja, engenharia, “procuramento”, construção e comissionamento (*start up*);
- b) Operação e manutenção das instalações durante a vigência do contrato (25 anos);
- c) Cobrança pelos serviços de transporte de gás dos usuários (indústria ferro gusa e outros);
- d) Outra opção é a TAG receber um pagamento mensal (como se fosse *Leasing*) pago pela GASMAR durante vigência do contrato;
- e) A ATG providencia a transferência dos ativos do gasoduto, após o prazo do contrato, ao ESTADO/GASMAR.

Caberia ao Governo do Maranhão/GASMAR:

- a) Desapropriação/ pagamento de indenização da faixa de servidão;
- b) Apoio institucional no Licenciamento Ambiental das obras;
- c) Dar contra garantias com base nos quantitativos previstos de demanda em m<sup>3</sup> de gás;
- d) Fornecer Incentivos fiscais a atividade de construção e operação do gasoduto.

Caberia ao Governo do Tocantins (opcionalmente):

- a) Desapropriação/ pagamentos de indenização da faixa de servidão no estado do Tocantins;
- b) Apoio no Licenciamento Ambiental;
- c) Dar as garantias para o pagamento mensal à TAG;
- d) Fornecer Incentivos fiscais a atividade de construção e operação do gasoduto.

## 8.6 Etapas do desenvolvimento do projeto

Segundo Smith (2000), em *Improved Project Definition Ensure Value-added Performance*, é importante que se adotem pelo menos cinco fases para elaboração de projeto de engenharia: análise do negócio da empresa; estudo de viabilidade técnica e econômica (EVTE); engenharia básica; implementação e operação/avaliação. Na prática, essas cinco fases são condensadas pela Engenharia nacional em três fases de projeto: Projeto Conceitual, Projeto Básico e EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) que inclui o Projeto Executivo.

Uma abordagem que antecede a parte do detalhamento da engenharia é chamada de FEL (*Front End Loading*). Envolve a análise preliminar da organização e do empreendimento e a realização da engenharia básica (RAMOS,2006).É importante nessa etapa do FEL determinar os objetivos do empreendimento, sua estratégia e planos de execução, estimativa de recursos financeiros (*capex* e *opex*) e estudo comparativo de outros projetos similares.

No projeto conceitual será verificada a viabilidade comercial do empreendimento, a análise dos custos para construção e operação e escolha da melhor tecnologia a ser aplicada.

No projeto básico serão elaboradas as especificações dos equipamentos e rotinas de operação do sistema proposto. Nessa etapa executa-se o FEED (*Front End Engeneering Design*) que é a engenharia de pré-detalhamento (RAMOS, 2006).

No Projeto básico do gasoduto, serão elaborados documentos para definição concisa do escopo do empreendimento e definição do valor do investimento. Será definida a Diretriz do Duto e a locação da Faixa de Domínio. Conforme a NBR 12.712, “Diretriz é a linha básica do caminhamento do gasoduto” e “Faixa de Domínio é a área de terreno ao longo da Diretriz do gasoduto situado fora da área urbana, legalmente destinada a sua instalação e manutenção, ou faixa destinada pela autoridade competente ao gasoduto na área urbana”. (ABNT, 2002).

A escolha da Diretriz do gasoduto será feita de acordo com estudos aerofotográficos e análise de possíveis localizações do gasoduto. A escolha do melhor traçado dependerá de aspectos como pontos de acesso; áreas inundáveis; rodovias e ferrovias; terrenos instáveis; rios e outras interferências naturais, além das análises dos custos envolvidos (ARRUDA, 2006).

Escolhida a Diretriz do duto, já devem ser providenciados os pedidos juntos aos órgãos federais, e estaduais, municipais e com os proprietários de terra por onde será instalado

o gasoduto. Deverão também ser levantadas as interferências não cadastradas através de visitas técnicas *in loco* e utilizando instrumentos denominados *pipelocator* (localizador de tubos) e até mesmo sondagens, pois existem instalações que não possuem informações oficiais e o “*as built*”.

Depois será determinada a Classe de Locação do duto como critério fundamental para o cálculo da espessura da parede do gasoduto, a determinação da pressão de ensaio e a distribuição de válvulas intermediárias. Com esse parâmetro podem-se conhecer os graus de atividade humana que poderão ser danosas ao duto. Os critérios de definição da Classe de Locação estão explicitados na NBR 12.712.

Para o gasoduto haverá estudos específicos como Memorial Descritivo das Instalações, memória de Cálculo do dimensionamento mecânico, proteção e restauração da Faixa de Domínio; desenho de planta e perfil, detalhes de cruzamento e travessia; Material de tubos, válvulas, juntas de isolamento elétrico e lançador/recebedor de PIG, memorial descritivo de serviços para implantação do sistema de proteção catódica, revestimento interno/externo, especificação de revestimento de junta; especificação de revestimento interno de tubos; especificação de revestimento externo de válvulas e conexões enterradas.

Na etapa de EPC, entrará a engenharia de detalhamento, gestão de suprimentos, a construção, a montagem e o comissionamento do empreendimento (RAMOS, 2006).

Ela é realizada geralmente por um consórcio de empresas e deve começar com um relatório de análise de consistência do projeto básico. Este documento objetiva apontar as inconsistências nos detalhamentos anteriores.

Inclui-se, na etapa de EPC, o Projeto Executivo, onde se reunirá toda documentação do projeto do gasoduto indispensável para realização dos procedimentos executivos e montagem do gasoduto. Faz parte dele as plantas-chave e plantas de perfil. A planta-chave deverá conter dados sobre conjunto das áreas terrestres de acesso à faixa; Linhas de Transmissão (LT); Vértices da Diretriz; Limites Estaduais e Municipais; Marcos Topográficos com coordenadas e cotas; Quilômetro Progressivo a cada cinco quilômetros. Já as Plantas de Perfil, divididas por quilometragens pré-definidas, devem apresentar todas as informações levantadas topograficamente; tabela dos pontos de inflexão, eixo e as laterais da faixa de domínio, locação e identificação dos ensaios geotécnicos, sondagem de exploração e pesquisas de interferências; indicação de todos os cruzamentos e travessias; marcos de referência topográfica; quilometro progressivo inicial e final do desenho; nome dos municípios atravessados; seção transversal da faixa, mostrando interferências enterradas.

## 8.7 Obrigações complementares

Caberia ao Estado/GASMAR, com base no estudo de viabilidade técnica, definir a demanda média de oferta de gás com previsão para os próximos 20 anos. Esta previsão é um critério básico para o projeto conceitual. Tanto a capacidade do gasoduto, a engenharia bem como as considerações econômicas e financeiras e as garantias serão guiadas pela demanda do gás.

O Projeto Conceitual com definições técnicas básicas assim como do caminho de duto será feito em conjunto entre as PARTES, liderado pela parte privada. Os custos para elaboração do projeto será cobertos pelo Estado/Gasmar, sendo de propriedade do Estado/Gasmar.

Os Estudos de Viabilidade Técnica, Econômica e Ambiental (EVTEA) e o Plano de Negócio serão elaborados pelo parceiro privado e aprovados pelas partes.

O financiamento do projeto será feito na base do *leasing*, cujo prazo será definido em comum acordo entre as partes, considerando-se os Estudos de viabilidade.

Deverá ser avaliado pelas partes qual a melhor alternativa jurídica para a realização do empreendimento. A rigor tem-se duas opções possíveis:

- a) Subcontratação pela GASMAR com anuência do Estado de Maranhão. Caso o prazo da amortização do projeto seja maior do que o prazo restante da concessão da GASMAR deverá ser estruturado este subcontrato em forma de subconcessão;
- b) Realização de PPP.

## 8.8 Desenvolvimento jurídico do projeto

Esta fase tem como objetivo definir a forma jurídica do empreendimento e chegar ao entendimento sobre o arranjo negocial entre o Estado e os autores indiretos e diretos. Caberá ao Estado definir se participa diretamente ou através da Gasmar. Em seguida, negociar com a empresa produtora de gás condições iniciais de fornecimento firme de gás com definição estimativa de volume diário e prazo do contrato de fornecimento. Feito isso, acertar o plano de negócio e construção do gasoduto com a empresa transportadora de gás.

### 8.8.1 Fase pré-implantação

Objetivo desta fase é criar todas as condições jurídicas, comerciais e técnicas necessárias para conclusão dos contratos finais e o início da implantação. Caberia ao Estado/GASMAR apoiar o Licenciamento Ambiental, Declaração do Interesse Público e Indenização da Faixa de Servidão do duto, Aprovação do Regime Fiscal Estadual. Autorização institucional, Estruturação e definição dos Contratos finais entre os entes indiretos. Caberia ao Parceiro Privado a parte de Engenharia básica, EPC e executiva, Estruturação financeira final.

### 8.8.2 Fase de implantação

Caberia ao Estado/GASMAR a fiscalização do prazo e do progresso da obra. Caberia ao parceiro Privado a execução do empreendimento.

## 9 DISCUSSÃO DAS PROPOSTAS APRESENTADAS E RESULTADOS ESPERADOS

Dentre os resultados do estudo há uma clara indicação que, pelo fato de se lidar com uma indústria de rede, a visão de incremento da cadeia de valor deverá ser integrada, holística e sistêmica. Não adianta tratar de um segmento da cadeia e esquecer os outros. Por exemplo, não adianta haver disponibilidade de GN se não houver gasodutos físicos ou virtuais, que facilitem o transporte do gás processado. O armazenamento do gás é tarefa contraproducente que elimina a competitividade desse importante energético. Assim, foram selecionados no amplo pacote de ações propostas ao setor público e privado, os que se mostrassem mais integrados, responsáveis e sustentáveis. O setor veicular foi elencado como uma atividade prioritária pela sua capacidade indutora do mercado de gás. Implantando o mercado de GNV a cadeia gaseífera tende a se ampliar.

O Aumento da produção de GN no Maranhão gera como consequência uma maior expectativa da necessidade de maior escoamento da produção e da ampliação da distribuição até a porta de novos consumidores veiculares, residenciais e industriais. O Estado do Maranhão oferta, atualmente, quase 9% de todo gás disponibilizado na matriz energética nacional, colocando-se com sexto maior produtor nacional e detentor de reservas totais provadas na ordem de 13 bilhões de m<sup>3</sup>. Essa grande produção gera uma falsa perspectiva de aumento do consumo proporcionado pelas diversas demandas no Estado, pois apenas o Complexo Termelétrico de Parnaíba, com suas várias UTE, de fato, possui inscrição garantida nos planos de negócio das empresa produtora de GN. Hoje em dia, só para produzir quase 1.425 MW de energia elétrica injetada na rede para alimentar o Sistema Interligado Nacional, a termelétrica consumira a partir de julho/agosto de 2016, algo próximo a 8,4 milhões m<sup>3</sup> /dia de gás produzido, tratado e transportado num gasoduto de apenas 800 km da própria ENEVA, que agora detêm 100% do controle acionário da PGN e tornou-se a primeira empresa brasileira a atuar verticalmente no modo *gas to wire*.

Como o Complexo Termelétrico de Parnaíba tem capacidade de potencia nominal licenciada no limite de 3.777 MW, tudo indica que os planos de negocio estimaram uma capacidade de produção futura de até 17 milhões de m<sup>3</sup> /dia oriunda dos campos terrestres de gás não associado da ENEVA localizados na bacia de Parnaíba. Assim, sempre haverá uma acirrada competição entre as UTE do referido complexo termelétrico e todo o resto do parque industrial maranhense, em busca de GN. Se não houver manifestações de interesse do mercado local em adquirir o GN da ENEVA subscrito num plano de negócio estruturado e lastreado em garantias de volume e prazo de fornecimento, estabelecidos em contratos tipo

*take or pay* ou *ship or pay*, imagina-se que o gás da ENEVA continuará a ser disponibilizado somente para o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT). Um negócio seguro e garantido pelo Governo Federal.

Assim, diante desse falso dilema de abastecer o mercado veicular e residencial, e as indústrias emergentes do Estado do Maranhão ou entregar toda produção de gás para a geração termelétrica, a opção mais racional seria a ENEVA continuar fazendo o que faz: atender as termelétricas.

Diz-se falso dilema porque essa opção de atender prioritariamente às térmicas não implica em deixar de atender às demandas emergentes do mercado residencial, comercial, veicular e industrial do território maranhense. Significa apenas que, com o atual modelo de governança e política industrial adotada pelo Estado e pela Gasmar, não haverá fornecimento de GN para alimentar a demanda reprimida estadual em curto e médio prazo. Sobra apenas uma perspectiva de longo prazo para que as empresas apresentem seus planos de negócio e consigam sensibilizar a produtora para abrir novas frentes de produção para atendimento de uma linha de GNV, GNC e GNI para o resto do mercado maranhense.

A ANP aponta no estudo de viabilidade do gasoduto Capinzal do Norte-MA a Barcarena-PA, uma estimativa de consumo médio diário em torno de 2,5 milhões de m<sup>3</sup> de GN para viabilizar a construção desse grande gasoduto que levaria gás produzido pela PGN para o Pará. Esse consumo sugerido pela ANP, no distrito industrial de Barcarena – PA, seria facilmente suplantado pelo Maranhão, que teria ainda a vantagem de precisar de um gasoduto bem menos extenso e conseqüentemente mais barato que o gasoduto proposto pela ANP.

Entretanto, somente com a participação direta do Governo Federal ou do Governo Estadual, seria possível viabilizar uma Rede Estadual de Gasoduto (REG) de quase 1.000 km para levar o gás do centro produtor aos principais polos indústrias do Estado, a saber: Açailândia, Grajau, Imperatriz, Bacabeira, Itapecuru – Mirim e São Luís, movimentando um volume transportado superior aos 2,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia.

Como o Governo Federal não vem financiando a construção de gasodutos e sequer cumprindo o planejamento anterior do Plano Decenal de Ampliação da Malha Dutoviária (PEMAT), dificilmente o Governo Estadual teria apoio ou financiamento especial para arcar com uma obra desse porte. Por sua vez, o Governo Estadual não tem capacidade para investir recursos próprios nesse montante, mesmo fazendo Parcerias público-Privadas (PPP), haja vista o grande volume de investimentos necessários.

Então, a pergunta óbvia que fica é: o que fazer enquanto não surge uma oportunidade de construção dessa Rede Estadual de Gasoduto?

Sem ser diferente do Brasil, a indústria do gás natural maranhense encontra-se ainda em fase de estruturação e pela condição inata de ser uma indústria de rede, apresenta peculiaridades e exige grande capacidade de integração para fortalecimento de seus três segmentos mercadológicos (*upstream*, *midstream* e *downstream*). Devido ao fato de necessitar de grandes volumes de investimentos nos seus três segmentos, fica dependendo fortemente dos Governos Federal, Estadual e Municipal para a superação dos desafios e consolidação de suas atividades num mercado de energéticos fósseis altamente competitivo, onde enfrenta a cadeia do petróleo, muito mais simples de ser gerida e planejada.

Assim não será fácil a tarefa do Governo Estadual de conquistar novos nichos de mercado com empresas emergentes, além do Complexo Termoelétrico de Parnaíba, nascido e vocacionado para queimar o gás oriundo dos campos da ENEVA e a Refinaria da ALUMAR que importa 700 mil m<sup>3</sup>/dia de gás, de forma a ajudá-las a se tornarem mais competitivas com o uso do GN como fonte energética contínua e de pouco impacto ambiental.

A viabilidade de crescimento do mercado emergente, passa ainda pelo apoio do Governo Estadual em imprimir diretrizes ambientais que reduzam o tempo e as incertezas do processo de licenciamento ambiental que geralmente é incerto e muito lento, impondo riscos e prejuízos desnecessários às empresas dispostas a investirem na cadeia gaseífera estadual.

Além disso, para compensar as incertezas jurídicas do setor regulatório brasileiro e as políticas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que nem sempre prioriza adoção de medidas que garantam o preço adequado e a competitividade do gás natural. O Governo Estadual precisa ser audacioso na implantação de uma política fiscal que incentive e atraia atividades da indústria gaseífera, proporcionando vantagens fiscais para as empresas que se implantarem no estado e ganhos na geração de riqueza, trabalho e renda para a população maranhense, com conseqüente aumento do IDHM. O próprio Governo do Estado divulgou estudo que aponta que a ampliação da cadeia gaseífera no Estado poderá promover aumento do PIB na ordem de 20 %. Se for tomado como base o mercado norte americano, onde o desenvolvimento da cadeia de *shale gas* proporcionou uma produção extra de 300 bilhões de m<sup>3</sup> no ano de 2013 que gerou 2,1 milhões de novos empregos e um aumento de 284 bilhões de dólares no seu PIB, pode-se fazer uma estimativa que se o Maranhão dobrar sua produção de 8 para 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia, haverá geração de 21 mil novos empregos e um incremento de 3 bilhões no PIB do Maranhão. O último valor do PIB do Maranhão divulgado oficialmente pelo IBGE em 2015 foi referente ao ano de 2013 no valor de R\$ 67,5 bilhões.

O Estado também não poderá perder de vista a necessidade permanente de investir na infraestrutura de pessoas, no capital intelectual, proporcionando a criação de cursos de

graduação em Engenharia de Petróleo e Gás, cursos de Mestrado e Doutorado, para atração de pesquisadores Doutores e Centros de Pesquisa que sejam referência na área de petróleo e Gás. Tais Centros, além de promoverem pesquisas, servirão aos interesses de constante atualização tecnológica, integração com outros mercados e consequente desenvolvimento científico e tecnológico nessa área.

No entanto, o desenvolvimento do mercado de GN no Maranhão, assim como no mercado brasileiro, está muito condicionado às estratégias de investimentos das empresas atuantes neste mercado, ao mesmo tempo que depende das leis e das normas regulatórias que lhes deem segurança jurídica.

Um caminho alternativo para incrementar a cadeia gaseífera do Estado surge quando se muda a lógica de transporte do GN, bem traduzida no jargão norte americano do “*wheel to wheel*”, ou seja do poço ao posto. Como foi discorrido, são enormes as dificuldades de se levar o gás do centro produtor até o consumidor final. No entanto pode-se fazer o caminho inverso e se levar os consumidores industriais dos centros de consumo aos poços (*whell to well*).

A viabilidade técnica e econômica dessa inversão se encontra no fato de muitos poços maduros das empresas produtoras não serem mais viáveis para produção em larga escala, pois já perderam pressão interna e se encontram com pressão na ordem de 10 Bar, fato que encarece o transporte desse gás. Entretanto para um centro de consumo alocado “em cima” do poço, ele se torna altamente viável e pode ser comercializado no balcão da empresa, diferentemente dos outros poços em início de produção. Esse modelo, que virtualmente elimina o segmento de *midstream*, poderia movimentar a cadeia gaseífera numa espécie de varejo industrial para atendimento de empresas “nômades” que se deslocassem até o centro de fornecimento.

O governo do Estado poderia dar uma grande colaboração nesse processo incremental implantando pequenos Distritos industriais nas regiões de entornos de campos previamente definidos com as empresas produtoras de gás no Maranhão. Esses mini distritos industriais (MDI) recepcionariam as sedes administrativas das empresas “nômades” enquanto que suas unidades móveis ou itinerantes seriam instaladas provisoriamente “sobre o poço. Esse gás teria um preço bastante competitivo a ponto de superar as perdas provocadas pelo transporte das matérias primas a serem produzidas à distancia de suas plantas originais

## 10 CONCLUSÃO

Ante o exposto, verifica-se que o setor de óleo e gás representa uma nova fronteira energética para o Estado do Maranhão, o qual já responde por quase 9 % da produção de GN que compõe a matriz energética nacional e assume papel relevante na cadeia gaseífera por possuir o maior complexo termelétrico do Brasil e com capacidade nominal de geração de 3.777 MW licenciados e ter o primeiro caso bem sucedido de integração/verticalização completa da cadeia na modalidade *gas to wire*. Entretanto, os maiores desafios do setor estão na dificuldade de se ampliar a cadeia do gás haja vista ela funcionar como uma indústria de rede, onde as ações por segmentos precisarem estar muito afinadas e sincronizadas.

Mesmo uma explosão do potencial oferta poderá não ser traduzida em aumento de consumo e vice-versa. Hoje o Estado do Maranhão vive uma grande expectativa de substituir os energéticos fósseis vegetais e fósseis menos limpos (carvão mineral, óleo combustível e diesel, gasolina, etc.) pelo GN, um combustível fóssil limpo, de comprovada eficiência energética, preço baixo, capaz de promover ganhos econômicos, reduzir os custos de produção e ainda melhorar a qualidade e agregar valor aos produtos industriais produzidos.

Novas perspectivas de utilização do GN na área estratégica de produção de DRI/HBI de alto valor agregado poderão representar a recuperação financeira do polo de ferro gusa de Açailândia ao substituir a queima de carvão vegetal pelo gás. O mesmo acontece no polo gesso de Grajaú, onde a calcinação da gipsita com GN de chama bastante estável com um melhor controle da qualidade da queima permitiria substituir os tradicionais fornos “barriga quente”, criando condições para que o Maranhão seja o maior produtor de gesso do Brasil. O mesmo vale para o polo de cerâmicas vermelhas de Itapecuru-Mirim, que poderia ter uma considerável melhoria se a lenha fosse substituída pelo GN.

Cabe ao Estado estimular e fomentar o uso do GNV em sua frota oficial e buscar a disseminação do uso desse combustível de baixa pegada ambiental para a frota privada do estado que já supera 1,5 milhões de veículos. Sabe-se que todo mercado de gás se consolida depois da implantação de postos de abastecimento de GNV, um indutor natural do mercado.

Por outro lado o consumo residencial do GND é de grande potencial e estima-se que, num primeiro momento, poderia atingir mais de 30 mil consumidores só na grande São Luís.

Percebe-se, entretanto, que não basta haver potencial de produção e de consumo. Entre as duas pontas da cadeia, reside o grande desafio que gera tanta dificuldade para se implementar negócios nessa cadeia: as complexas e onerosas operações de viabilização,

construção e manutenção de gasodutos. Resolver esse diapasão da cadeia gaseífera é árdua tarefa da governança estadual e federal em parceria com a iniciativa privada.

Tentar viabilizar gigantescos recursos financeiros para construir gasodutos estratégicos (Gascan, por exemplo) ou uma Rede Estadual de Gasoduto (REG) para atendimento dos polos de consumo de São Luís, Itapecuru, Bacabeira, Imperatriz, Açailândia, Grajaú entre outros, partindo de Capinzal do Norte, onde se encontra a empresa PGN, a segunda maior produtora de GN do país, é só o começo de uma jornada de intensa negociação com a iniciativa privada. O Estado precisa combinar sua estratégia com as empresa produtoras, que jamais vendem seu gás no balcão de varejo, sem garantias de volume e prazo de fornecimento firmados em contratos *take or pay* ou *ship or pay*.

Contudo para que tudo isso aconteça, precisa-se que as empresas exploradoras continuem investindo nas custosas e arriscadas pesquisas exploratórias e nas atividades de perfuração e extração de gás, suficiente para atender uma inexorável e crescente demanda reprimida no Estado do Maranhão.

Por tudo que foi discorrido, se o Governo do Maranhão souber consolidar uma política industrial do GN, lúcida e responsável, será mesmo, como anunciou a ANP, um grande protagonista no planejamento nacional para produção de GN no Brasil, pois diferentemente do restante do país, possui quase toda sua produção oriunda de poços terrestres e reservatórios puramente gaseíferos, não associados ao petróleo. Isso se transforma numa vantagem comparativa em relação aos outros estados onde o gás predomina nos campos marítimos e geralmente é associado aos reservatórios de petróleo, o que dificulta e encarece o armazenamento e a transferência do gás para as estações de coleta e tratamento em terra firme, gerando uma tendência de secundarizar a produção de gás e fazer sua reinjeção nos poços ou encaminhá-lo para *flaring*.

Assim, o Estado do Maranhão apresenta reais possibilidades de consolidar-se como uma promissora fronteira nacional de produção de GN, com gás suficiente e garantido para abastecer seu emergente parque de consumo residencial, veicular, comercial e industrial.

A partir de uma governança estadual focada nessa cadeia gaseífera, poder-se-á alavancar um salto de qualidade na produção industrial e significativa redução dos impactos ambientais dessas atividades, ao mesmo tempo em que se gerará riqueza, renda e trabalho, aumentado o PIB do Estado e promovendo a inclusão social. Deste modo será melhorado consideravelmente o IDHM de nossos municípios mais pobres em cujos subsolos se localizam nossos principais reservatórios de GN.

## REFERÊNCIAS

ABREU, P.L.; MARTINEZ, J. A. **Gás Natural – o combustível do novo milênio**. Porto Alegre: Plural Comunicação, 1999.

AGÊNCIA Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro, 2015.

\_\_\_\_\_. **Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico-Econômico e Jurídicos**. Rio de Janeiro, 2009.

\_\_\_\_\_. **Fundamentos para o não enquadramento de Ponto de Entrega e Gasoduto como Instalações de Embarque e Desembarque de Gás Natural para fins de pagamento de Royalties aos Municípios**. Junho, 2008.

ALVES, H. J.; MELCHIADES, BOSCHI, F. G.; A. O. Consumo de gás natural na indústria de revestimentos cerâmicos brasileira. **Cerâmica**, vol.54, n.331, São Paulo, July/Sept. 2008.

ARRUDA, P.R.P. de. **Técnicas de construção e montagem de gasodutos**. Bahia: Escola Politecnica, 2006.

ANS/ASME B31.8 2012. Gas transmission and distribution piping systems. The American Society of Mechanical Engineers.

ASSOCIAÇÃO Brasileira de Normas Técnicas. ABNT. NBR 12.712. **Projeto de sistemas de transmissão e distribuição de gás combustível**. Rio de Janeiro, 2002.

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

\_\_\_\_\_. Decreto 2.705/1998. Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D2705.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2705.htm)>. Acesso em: 18 maio. 2016.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia - MME. **Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás**. Brasília (DF): Empresa de Pesquisa Energética, 2013.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia - MME. **Relatório Síntese**. Brasília (DF), 2013.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás**. Brasília (DF): MME/EPE, 2012.

\_\_\_\_\_. Lei Federal nº 11.909/2009. 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. Brasília (DF), 2009.

\_\_\_\_\_. Lei Federal nº 9.478 /97. 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. Brasília (DF), 1997

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia - MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. 109. ed. Brasília (DF), 2016

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia - MME. **Governo contratou duas vezes mais energia solar que hídrica em 2015, mostra CNPE**. 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-contratou-duas-vezes-mais-energia-solar-que-hidrica-em-2015-mostra-cnpe](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/governo-contratou-duas-vezes-mais-energia-solar-que-hidrica-em-2015-mostra-cnpe)>. Acesso em: 18 maio. 2016.

BRASIL ECONÔMICO. **Governo do Maranhão quer gás natural para suas indústrias**. 2013. Disponível em: <[economia.ig.com.br](http://economia.ig.com.br)>. Acesso em: 18 maio. 2016.

BRITISH PETROLEUM - BP. **BP Statistical Review of World Energy june 2015**. 64. ed. 2015. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2015/bp-statistical-review-of-world-energy-2015-full-report.pdf>>. Acesso em: 5 maio 2016.

CLENNELL, Michael B. Hidrato de gás submarino: natureza, ocorrência e perspectivas para exploração na margem continental brasileira. **Rev. Bras. Geof.** vol.18, no.3, São Paulo, 2000.

COLOMER, Marcelo. Retomada do mercado de GNV no Brasil. In: **Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado – ABEGÁS**, 2012. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/11/12/retomada-do-mercado-de-gnv-no-brasil/>>. Acesso em: 5 maio 2016.

CONAMA. **Resolução nº 23 /94**. Institui procedimentos específicos para o licenciamento de atividades relacionadas À exploração e lavra de jazidas de combustíveis líquidos e gás natural. Brasília (DF), 1994

DETRAN-MA. Governo do Maranhão. **Detran-MA registra frota de um milhão de veículos emplacados no MA**. 2012. Disponível em: <<http://www.detran.ma.gov.br/paginas/detalhe/9546>>. Acesso em: 5 jun. 2016.

ENERGY Information Administration - EIA. **Annual Energy – outlook 2012 with projections to 2035**. US. 2012

\_\_\_\_\_. **North America leads the world in production of shalegas**. US. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=13491>>. Acesso em 4 maio 2016

EMBRAPA. **Relatório do diagnóstico**. Macrozoneamento Ecológico-Econômico do Estado do Maranhão. Vol 1. 2013.

ENEVA. **Complexo Parnaíba**. 2014. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br/pt/nossos-negocios/geracao-de-energia/usinas-em-operacao/paginas/ute-parnaiba.aspx>>. Acesso em: 5 jun. 2016.

FRANCISCO, Wagner De Cerqueira E. **Gás Natural**. Brasil Escola. Disponível em <<http://brasilestola.uol.com.br/geografia/fontes-gas-natural.htm>>. Acesso em: 22 jun. 2016.

FGV ENERGIA. **Caderno Gás Natural** . ano 01, numero 02, 2014

GASMAR. **A Empresa**. Disponível em: <<http://www.gasmar.com.br/index.php/2013-11-10-17-52-10/a-empresa>>. Acesso em: 22 jun. 2016.

GRUPO FERROESTE. **Gusa Nordeste**. Disponível em: <<http://www.ferroeste.com.br/o-grupo/empresas/gusa-nordeste>>. Acesso em: 18 jun. 2016.

INTERNATIONAL Energy Agency - IEA. **Key World Energy Statistics**. 2012.

JAHN, Tales Gotlieb. **Implementação de Melhorias para a Valorização do Uso do Gás Natural na Indústria de Cerâmica Vermelha**. Programa de Recursos Humanos da ANP para o setor Petróleo e Gás - PRH-ANP. UFSC. Florianópolis, 2005

MARANHÃO, Secretaria de Minas e Energia. **Diagnóstico do Setor Mineral do Estado do Maranhão e Formulação de plano de Ações 2030**. São Luís, SEME, 2014.

\_\_\_\_\_. ANP confirma 22 novos blocos de exploração de gás no Maranhão. 2015a. Disponível em: <<http://www.ma.gov.br/anp-confirma-22-novos-blocos-de-exploracao-de-gas-no-maranhao/>>. Acesso em: 20 jun. 2016.

\_\_\_\_\_. **Governo apresenta expansão do potencial de gás natural no MA para investidores nacionais**. 2015b. Disponível em: <[www.ma.gov.br/governo-apresenta-expansao-do-potencial-de-gas-natural-no-ma](http://www.ma.gov.br/governo-apresenta-expansao-do-potencial-de-gas-natural-no-ma)>. Acesso em: 20 jun. 2016.

\_\_\_\_\_. **Perfil Municipal GRAJAÚ**: região das serras. São Luís, Outubro de 2012.

\_\_\_\_\_. Secretaria de Estado do Desenvolvimento, Indústria e Comercio. **Estratégias de Desenvolvimento do Maranhão**. São Luís, MA: SEDINC, 2013.

\_\_\_\_\_. Secretaria de Estado de Minas e Energia. **Panorama Energético do Maranhão**. São Luís, MA: SEME, 2013.

MAZZEI, T.B. **Um enfoque logístico para massificação do uso do gás natural**. UFRJ. Rio de Janeiro. 2007.

POLITO, Rodrigo; SARAIVA, Alessandra. ANP aprova plano de avaliação de descoberta da PGN no Maranhão. **Valor Econômico**, 2014. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/ind-naval-e-offshore/25376-anp-aprova-plano-de-avaliacao-de-descoberta-da-pgn-no-maranhao>>. Acesso em: 20 jun. 2016.

POMPEU FILHO, Cid Tomanik. Redação contratual define natureza de cláusula take or pay. In: **Consultor Jurídico**, 2014. Disponível em: <<http://www.conjur.com.br/2014-fev-17/cid-tomanik-redacao-contratual-define-natureza-clausula-take-or-pay>>. Acesso em: 20 jun. 2016.

RAMOS, R. **Gerenciamento de Projetos na Indústria de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciencia, 2006.

RODRIGUES, A.C.M. **Aplicação de Processos Hierarquico na Escolha de Traçados de Dutovias**. Paraná: Instituto de Engenharia de Tecnologia, Departamento de Engenharia, 2009.

SMITH, C.C. **Improved Project Definition Ensure Value-Added Performance**. Nova Iorque: EAP Hydrocarbon processing, 2000.

SONGHURST, Brian. **LNG Plant Cost Escalation**. Oxford Institute for Energy Studies, 2014.

SUZANO Papel Celulose. **Quem somos**. Disponível em: <<http://www.suzano.com.br/portal/suzano-papel-e-celulose/quem-somos.htm>>. Acesso em: 20 jun. 2016.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de petróleo**. 4. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

VALOR ECONÔMICO. ANP aprova planos de descoberta de gás natural pela ex-OGX Maranhão. **Gasmár**, 2014. Disponível em: <<http://gasmar.com.br/index.php/noticias/2-gasolina-brasileira-tera-teor-de-enxofre-reduzido-a-partir-de-2014>>. Acesso em: 20 jun. 2016.