



ESTRATÉGIAS COOPERATIVAS PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS  
NATURAL: UMA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE SHAPLEY

Rafael Teixeira da Silva Ribeiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Rio de Janeiro

Março de 2017

ESTRATÉGIAS COOPERATIVAS PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS  
NATURAL: UMA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE SHAPLEY

Rafael Teixeira da Silva Ribeiro

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Lucio Guido Tapia Carpio, D. Sc

---

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D

---

Prof. Virgilio Jose Martins Ferreira Filho, D. Sc

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2017

Ribeiro, Rafael Teixeira da Silva

Estratégias Cooperativas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural: Uma Aplicação do Método de Shapley / Rafael Teixeira da Silva Ribeiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XIII, 82 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 76-82

1. Gás Natural. 2. Teoria dos Jogos Cooperativos. 3. Valor de Shapley. I. Carpio, Lucio Guido Tapia. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos mestres do passado, presente e futuro.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço por todas as oportunidades que me foram dadas para aprender, mas acima de tudo, agradeço por todos que de alguma forma me ensinaram e pelos que seguirão me ensinando.

Pela fundamental lição de que devemos encarar a vida com leveza e alegria, onde quer que estejamos e independente de onde estaremos, agradeço a minha mãe.

Pelo rigor acadêmico e por advogar sempre em favor da importância e do prazer de estudar, agradeço ao meu pai.

Por ensinarem a importância da família, a qual cria propósito ao aprendizado e mostra que as lições, mesmo quando duras, são fundamentais para o crescimento, agradeço minhas avós Doralice e Zuleika, e meus avôs Arnaldo e Celso.

Pela lição de carinho e preocupação, reforçando que somente tornam-se sábios àqueles que respeitam ao próximo, agradeço o enorme coração da minha irmã Gabriela.

Pela constante lição de que o incentivo e apoio desde o início da vida, por cada desafio e obstáculo superado, são os laços familiares sempre crescentes, agradeço aos meus tios.

Pelo aprendizado diário e contínuo, o qual mostra que independente do tempo o amor incondicional é o principal estímulo para alcançar sempre o melhor de si, agradeço minha companheira Kelly.

Pela oportunidade de conhecer diferentes indústrias e ter sido exposto aos mais variados ambientes e pessoas, assim como pelo entendimento que o crescimento acadêmico oriundo do mestrado traria benefícios à sociedade em geral, agradeço a minha primeira experiência profissional na Chemtech.

Pelos mestres que a vida felizmente plantou em meu caminho mais recente, agradeço à Prumo Logística, pois amigos e mentores sinceros são de importância imensurável no caminho profissional.

Por fim, pela chance de ter expandido substancialmente meus conhecimentos e pela motivação em seguir aprendendo sempre, agradeço a todos os mestres e professores que compartilharam de sua sabedoria, aos quais faço aqui representados pelo Prof. Lucio, que me ensinou a caminhar pela Teoria dos Jogos e cuja dedicação foi fundamental para conclusão desta dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

ESTRATÉGIAS COOPERATIVAS PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS  
NATURAL: UMA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE SHAPLEY

Rafael Teixeira da Silva Ribeiro

Março / 2017

Orientador: Lucio Guido Tapia Carpio

Programa: Planejamento Energético

O mercado brasileiro de gás natural se desenvolveu em função da oferta, a qual demandou a ampliação da infraestrutura e foi acompanhada de políticas e estímulos para aumento do consumo. Recentemente, com a descoberta do pré-sal e crescimento da produção de gás na Região Sudeste, vislumbra-se aumento de oferta com potencial para novo período de desenvolvimento do uso do gás. Além disso, o mercado que sempre foi um monopólio vertical da Petrobras, iniciou um processo de abertura gerado pelo desinvestimento de ativos de exploração e produção e infraestruturas de transporte e importação. Assim, identifica-se nova oportunidade de ampliação do uso do gás natural no Brasil, em um cenário de colaboração entre os agentes existentes e novos entrantes. Neste intuito, esta dissertação descreve a utilização da Teoria dos Jogos Cooperativos e a aplicação do Método de Alocação de Shapley como forma de avaliar a influência dos diferentes agentes de produção, transporte e distribuição na Região Sudeste, servindo como base para análises estratégicas, para a elaboração de políticas públicas, atração de investimentos e demais ações que podem destravar o mercado de gás natural no Brasil. Por fim, os resultados do modelo demonstram que a infraestrutura de transporte, devido ao seu baixo custo relativo, não desempenha papel relevante na alocação de benefícios. Observa-se também a grande influência do gás natural produzido em campos marítimos, assim como a influência das distribuidoras como principais mecanismos de ampliação do consumo de gás natural no Brasil.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

COOPERATIVE ESTRATEGIES FOR THE BRAZILIAN NATURAL GAS MARKET:  
AN APPLICATION OF SHAPLEY METHOD

Rafael Teixeira da Silva Ribeiro

March / 2017

Advisor: Lucio Guido Tapia Carpio

Department: Energy Planning Program

The Brazilian natural gas market was developed based on periods of significant increase in the offer, which followed investments in midstream infrastructure, as well as policies to stimulate the consumption. Recently, with the discovery of the pre-salt layer and growth of the natural gas production in the Southeast Region, a similar event capable of promoting this fuel utilization is underway. Besides, the vertical monopoly detained by Petrobras started to decentralize, with announcements of divestments of offshore and onshore fields, importation, transportation and distribution assets and participations. Therefore, during this moment of growth in the natural gas offer and market decentralization, it's possible to identify a new opportunity to enhance the utilization of this fuel in Brazil, which will require the collaboration among existing and new agents. Within this scenario, this paper describes the use of the Cooperative Game Theory and application of Shapley Allocation Method as a way to evaluate the influence of different agents regarding production, transportation and distribution on the Southeast Region, serving as a basis for strategic analysis, public policies development, investment attraction and further actions which can unlock the Brazilian natural gas market. Finally, the results obtained with the model application showed that the transportation infrastructure, due to its relative low cost, does not play a relevant role in the benefits allocation. It's also possible to observe the relevant influence of offshore natural gas, as well as the local distribution companies, as main mechanisms to increase natural gas consumption in Brazil.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS .....	x
LISTA DE TABELAS .....	xii
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	xiii
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Contexto.....	1
1.2. Justificativa .....	4
1.3. Objetivos.....	5
1.4. Estrutura da Dissertação .....	5
2. O GÁS NATURAL NO BRASIL.....	7
2.1. Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural no Brasil.....	7
2.2. Oferta de Gás Natural no Brasil.....	13
2.3. A Cadeia Produtiva do Gás Natural.....	13
2.4. Evolução da oferta .....	16
2.5. Consumo do Gás Natural no Brasil .....	21
2.5.1. Consumo Não-Termelétrico .....	21
2.5.2. Consumo Termelétrico .....	26
2.6. Infraestrutura de Gás Natural no Brasil .....	29
2.7. Distribuição de Gás Canalizado.....	32
2.8. Regulação do Gás Natural no Brasil.....	35
2.9. Desafios da Abertura do Mercado de Gás Natural .....	40
3. TEORIA DOS JOGOS.....	42
3.1. Conceitos Básicos .....	42
3.2. Aplicações da Teoria dos Jogos no Mercado de Gás Natural.....	43
3.3. Método de Alocação de Shapley.....	45



3.4.	Aplicação do Método de Shapley .....	46
3.4.1.	Modelo Proposto.....	46
3.4.2.	A Função de Valor.....	51
4.	CALIBRAÇÃO DO MODELO.....	55
4.1.	Balanço de Massa – Região Sudeste.....	56
4.2.	Custo da Infraestrutura.....	57
4.3.	Receitas e Margens .....	62
5.	RESULTADOS .....	66
5.1.	Mínimo Custo .....	66
5.2.	Máxima Margem.....	68
5.3.	Comparação dos Cenários.....	69
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....	71
7.	REFERÊNCIAS .....	76

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Infraestrutura de escoamento de gás do Pré-sal. Rotas 1, 2 e 3 - Fonte: (PETROBRAS, 2017)

Figura 2 - Evolução das Reservas, Produção e Demanda de Gás Natural - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (EPE, 2016)

Figura 3 - Brasil: Consumo total de gás natural – Fonte: (MME/EPE, 2015)

Figura 4 - A cadeia produtiva do gás natural - Fonte: Adaptador pelo autor com base em (ANP, 2010)

Figura 5 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil | Associado e Não Associado| 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 6 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil | Terra e Mar | 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 7 - Bacias Produtoras de Petróleo no Brasil - Fonte: (ANP, 2013)

Figura 8 - Evolução da Produção do Pré-Sal e Pós-Sal | 2014 - 2016 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (ANP, 2016)

Figura 9 - Localização do Polígono do Pré-sal - Fonte: (ANP, 2016)

Figura 10 - Evolução da Oferta de Gás Natural no Brasil | 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 11 - Consumo de Gás Natural no Brasil por Mercados | 2007 – 2016 – Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 12 - Consumo de Gás Natural nas Distribuidoras | 2007 - 2016 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 13 - Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial e Óleo Combustível em São Paulo – Fonte: Adaptado pelo autor com base em (MME, 2016)

Figura 14 - Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo - Fonte: (MME, 2016)

Figura 15 - Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo - Fonte: (MME, 2016)

Figura 16 – Relação entre Energia Armazenada e Carga de Demanda | Brasil | 2010 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (ONS, 2016)

Figura 17 - Infraestrutura de Gás Natural no Brasil em 2016 - Fonte: (EPE, 2016)

Figura 18 - Mapa das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado - Fonte: (ABEGÁS, 2016)

Figura 19 - Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição de Gás Natural no Brasil - Fonte: (MME, 2016)

Figura 20 - Consumo de Gás Natural por Distribuidora da Região Sudeste (em milhões de m<sup>3</sup>/dia) - Fonte: (MME, 2016)

Figura 21 - Consumo De Gás Natural por Distribuidora da Região Sudeste sem o Segmento Termelétrico (em milhões de m<sup>3</sup>/dia) – Fonte: (MME, 2016)

Figura 22 - Produção de Petróleo e Evolução do Gás Natural Disponível | 2000 - 2016 - Fonte: (ANP, 2016)

Figura 23 - Representação Gráfica do Jogo Proposto para Região Sudeste - Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 24 - Balanço de Massa da Região Sudeste - 2015 - [MMm<sup>3</sup>/d] - Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 25 - Malha de Gasodutos de Transporte da Região Sudeste | Fonte: (TAG, 2016)

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado da Região Sudeste – Fonte: (MME, 2016)

Tabela 2 - Modalidades de Despacho Termelétrico - Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 3 – Informações das Malhas de Gasodutos de Mercados Consumidores de Gás Natural - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (CIA, 2016)

Tabela 4 – Estrutura Societária das Distribuidoras da Região Sudeste – Fonte: Demonstrativos Financeiros

Tabela 5 - Consolidação da regulação do mercado de gás natural - Fonte: ANP

Tabela 6 - Descrição dos Jogadores

Tabela 7 - Base das Matrizes de 12 elementos de Oferta e Deamanda

Tabela 8 – Volumes, Preços e Custos dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 9 - Custos Consolidados por Fonte e por estado [US\$/MMBtu] | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 10 – Volumes, Preços e Margens dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 11 - Margem Consolidada por Fonte e por estado [US\$/MMBtu] | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 12 - Resultado da Alocação de Shapley | Critério de Mínimo Custo | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 13 - Resultado da Alocação de Shapley | Critério de Máxima Margem | Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 14 - Comparação dos Resultados dos Cenários Avaliados | Fonte: Elaborado pelo autor

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)  
BTU (British Thermal Unit)  
CNPE (Conselho Nacional de Política Energética)  
CVU (Custo Variável Unitário)  
CMO (Custo Marginal de Operação)  
EBITDA (Lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização)  
GA (Gás Natural Associado)  
GASBOL (Gasoduto Brasil-Bolívia)  
GLP (Gás Liquefeito de Petróleo)  
GNA (Gás Natural Não Associado)  
GNL (Gás Natural Liquefeito)  
GNV (Gás Natural Veicular)  
LGNs (Líquidos de Gás Natural)  
MME (Ministério de Minas e Energia)  
NTS (Nova Transportadora do Sudeste)  
ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico)  
PARQ (Programa de Ajuste para Redução de Queima de Gás na Bacia de Campos)  
PEMAT (Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte)  
PLANGAS (Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural)  
PLANGÁS (Plano Nacional de Gás Natural)  
PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade)  
TAG (Transportadora Associada de Gás)  
TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil)  
UPGN (Unidade de Processamento de Gás Natural)

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Contexto

O mercado de gás canalizado no Brasil teve início no século XIX, com a Imperial Companhia para a Iluminação da Cidade do Rio de Janeiro em 1828, que somente em 1851, após diversas tentativas de concessão e substituição dos lampiões a óleo, teve sucesso na implantação da iluminação pública a gás canalizado, já como Companhia de Iluminação a Gás. Desde então, o mercado de gás passou por diversos momentos de crescimento, como a descoberta de petróleo e gás natural no recôncavo baiano, as descobertas offshore da Bacia de Campos e mais recentemente a construção do GASBOL, gasoduto integrando campos de gás natural na Bolívia ao mercado consumidor das regiões Sudeste e Sul do Brasil.

A demanda brasileira por gás natural também se desenvolveu, alcançando o valor recorde de 104,81 milhões m<sup>3</sup>/d em agosto de 2014, em meio a um período de baixa afluência hidrológica e consequente aumento do despacho termelétrico. No mês em questão, o consumo industrial correspondeu a 43,83 milhões m<sup>3</sup>/d, o consumo termelétrico alcançou 51,37 milhões m<sup>3</sup>/d, e outros consumos como residencial, comercial e automotivo totalizaram 9,61 milhões m<sup>3</sup>/d. Vale ressaltar que neste mesmo período, a oferta total foi de 109,79 milhões de m<sup>3</sup>/d, sendo que o gás nacional correspondeu a 55,65 milhões m<sup>3</sup>/d e os volumes importados corresponderam a 54,14 milhões m<sup>3</sup>/d, dos quais 34,03 milhões m<sup>3</sup>/d vindos da Bolívia e 20,11 milhões m<sup>3</sup>/d importados pelos terminais de GNL. A diferença entre os valores de demanda e de oferta correspondem ao consumo em outros gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes no sistema.

Em 2016, a demanda apresentou retração devido ao recolhimento da atividade econômica, atingindo o valor máximo de 86,47 milhões de m<sup>3</sup>/d em fevereiro, um valor 18,34% menor ao recorde de consumo.

Em meio a expansão dos volumes disponíveis e o crescimento da utilização deste combustível na matriz energética brasileira, em março de 2009 foi promulgada a Lei do Gás, que previa a abertura dos mercados de transporte e importação de gás natural, até então monopolizados pela Petrobras. A principal mudança da supracitada lei ocorreu no setor de gasodutos de transporte, exigindo que a empresa transportadora não exercesse atividade de comercialização de gás. Porém, esta lei criou um período de exclusividade de 10 anos para a utilização de gasodutos de transporte

existentes, protegendo os investimentos realizados pela Petrobras. A expectativa da Lei do Gás era da abertura do mercado de transporte e consequente aumento da oferta por outros produtores e importadores, e maior competição pelo mercado consumidor.

Uma vez promulgada, a Lei do Gás necessitava ser regulamentada, papel que coube a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) realizar. Entre os anos de 2011 e 2016 foram emitidas resoluções técnicas em relação a implantação de gasodutos, terminais de importação de GNL, classificação de consumidores (autoimportador e autoprodutor), critérios para tarifa de transporte, procedimentos licitatórios do PEMAT (Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte) e em 2016, a Resolução ANP N° 11 DE 16/03/2016 que permite a troca operacional de gás, chamada de Swap. Esta evolução regulatória é de extrema importância para que na abertura do mercado, novos agentes sintam segurança para atuar no Brasil.

Pelas condições da Lei do Gás, espera-se que haja uma abertura da malha de transporte em torno do ano de 2019, ano de grande relevância também para a diversificação da demanda, uma vez que os contratos de fornecimento das distribuidoras estaduais, com consumo mais relevante, se encerram, assim como o contrato para compra de gás natural vindo da Bolívia. A renovação destes contratos ocorre em período atribulado para a Petrobras, devido aos impactos financeiros de investimentos realizados e alto endividamento que obrigaram a companhia a iniciar um processo de desinvestimento. Muitos dos ativos à venda são ativos de transporte, distribuição e importação de Gás Natural<sup>1,2</sup>.

Especula-se sobre a real capacidade e o interesse da Petrobras em manter a centralização nos contratos de importação de Gás Natural no Brasil, mantendo os riscos de flutuação de demanda e exposição a preços internacionais de GNL sob sua responsabilidade. Somado a este ponto, existe uma insegurança frente a capacidade da Bolívia em manter os níveis de produção e exportação de gás natural a longo prazo para o Brasil, agravada devido aos prazos e investimentos inerentes às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos.

---

<sup>1</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-petrobras-e-total-avancam-na-alianca-estrategica-com-assinatura-de-novos-acordos>

<sup>2</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-aprovacao-da-venda-de-participacao-na-nova-transportadora-do-sudeste>

Por fim, destaca-se a expectativa de crescimento da produção de gás natural offshore, oriundo dos campos do pré-sal e recebidos pelos gasodutos submarinos da Rota 1, Rota 2 e Rota 3 (Figura 1). Juntos, os gasodutos possuem 47 milhões m<sup>3</sup>/d de capacidade, com respectivas capacidades de: 10 milhões m<sup>3</sup>/d, 16 milhões m<sup>3</sup>/d e 21 milhões m<sup>3</sup>/d (QUIROGA, 2016). Este volume seria suficiente para compensar as reduções de produção no pós-sal da Bacia de Campos e aumentar a oferta de gás natural doméstico. Existem também incertezas frente ao início da operação dos três gasodutos submarinos: o gasoduto Lula-Mexilhão, que liga os campos do pré-sal à plataforma de Mexilhão na Bacia de Campos, iniciou a operação em 2011; o início da operação da Rota 2 ocorreu em fevereiro de 2016, contabilizando 2 anos de atraso frente ao cronograma original; e a Rota 3, esperada para 2017, não possui licença ambiental para instalação do trecho de águas rasas, com impacto substancial e início da operação esperada para 2021.

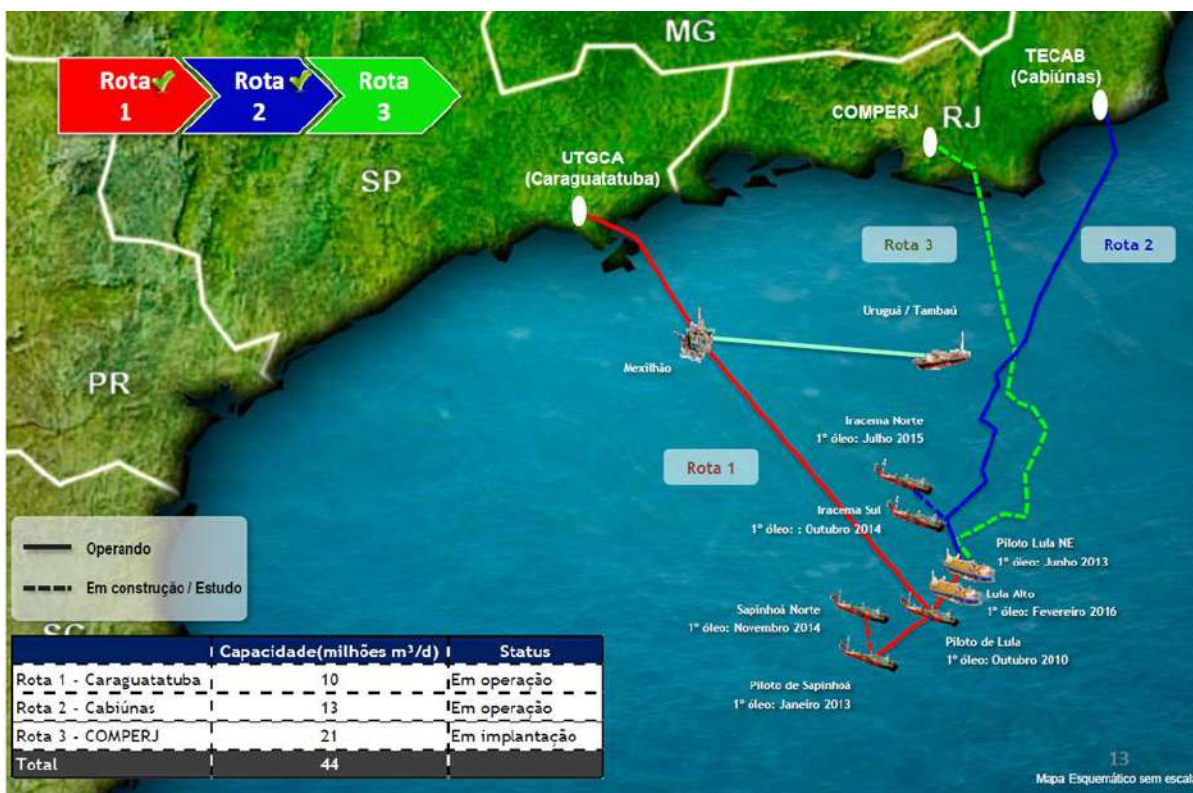


Figura 1 - Infraestrutura de escoamento de gás do Pré-sal. Rotas 1, 2 e 3 - Fonte: (PETROBRAS, 2017)

Desta maneira, frente à abertura do mercado de gás natural no Brasil e ao potencial crescimento oriundo das novas produções do pré-sal e projetos de importação de GNL, torna-se necessário avaliar a dinâmica dos agentes e identificar quais os elementos de maior relevância para ampliar a oferta e a demanda do gás.



## **1.2. Justificativa**

O crescimento da oferta de gás natural oriundo do pré-sal e novos terminais de importação de GNL viabilizados por leilões de energia trazem uma nova dinâmica para o setor de transporte de gás natural, visando o atendimento dos mercados atuais e potenciais.

Esta dissertação foca as análises na Região Sudeste, uma vez que mais de 50% da demanda de gás natural no país se concentra nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo. Além disso, a grande maioria da infraestrutura de gasodutos está localizada nesta região, e existe um grande potencial industrial e termelétrico a ser desenvolvido em curto e médio prazo no restante da região Sudeste, principalmente em Minas Gerais.

Com a abertura de mercado, o monopólio efetivo da Petrobras pode ser quebrado, permitindo a entrada de novos agentes, tanto para a produção doméstica de gás natural, quanto para a importação do combustível da Bolívia ou via terminais de GNL. Considerando-se o desinvestimento das malhas de gasodutos de transporte pela Petrobras, é esperado maior interesse dos novos operadores para ampliar a utilização dos ativos, melhorando o retorno do investimento, o que permitiria maior acesso dos agentes ao mercado.

Porém, considerando que novos gasodutos devem ser previstos no PEMAT, plano que não realizou nenhuma licitação até o início de 2017, e o fato da Petrobras possuir toda a capacidade atualmente declarada dos gasodutos por um período de 30 anos, existe uma insegurança regulatória na real capacidade de levar o gás natural produzido ou importado até as áreas de consumo (CROSO, 2015).

Assim, esta dissertação tem o propósito de avaliar a influência dos agentes do mercado de gás natural frente a capacidade de ampliação da oferta e da demanda, utilizando como metodologia a Teoria dos Jogos Cooperativos. Decidiu-se pela modelagem a teoria de jogos cooperativos uma vez que os agentes do setor são obrigados a atuarem em conjunto, devido aos monopólios naturais do transporte e da distribuição, com o objetivo de escoar as produções até o mercado consumidor.

De forma específica, objetiva-se modelar a influência dos elementos de oferta, transporte e demanda na Região Sudeste do Brasil, identificando-se o valor agregado frente a cenários de benefício para o consumidor final e benefício para os agentes, servindo como base para a proposição de mudanças regulatórias e estratégias de ampliação do mercado.

### **1.3. Objetivos**

Os objetivos desta dissertação são:

- Identificar a demanda de gás natural na Região Sudeste;
  - Avaliar a demanda histórica, assim como cenários crescimento, servindo como base para a modelagem por jogos cooperativos;
- Avaliar as ofertas de gás natural na Região Sudeste;
  - Avaliar a oferta histórica, assim como cenários de crescimento de ofertas por meios de produção local, importação de GNL e importação de gás natural boliviano;
- Modelar o benefício dos agentes utilizando a Teoria dos Jogos;
  - Quantificar o benefício dos agentes com base na Teoria dos Jogos, mais especificamente na modelagem pelo Valor de Shapley;
- Identificar as oportunidades de ampliação do benefício do gás natural;
  - Identificar os elementos da cadeia de gás natural com potencial para ampliação de margens de lucro e redução de custo na Região Sudeste.

### **1.4. Estrutura da Dissertação**

Este primeiro capítulo introdutório apresenta o desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro, os eventos mais relevantes e seus impactos frente a dimensão e características atuais que englobam toda a cadeia, da produção ao consumo do gás.

Ademais, o capítulo descreve as restrições de infraestrutura para chegada de maiores volumes de gás natural ao mercado, e estabelece os objetivos da avaliação do poder de influência dos principais agentes do mercado, justifica a aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos, mais especificamente a modelagem do Valor de Shapley para avaliar a influência dos agentes do setor.

O capítulo 2 descreve em detalhes os principais elementos do mercado de gás natural, detalhando a cadeia produtiva e os elementos de infraestrutura que a compõe, a evolução da oferta e impactos do aumento da produção offshore, o comportamento da demanda e sua composição frente aos mercados industriais e termoeletrônicos, assim como a importância das distribuidoras para o crescimento do mercado. Por fim, as principais regulações aplicáveis ao modelo elaborado são

exploradas, compondo assim o contexto dos desafios frente a abertura e ampliação do mercado de gás natural no Brasil.

O capítulo 3 aprofunda as informações acerca da Teoria dos Jogos, área do conhecimento utilizada como base para avaliação da influência e comparação dos principais agentes do mercado da Região Sudeste brasileira. São descritas aplicações da Teoria dos Jogos para gás natural, as quais serviram como referências para esta dissertação, como por exemplo a avaliação de influência e poder de barganha no mercado europeu de gasodutos frente a crise entre Rússia e Ucrânia.

A metodologia selecionada para atingir os objetivos desta dissertação consiste na Alocação de Shapley, a qual permite avaliar a influência de diferentes jogadores, comparando o valor de todas as possíveis coalisões entre eles, resultando em uma matriz de agregação de valor frente a uma função objetivo.

O capítulo 4 descreve a calibração do modelo matemático, tendo como base um extenso levantamento de dados de produção, demanda, custos e margens entre os agentes que compuseram o mercado de gás natural da Região Sudeste em 2015, desde a produção até a distribuição, considerando o transporte e importação. Estas diferentes fontes e demandas foram comparadas utilizando o Valor de Shapley frente a duas funções de valor, propostas de forma a definir os objetivos que contemplam a redução de custos na cadeia de gás natural como forma de beneficiar os consumidores, e o cenário de maximização de lucros que beneficia as empresas.

O capítulo 5 apresenta e analisa os resultados dos dois cenários estudados: redução de custo e maximização de margem. Os resultados são comparados de forma qualitativa, demonstrando a aplicabilidade da utilização do Valor de Shapley como forma de atingir os objetivos da dissertação.

Por fim, o capítulo 6 traz as conclusões acerca dos resultados atingidos, restrições e premissas adotadas devido à restrição de alguns dados e, finalmente, proposições de trabalhos futuros que consideram mudanças regulatórias e físicas esperadas para o mercado de gás natural brasileiro.

## **2. O GÁS NATURAL NO BRASIL**

### **2.1. Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural no Brasil**

A utilização de gás no Brasil teve início em 1828, quando D. Pedro II licenciou a Imperial Companhia para a Iluminação da Cidade do Rio de Janeiro como responsável pela iluminação pública e privada da cidade, empregando gás como alternativa aos lampiões a óleo de baleia. Esta iniciativa foi somente implementada com sucesso em 1851, por Irineu Evangelista de Souza, futuro Barão de Mauá, quando assinou nova concessão para iluminação pública na cidade do Rio de Janeiro e criou a Companhia de Iluminação a Gás, alimentada por uma fábrica de gás inaugurada em 1852. (CASA DO RIO DE JANEIRO, 2016)

Mais de 100 anos depois, por conta das descobertas e produção de hidrocarbonetos na Bahia, houve uma pequena expansão da utilização do gás natural no início da década de 1940. O consumo era localizado, uma vez que não havia redes de transporte e distribuição. Com as descobertas mais relevantes nas Bacias do Recôncavo, Sergipe e Alagoas o gás natural passou a ser utilizado no setor industrial, principalmente na Refinaria Landulfo Alves (RLAM) e no Pólo Petroquímico de Camaçari. (MANOEL, 2006)

Após mais de 30 anos de exploração terrestre, a descoberta de petróleo na Bacia de Campos contribuiu para o aumento da produção de gás. A primeira descoberta da Bacia de Campos ocorreu em 1974, quando a Petrobras encontrou acúmulo de óleo num reservatório marinho que nomeou de Campo de Garoupa. Três anos depois, no dia 13 de agosto de 1977, a 124 metros de lâmina d'água, iniciou a produção de petróleo na Bacia de Campos, no Campo de Enchova. (PETROBRAS, 2016)

Naquela época, o gás produzido na Bacia de Campos era associado ao óleo, e caso não fosse escoado e consumido, deveria ser queimado em flares nas plataformas ou reinjetado em reservatórios geológicos. Por este motivo, os primeiros gasodutos submarinos foram construídos conectando a produção ao Terminal de Cabiúnas, onde era processado e disponibilizado para os usuários. O combustível era transportado por um gasoduto terrestre conectado à REDUQ (Refinaria Duque de Caxias), alcançando o mercado consumidor. O principal mercado era formado por grandes consumidores industriais atendidos pela antiga companhia de distribuição de gás de rua, a CEG.

Como forma de ampliar o consumo do gás natural e diversificar a matriz energética do Estado mais industrializado do Brasil, em 1988 foi criada a COMGÁS, companhia de distribuição para o Estado de São Paulo. A oferta de gás natural para São Paulo era transportada do Rio de Janeiro pelo GASPAL e também pelo sistema da Baixada Santista, que recebia gás produzido no campo offshore de Merluza, processado na Refinaria de Cubatão. (MANOEL, 2006)

Em 1986, devido aos dois choques do petróleo e consequente aumento de preço dos combustíveis, o MME (Ministério de Minas e Energia) elaborou o primeiro PLANGÁS (Plano Nacional de Gás Natural), que tinha como objetivo reduzir a dependência externa de energia e minimizar os custos sociais no atendimento da demanda interna. Na época, o óleo diesel correspondia a 52% do consumo energético do país, enquanto o gás natural representava apenas 1,8%. O PLANGÁS previa a substituição do diesel consumido em veículos de transporte de pessoas e cargas e do GLP (Gás Liquefeito de Petróleo) de uso principalmente residencial por gás natural, em áreas com disponibilidade deste combustível. Esperava-se atingir um consumo final de 24 milhões de m<sup>3</sup>/d no ano de 1991 e 35 milhões de m<sup>3</sup>/d em 1995, substituindo-se até 64.583 barris equivalentes de petróleo por dia. (ANP, 2003)

Reforçando-se as intenções de diversificar a matriz energética brasileira e intensificar o uso de gás natural no país, foi negociado um acordo binacional com a Bolívia que deu origem ao GASBOL (Gasoduto Brasil-Bolívia), um gasoduto de 3.150 km ligando a cidade de Rio Grande na Bolívia a Porto Alegre no Brasil, passando por importantes centros consumidores. O gasoduto teve as operações iniciadas em 1999, após dois anos de construção, com o propósito de levar ao Brasil 30 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural boliviano até o ano de 2007. O custo do projeto foi estimado em US\$ 2.154 milhões, sendo US\$ 435 milhões (20%) de investimentos boliviano e US\$ 1.719 milhões (80%) brasileiro. Para operar o projeto foram formadas duas companhias independentes: uma é a proprietária do gasoduto do lado boliviano – a Companhia Boliviana de Transporte (GTB); e a outra controla o lado brasileiro do empreendimento através da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil (TBG). (TORRES FILHO, 2002)

Também em 1999, o governo instituiu o PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade) em sua primeira versão, visando ampliar o uso de termelétricas a gás na matriz brasileira, buscando maior segurança energética. Esta primeira fase não atingiu seus objetivos por não atrair grande interesse de investidores. Em 2000, através do Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, o

governo federal implementou a segunda versão que tinha como objetivo reduzir a exposição da matriz energética a hidroeletricidade, implantando 17.000 MW de geração termelétrica a gás natural em 44 usinas. O programa garantiria o fornecimento de gás natural subsidiado pelo período de 20 anos, assim como acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social). (TREBAT, 2003)

No PPT, a Petrobras assumiu o risco cambial e preços da aquisição de gás natural, subsidiando as termelétricas construídas. Após o racionamento de 2001 e a recuperação dos níveis dos reservatórios hidrelétricos, as termelétricas passaram a figurar como energia de reserva, despachadas somente em períodos de baixa afluência, levando à saída dos investidores das usinas que em grande maioria foram adquiridas pela Petrobras.

Seguindo na linha narrativa dos principais acontecimentos do mercado de gás natural do Brasil, em 2006, após anúncio do decreto de nacionalização do setor de hidrocarbonetos da Bolívia, o Brasil foi exposto ao risco de falta de suprimento do combustível já amplamente utilizado em setores residenciais, industriais, bem como combustível de transporte, o GNV (Gás Natural Veicular). Em episódio conhecido como “Heroes Del Chaco”, as tropas bolivianas cercaram no dia 1º de maio duas refinarias da Petrobras, em Cochabamba e Santa Cruz. O governo boliviano pretendia ligar o preço do gás natural ao do petróleo para conseguir um reajuste de 45%, em média, o que aumentaria o custo para o consumidor brasileiro de US\$ 5,50 o milhão de BTUs (British Thermal Unit) para US\$ 8,00. (CARDOSO, 2010)

Assim é que, no contexto de instabilidade da indústria brasileira de gás natural, de incertezas quanto ao fornecimento do gás natural da Bolívia, e também dos riscos de uma nova crise energética no Brasil, alternativas foram avaliadas e postas em prática. Deste modo, desde o fim de 2006, a Petrobras executa um segundo PLANGAS (Plano de Antecipação da Produção de Gás Natural), composto por projetos de exploração e produção, processamento e transporte de gás natural no Sudeste do País, com o objetivo de incrementar a oferta de gás nesta região, de 15 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia ao longo de 2008 e, posteriormente, 55 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2010. (ANP, 2010)

Dentro do PLANGAS a Petrobras iniciou em 2007 a implantação dos Terminais de Importação e Regaseificação de GNL (Gás Natural Liquefeito) na Baía de Guanabara no Rio de Janeiro e

Pecém no Ceará. O primeiro terminal foi inaugurado em março de 2009 no RJ, com capacidade de regaseificar 14 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural. Logo após o terminal de Pecém foi inaugurado em agosto de 2009, com capacidade de 7 milhões de m<sup>3</sup>/d. A entrada do Brasil na lista de países importadores de gás natural liquefeito foi fundamental para o equilíbrio da oferta e demanda do combustível, uma vez que os terminais traziam flexibilidade para importar gás quando necessário e também serviam como forma de equilibrar a dependência do gás boliviano.

Em paralelo com a evolução das fontes de gás natural nacionais e internacionais descritos nos parágrafos acima, ocorreu a principal descoberta do setor de Óleo & Gás no Brasil: o Pré-sal. Esta área de grande potencial produtivo foi encontrada em áreas exploratórias licitadas nas segunda e terceira rodadas em 2000 e 2001, após a quebra do monopólio exploratório da Petrobras pela Lei do Petróleo em 1997. Posteriormente a realização de sísmicas 3D que mostraram que os reservatórios localizados abaixo da camada de sal constituíam uma promissora fronteira petrolífera, e perfurações que venceram 2.000m de lâmina d'água, 2.000m de camada de sal e rochas a distâncias de 300km da costa, foram descobertos indícios de hidrocarbonetos no bloco BM-S-10, chamado de Parati no ano de 2005. As evidências encontradas no poço Parati incentivaram a perfuração de outro poço, na área de Tupi, no Bloco Exploratório BM-S-11. Em 11 de julho de 2006 a Petrobras anunciou ter encontrado indícios de petróleo de boa qualidade e gás no local, e em agosto o poço foi completado. Em setembro o poço foi testado, com 4.895 metros de profundidade vertical, e jorrou petróleo com densidade de 28° API e alta produtividade, em águas marítimas de 2.126 metros de profundidade. (MORAIS, 2013)

O pré-sal ampliou significativamente as reservas de petróleo e gás natural no Brasil, definindo um novo foco de investimentos para a Petrobrás e potencial de dobrar a produção de hidrocarbonetos no país (Figura 2).

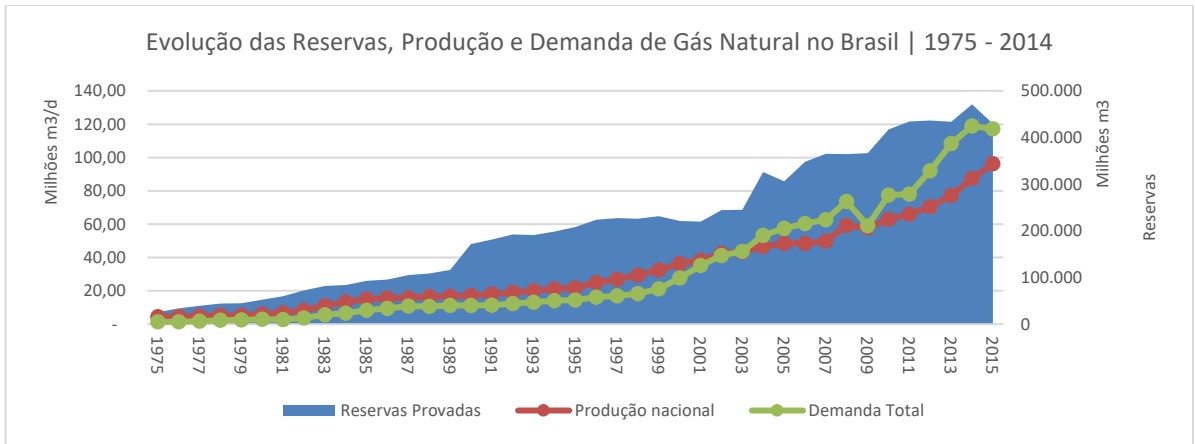


Figura 2 - Evolução das Reservas, Produção e Demanda de Gás Natural - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (EPE, 2016)

Em tendência oposta, devido à crise de crédito de 2008 e 2009 que impactou a demanda mundial e preços de commodities exportadas pelo Brasil, o consumo de gás natural sofreu uma redução de 19,77%, demonstrando o quão sensível é este mercado a variações industriais. Tal comportamento de queda pode ser novamente notado no final de 2015, com a crise econômica e política ocorrendo no Brasil. Nesta crise recente, a demanda elétrica caiu para níveis semelhantes aos de 2009 e o consumo de gás natural industrial reduziu 12,6% em 12 meses, chegando a níveis equivalentes aos 2011. As informações de demanda que ilustram estes eventos são detalhadas no item 2.5.



Apesar dos impactos negativos da economia, estima-se um grande potencial de crescimento do gás natural na matriz nacional, seja como combustível de transporte, residencial, na utilização industrial e geração de eletricidade, como pode ser verificado na Figura 3.

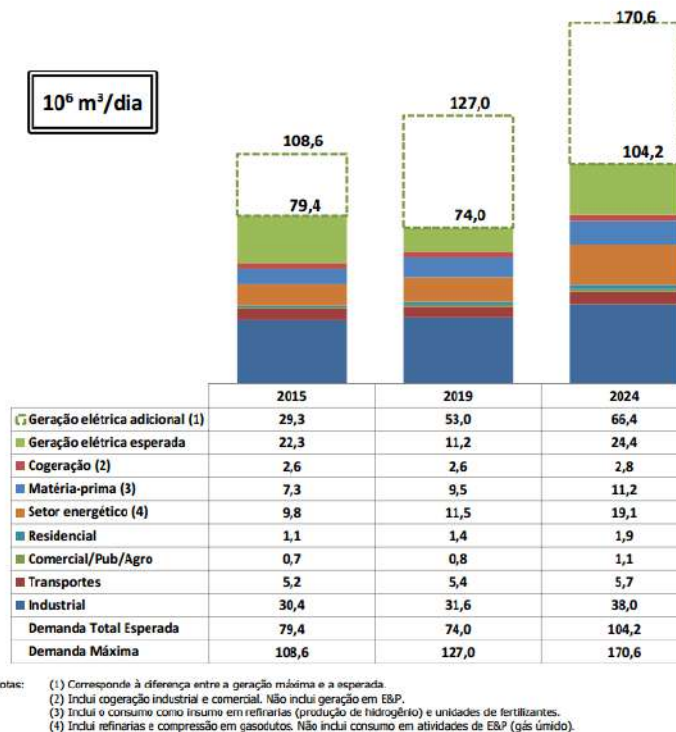


Figura 3 - Brasil: Consumo total de gás natural – Fonte: (MME/EPE, 2015)

A geração de eletricidade destaca-se como principal vetor de crescimento na próxima década, seja como geração esperada ou adicional. A incerteza da geração termelétrica se deve à participação de mais de 65% de fontes renováveis na matriz energética nacional, dependentes de chuvas, vento e incidência solar. Uma vez que as termelétricas são utilizadas para o balanceamento dos reservatórios hidráulicos em períodos de baixa afluência, possuem comportamento variável entre os períodos secos com alto despacho e períodos úmidos com baixo nível de despacho. O exemplo mais recente de tal comportamento pode ser verificado no pior período hidrológico crítico desde 1930, ocorrido entre 2013 e 2014. Neste período o consumo médio de gás para geração termelétrica atingiu 47,36 milhões de m<sup>3</sup>/d frente a um consumo de 10,25 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2011, uma diferença de 78%.

Existe uma grande incerteza frente ao modelo de desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, seja pelos impactos econômicos da crise econômica e política de 2016 ou seus reflexos,

que levaram a Petrobras a anunciar a intenção de vender sua malha de gasodutos de transporte, sua participação nas distribuidoras de gás natural, seus terminais de importação de GNL e seus ativos de exploração e produção. Por outro lado, neste mesmo período, a produção de gás nacional segue em ascensão, o contrato de fornecimento de gás com a Bolívia, que termina em 2019, é renegociado e a capacidade internacional de produção de GNL aumenta, contribuindo ainda mais para a disponibilidade do gás natural no mercado brasileiro. Neste contexto, o Ministério de Minas e Energia lançou o programa “Gás Para Crescer”, anunciado em setembro de 2016 com o objetivo de aprimorar as políticas e regulações do seguimento, visando a ampliação do mercado de gás natural. Apesar de ter realizado alguns workshops e estruturado um grupo de trabalho, a iniciativa ainda não produziu resultados práticos até o início de 2017.

## **2.2. Oferta de Gás Natural no Brasil**

Para entender a evolução da oferta de gás natural no Brasil é necessário compreender a cadeia de produção do combustível, uma vez que na matriz nacional o mesmo é produzido em campos terrestres e offshore, importado através de gasodutos da Bolívia e da Argentina e também trazido em forma liquefeita de diferentes países produtores tais com Trinidad e Tobago, Nigéria, Angola e outros.

Outro importante fator consiste nas propriedades particulares do gás natural, que restringem as opções economicamente viáveis para transporte e consumo, desenvolvendo os mercados próximos aos locais de produção, como pode ser observado nos mercados de São Paulo e Rio de Janeiro, próximos as principais bacias produtoras, as bacias de Campos e Santos.

Os principais elementos da cadeia de produção e disponibilização de gás natural, assim como as principais fontes para o mercado local são descritos nos itens abaixo.

## **2.3. A Cadeia Produtiva do Gás Natural**

O gás natural consiste nas frações mais leves de hidrocarbonetos produzidos a partir de acumulações terrestres e marítimas. Utilizam-se tecnologias de exploração para a busca e identificação das reservas, e grandes estruturas de produção para a retirada do petróleo e gás e escoamento até os mercados consumidores. A Figura 4 representa, de forma genérica, a cadeia produtiva do gás natural.



Figura 4 - A cadeia produtiva do gás natural - Fonte: Adaptador pelo autor com base em (ANP, 2010)

De forma simplificada, o gás natural pode ser classificado entre GA (Gás Natural Associado) e GNA (Gás Natural Não Associado). O primeiro ocorre quando a produção do gás está relacionada à produção de petróleo em um mesmo reservatório. Uma vez que a prioridade de produção normalmente é dada para o petróleo devido ao seu maior valor de mercado, o gás é produzido seguindo a curva de óleo e em grande parcela é reinjetado para aumentar a recuperação de petróleo. A parcela que não é reinjetada ou consumida nas plataformas é então escoada para o mercado consumidor. O gás não associado por sua vez ocorre em reservatórios nos quais a presença de petróleo é pequena ou inexistente, permitindo que a produção do gás seja gerenciada de acordo com a demanda. A Figura 5 mostra a evolução do GA e GNA no Brasil, assim como a relação entre os volumes produzidos de cada fonte. Vale ressaltar que o volume de GA é substancialmente maior que o de GNA, o que dificulta o gerenciamento da oferta frente a demanda variável do mercado.

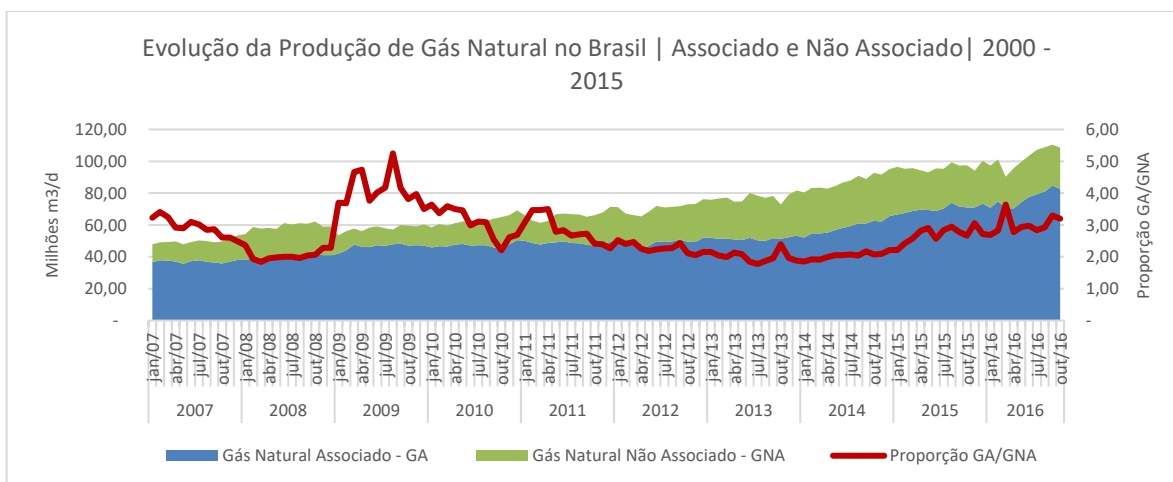


Figura 5 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil | Associado e Não Associado| 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Após o processamento, o gás natural é transportado por gasodutos de alta pressão em distâncias maiores e posteriormente distribuído em gasodutos de baixa pressão, já próximo ao mercado consumidor. Outras formas de transportar o combustível são os gasodutos virtuais, que contam com a compressibilidade do gás para tornar economicamente viável transportá-lo de caminhões, trens ou navios, atingindo áreas nas quais a construção de gasodutos convencionais não é viável.

Outra tecnologia utilizada para o transporte de gás natural em longas distâncias consiste na refrigeração do gás abaixo de  $-160^{\circ}\text{C}$ , tornando-o líquido e com volume reduzido em 1/600 do volume original. As plantas que realizam esta transformação são localizadas em países com abundante produção de gás natural e demanda insuficiente, viabilizando a exportação. O custo de liquefação é bastante elevado, podendo ultrapassar US\$1 bilhão por MTPA (Milhão de Tonelada por Ano de GNL) de capacidade instalada, ainda assim, a produção de GNL duplicou entre 2004 e 2014, passando de cerca de 150 MTPA para 301,2 MTPA, motivada pela crescente demanda de países asiáticos, com Japão, Coréia do Sul, China e Índia. (IGU, 2015)

Após a liquefação, o GNL (Gás Natural Liquefeito) é transportado em navios criogênicos que contam com tanques com isolamento capaz de reduzir as perdas térmicas. Estes navios conduzem o GNL até os terminais de regaseificação, construídos nos países importadores, que reaquecem o gás natural a temperatura ambiente, permitindo seu transporte e consumo em redes de gasodutos convencionais.

Apesar das diferentes tecnologias de transporte, 69% da demanda mundial de gás é consumida em regiões próximas de seu consumo e 21% transportada por gasodutos terrestres até o mercado consumidor (IGU, 2015). Este comportamento permite especular no aumento do consumo de gás natural no Brasil, em função da evolução da oferta, descrita no item 2.4.

## 2.4. Evolução da oferta

A relevância da produção de petróleo e gás natural offshore para a matriz energética brasileira é inquestionável, sendo tal papel desempenhado desde a maturação da produção na Bacia de Campos, na década de 80. Contudo, vale ressaltar o também importante papel das produções em terra, relacionadas com o início da exploração de hidrocarbonetos no Brasil e ainda hoje uma importante fonte energética para regiões próximas aos campos terrestres, conforme apresentado na Figura 6.

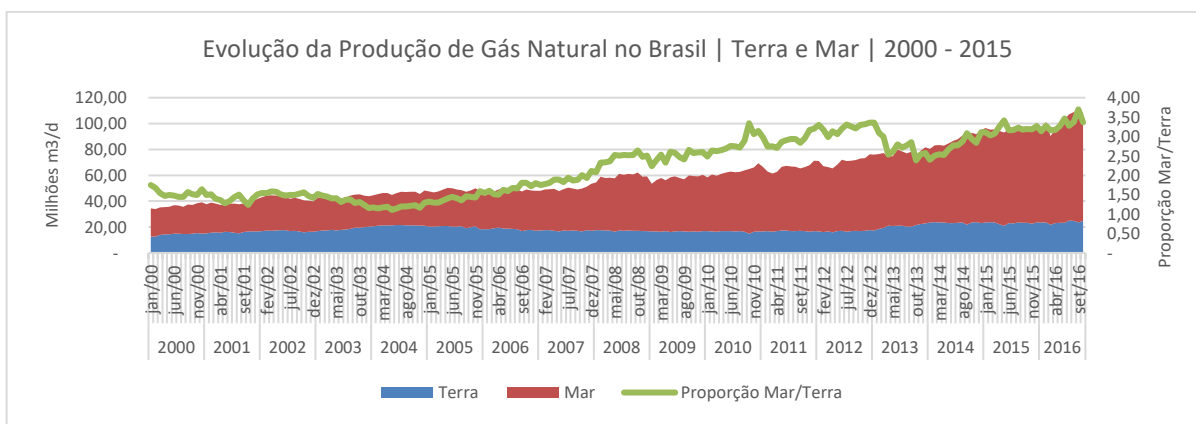


Figura 6 - Evolução da Produção de Gás Natural no Brasil | Terra e Mar | 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Neste contexto, é importante observar uma característica intrínseca do gás natural: em fase gasosa, o combustível ocupa grandes volumes e seu transporte para os mercados consumidores exige grandes investimentos. Em outras palavras, a utilização economicamente viável do gás natural demanda consumo local ou grandes redes de gasodutos e/ou infraestruturas de liquefação que permitam que o mesmo acesse a demanda.

No Brasil, duas bacias terrestres destacam-se no cenário recente da produção de gás natural: a Bacia do Solimões e a Bacia do Parnaíba. A Figura 7 representa a localização das bacias sedimentares brasileiras.

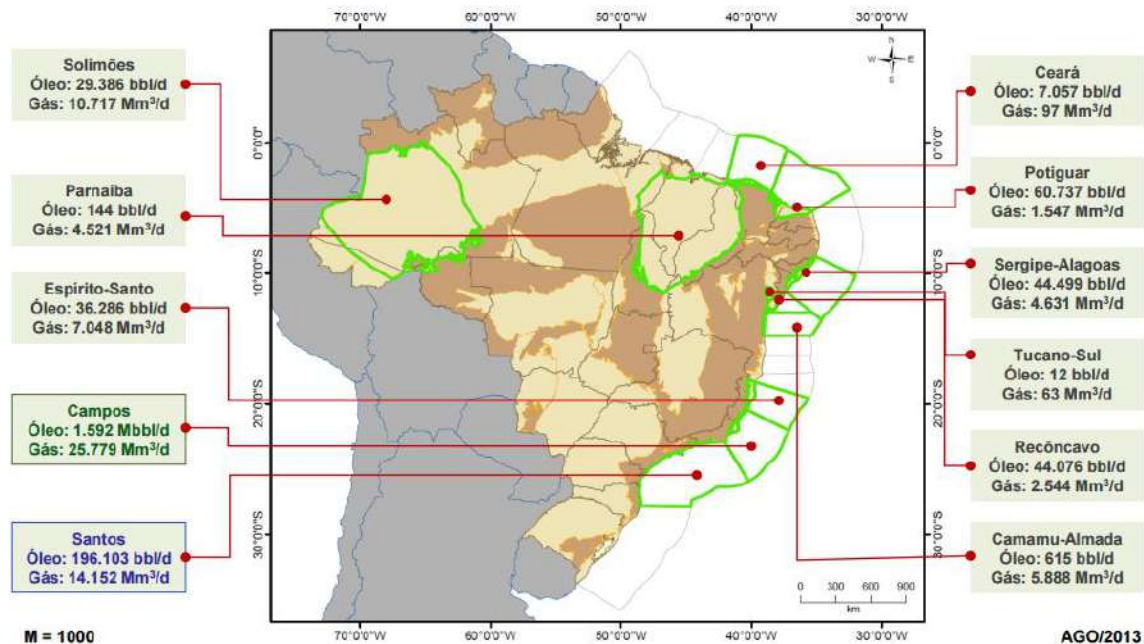


Figura 7 - Bacias Produtoras de Petróleo no Brasil - Fonte: (ANP, 2013)

A produção no campo de Urucu, na Bacia do Solimões, teve início em 1988 e é responsável em posicionar o Amazonas como estado com a terceira maior produção de gás natural no país, atrás do Rio de Janeiro e de São Paulo, com produção média de 13,86 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2015. Devido a distância dos centros consumidores, foi construído o gasoduto Urucu-Coari-Manaus, além de infraestrutura termelétrica para consumo do combustível em Manaus, permitindo a utilização comercial do gás.

No caso da Bacia do Parnaíba, a exploração foi resultado da 9ª Rodada de Concessão da ANP em 2007 e sua produção teve início em janeiro de 2013. Por sua grande distância aos mercados consumidores de gás natural, a estratégia de utilização do combustível se baseia na geração termelétrica, baseada em 4 usinas que totalizam 907,7 MW e que consomem a quinta maior produção do Brasil: um volume médio de 4,29 milhões de m<sup>3</sup> em 2015, representando 4,7% da produção nacional.

Apesar de relevante, a produção de gás em terra no Brasil é restrita ao consumo próximo dos campos, não atingindo os principais mercados consumidores das regiões Sudeste e Sul, atendidos pela produção offshore e pelas importações. Os principais produtores offshore do país são os estados do Rio de Janeiro, com média de 38,50 milhões de m<sup>3</sup>/d de produção em 2015, de São Paulo que atingiu média de 15,16 milhões de m<sup>3</sup>/d e do Espírito Santo que contribuiu com 11,28

milhões de m<sup>3</sup>/d de gás. Somados, os três estados produtores do Sudeste foram responsáveis por 67,5% da produção brasileira de gás natural (Figura 8).

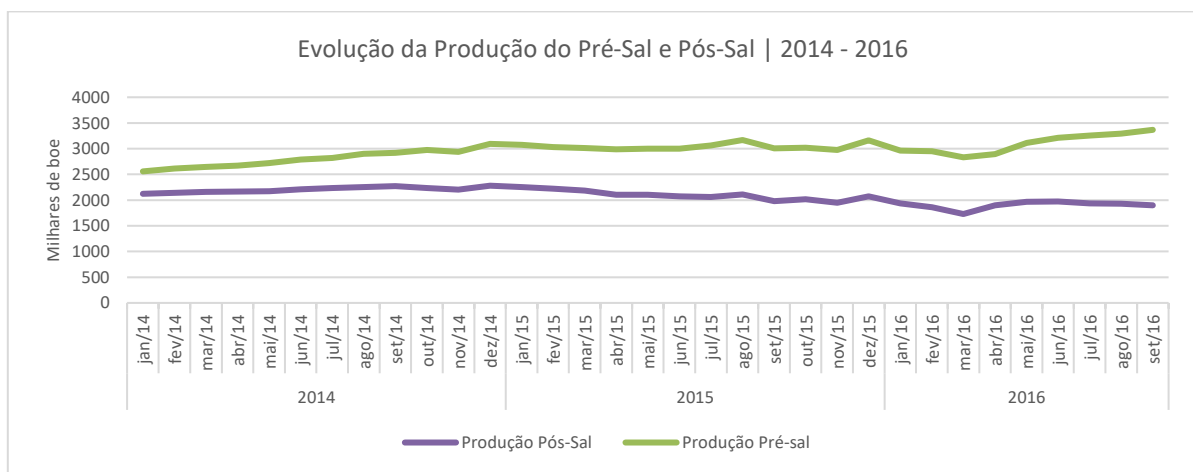


Figura 8 - Evolução da Produção do Pré-Sal e Pós-Sal | 2014 - 2016 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (ANP, 2016)

No caso da produção offshore brasileira, a mesma pode ser dividida entre áreas do pré-sal e do pós-sal. O pré-sal consiste nos campos que estão na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010, e que possuem reservatórios abaixo da camada geológica de sal. Os campos considerados no pós-sal são os campos acima da camada de sal, ou seja, geologicamente mais novos que o pré-sal e que por este motivo tiveram sua descoberta e início de produção anos antes.



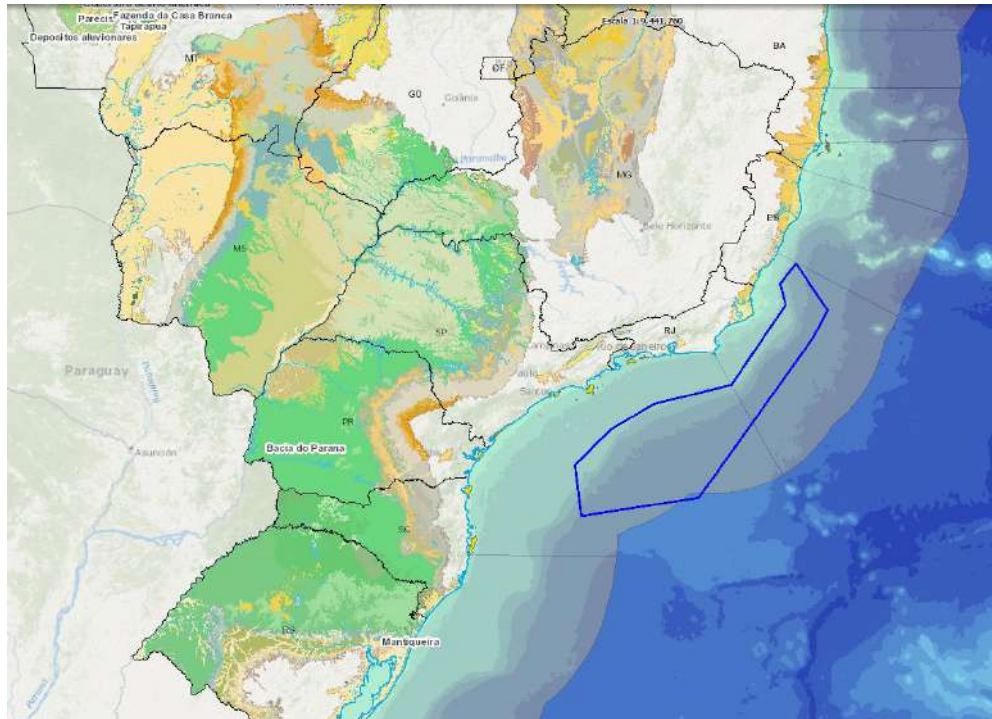


Figura 9 - Localização do Polígono do Pré-sal - Fonte: (ANP, 2016)

A Petrobras mantém o foco dos investimentos em exploração e produção na região do pré-sal (Figura 9), sendo esta responsável pelo grande crescimento da produção nacional de petróleo e gás natural. Vale ressaltar que, uma vez que a produção é recente e as infraestruturas de escoamento previstas não estão todas prontas, um grande volume do gás associado do pré-sal é reinjetado.

A Figura 10 demonstra a evolução da produção e também o aumento da reinjeção de gás associado nos últimos dois anos, única alternativa viável considerando a indisponibilidade de infraestrutura de escoamento e as políticas de redução de queima de gás em plataformas. Destaca-se o papel do PARQ (Programa de Ajuste para Redução de Queima de Gás na Bacia de Campos), que contém metas de aproveitamento de gás natural até 2014, além de um plano de ação que suporta o seu cumprimento. Desde então, a ANP também vem restringindo os volumes autorizados de queima extraordinária de gás natural.



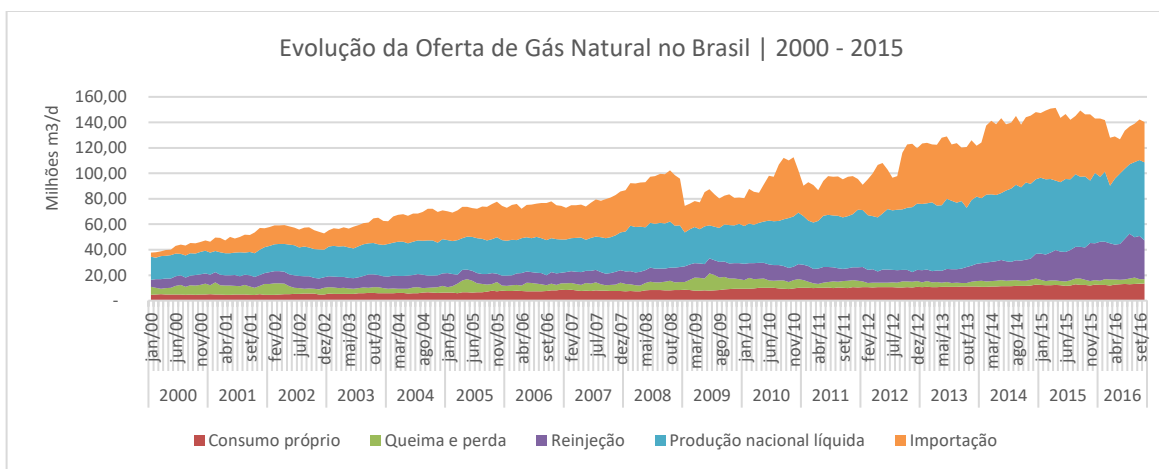


Figura 10 - Evolução da Oferta de Gás Natural no Brasil | 2000 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Mesmo com os volumes crescentes de produção nacional, o Brasil não é autossuficiente em gás natural e as importações deste combustível complementam a oferta para o mercado. A maior parte do gás importado é transportado pelo GASBOL, tendo origem boliviana. Em 2015, o GASBOL destinou 32,03 milhões de m<sup>3</sup>/d médios para o Brasil. Destacam-se como pontos de atenção para a segurança energética brasileira o crescimento do consumo interno na Bolívia, assim como a importação do gás boliviano pela Argentina, que concorrem pelos volumes disponíveis, que serviram como base para avaliação do risco de suprimento futuro (CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, GARAFFA, *et al.*, 2016). Os autores concluem que existem reservas suficientes na Bolívia para atender a demanda local, do Brasil e da Argentina, porém faltam investimentos em exploração para viabilizar a produção necessária.

As importações são ainda complementadas pelo GNL importado pelos terminais da Petrobras, que em 2015 atingiram 17,98 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural regaseificado e disponibilizado ao mercado consumidor.

Além de complementar a demanda, o gás natural importado desempenha outro importante papel, regulando os estoques de acordo com a produção variável de gás associado e a demanda sazonal. O contrato com a Bolívia prevê cláusulas de flexibilidade (*take-or-pay*) que permitem variar o consumo entre 24 milhões de m<sup>3</sup>/d a 32 milhões de m<sup>3</sup>/d sem cobrança adicional. Além disso, os terminais de GNL permitem armazenar cargas recebidas e encomendar o combustível no mercado de curto prazo, de acordo com as necessidades do país, como pode ser verificado na Figura 10. Esta capacidade de modulação da oferta é importante, uma vez que o Brasil não possui

estruturas de armazenagem de gás natural para grandes volumes e também pela grande variação do consumo termelétrico, a ser discutido no item 2.5.2.

Somando-se toda a oferta de gás natural no ano de 2015, o país superou a barreira de 100 milhões de m<sup>3</sup>/d, atingindo uma média diária de 102,64 milhões de m<sup>3</sup>/d. O valor é um recorde histórico para o mercado, indicando a tendência de crescimento dos volumes disponíveis no Brasil e o conseqüente aumento da utilização deste combustível.

## 2.5. Consumo do Gás Natural no Brasil

### 2.5.1. Consumo Não-Termelétrico

De acordo com o histórico descrito no item 2.1, pode-se considerar que o mercado de gás canalizado foi iniciado com a iluminação pública do Rio de Janeiro em 1828. Porém, de forma prática, o desenvolvimento de um mercado de gás natural ocorreu de fato na década de 1980, com a exploração offshore na Bacia de Campos e com o acesso do combustível à região Sudeste. Contudo, somente nos últimos 20 anos, com as descobertas de hidrocarbonetos na Bolívia, a construção do GASBOL, as evoluções de infraestrutura do PLANGAS e os avanços regulatórios da Lei do Gás, o mercado brasileiro teve um salto e passou a ter relevância na matriz energética do país.

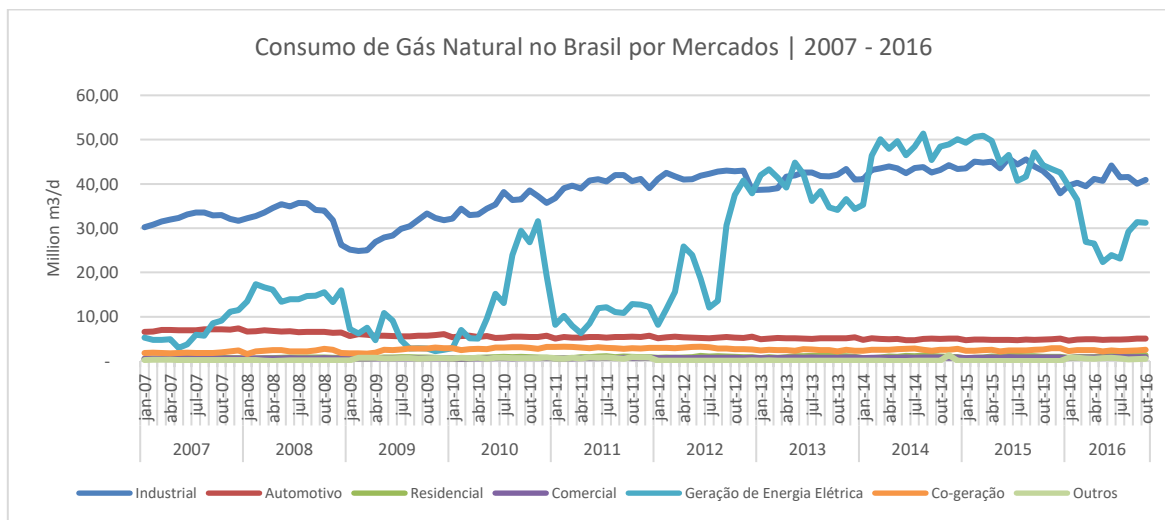


Figura 11 - Consumo de Gás Natural no Brasil por Mercados | 2007 – 2016 – Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

A Figura 11 apresenta a evolução do consumo de gás natural no Brasil dividida por setores do mercado. Os principais mercados consumidores são o industrial, o de geração termelétrica e o

automotivo. Em 2015, a indústria consumiu 44,2% do gás natural demandado no país, as termelétricas utilizaram mais 46,6%, totalizando entre ambos os segmentos 90,8% da demanda nacional. Outros dois segmentos são destacados pelo potencial de crescimento e perfil de consumo estável, o setor automotivo que respondeu por 4,9% do consumo em 2015 e o setor de cogeração, que atingiu 2,5% do consumo.

A cogeração tem crescido em demanda e possui grande potencial identificado pelas distribuidoras de gás canalizado pela atratividade da substituição dos contratos de energia elétrica em ambiente regulado por soluções de autoprodução de energia, que implicam em incentivos tributários e redução de encargos setoriais do sistema elétrico. (CEMIG, 2016)

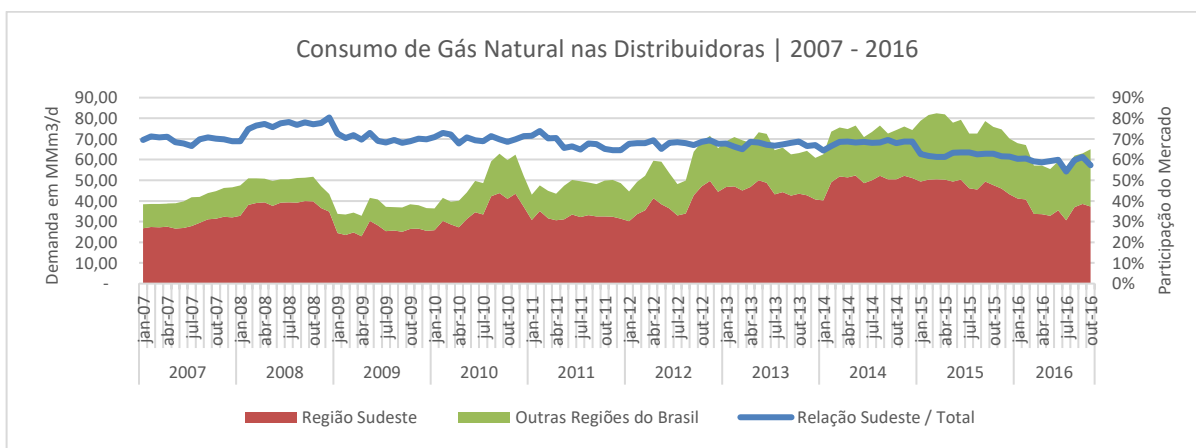


Figura 12 - Consumo de Gás Natural nas Distribuidoras | 2007 - 2016 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (MME, 2016)

Vale ressaltar a relevância do mercado de gás natural da Região Sudeste, que em 2015 correspondeu a 62% do consumo nacional em média, conforme ilustrado pela Figura 12. A Região é dividida em 7 áreas de concessões, sendo as concessionárias e seus consumos totais e sem o segmento termelétrico listados na Tabela 1 por ordem alfabética.

Tabela 1 – Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado da Região Sudeste – Fonte: (MME, 2016)

<b>Concessionárias (estado)</b>	<b>Consumo Total [MMm<sup>3</sup>/d]</b>	<b>Consumo (Sem o Segmento Termelétrico) [MMm<sup>3</sup>/d]</b>
<b>BR Distribuidora (ES)</b>	3,38	2,35
<b>Ceg (RJ)</b>	14,3	4,09
<b>Ceg Rio (RJ)</b>	10,42	2,4
<b>Comgas (SP)</b>	14,28	11,75
<b>Gas Brasileiro (SP)</b>	0,78	0,78
<b>Gasmig (MG)</b>	3,88	2,58
<b>Gás Natural Fenosa (SP)</b>	1,12	1,12
<b>Total</b>	<b>48,16</b>	<b>25,07</b>

A indústria correspondeu ao segundo maior segmento consumidor de gás natural em 2015, sendo responsável por 44% do consumo nacional. O segmento industrial é bastante atrativo para a comercialização de gás natural, uma vez que possui consumo estável e previsível, independente do regime pluviométrico sazonal como as termelétricas. Desta maneira, o consumo estável e a previsibilidade permitem melhores condições para aquisição de gás, assim como reduzem as exposições aos pagamentos obrigatórios previstos para volume de gás natural (*take-or-pay*) e capacidade de gasodutos (*ship-or-pay*).

Conforme apresentado na Figura 11, o mercado industrial cresceu 35,4% entre 2007 e 2015, impulsionado pelo aumento da disponibilidade de gás natural, capacidade de transporte e principalmente competitividade do combustível frente aos seus principais substitutivos: o óleo combustível no caso da indústria e a gasolina frente ao mercado automotivo. A Figura 13 apresenta o comparativo entre os preços de gás natural para o segmento industrial paulista comparado com seu substitutivo imediato, o óleo combustível, e a Figura 14 mostra a competitividade do gás natural comparado com a gasolina, também em São Paulo.

### Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial e Óleo Combustível em São Paulo

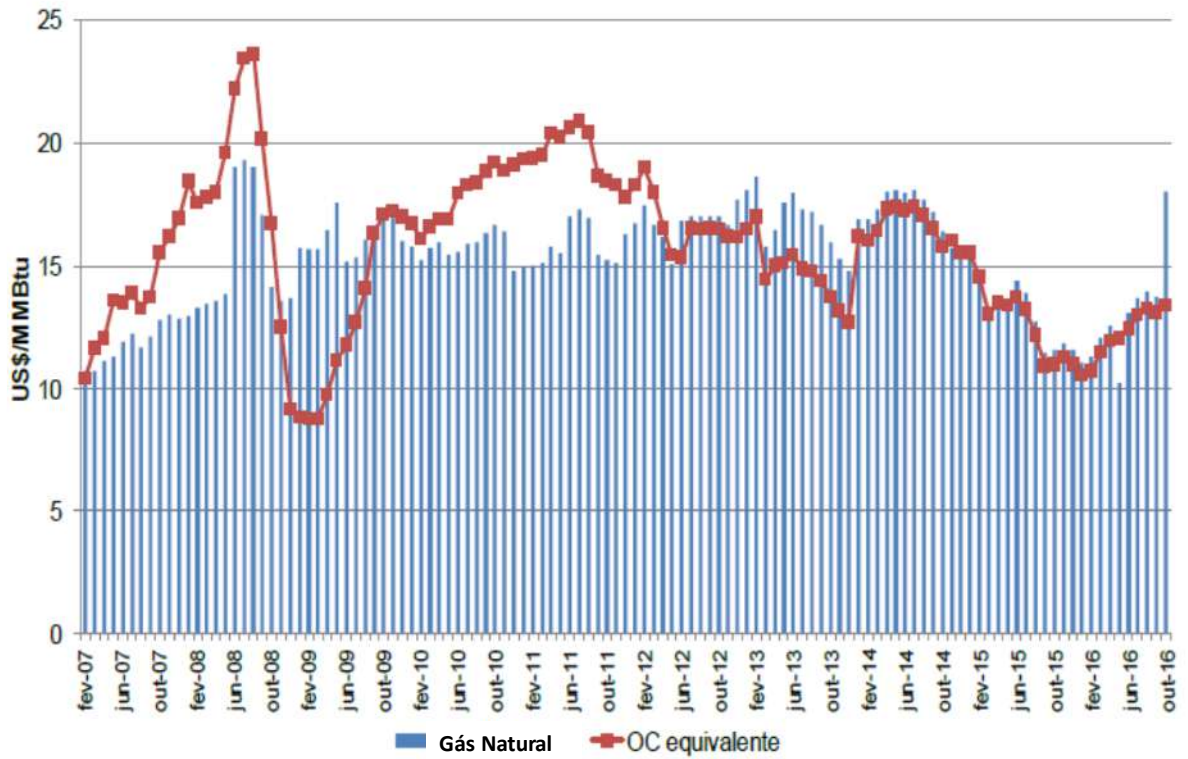


Figura 13 - Comparativo de Preços entre Gás Natural para o Segmento Industrial e Óleo Combustível em São Paulo – Fonte: Adaptado pelo autor com base em (MME, 2016)

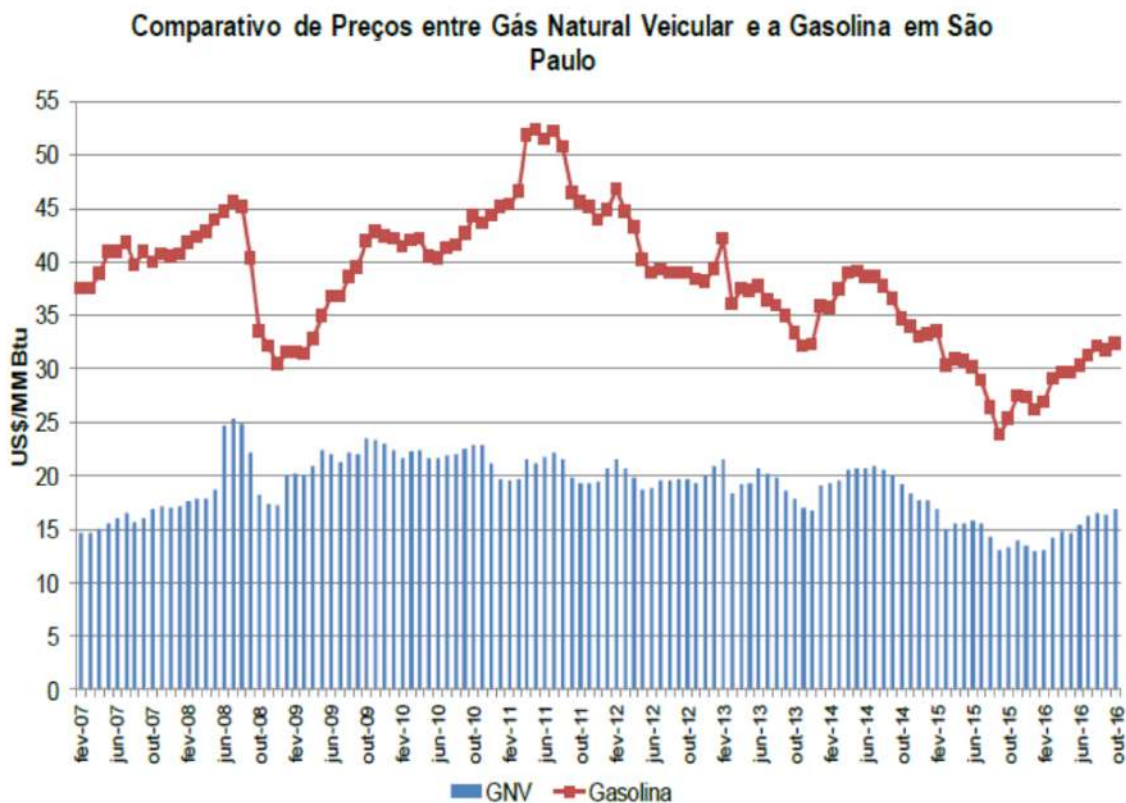


Figura 14 - Comparativo de Preços entre Gás Natural Veicular e a Gasolina em São Paulo - Fonte: (MME, 2016)

No caso residencial, a competitividade do gás natural frente ao GLP é menor, uma vez que o GLP segue uma política de preço subsidiada, conforme visualizado na Figura 15, a qual compara os preços de ambos os combustíveis no estado de São Paulo entre 2007 e 2015.

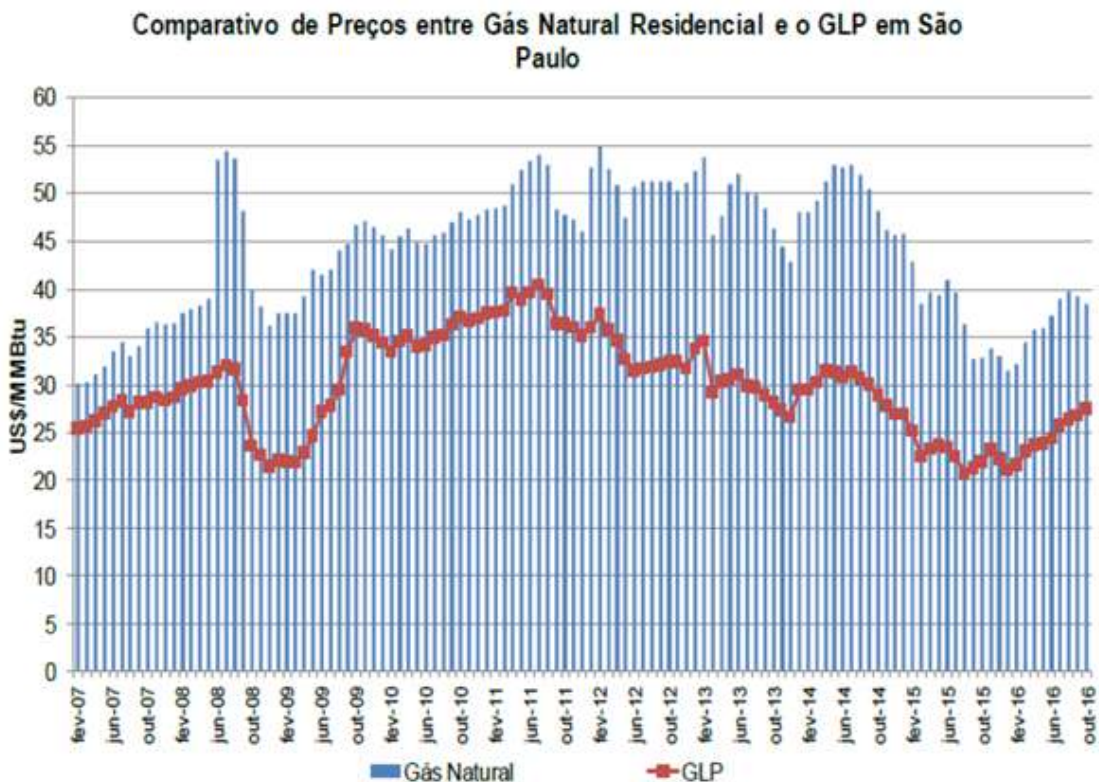


Figura 15 - Comparativo de Preços entre Gás Natural Residencial e o GLP em São Paulo - Fonte: (MME, 2016)

Retornando à Figura 11, pode-se notar grande discrepância entre os volumes destinados para o mercado termelétrico e os outros mercados. Este comportamento é consequência do papel das termelétricas na matriz elétrica nacional e ao critério de despacho das mesmas, conforme será descrito no item 2.5.2 a seguir.

### 2.5.2. Consumo Termelétrico

A geração elétrica a gás natural, quando contratada em leilões de energia nova, segue a modalidade de disponibilidade de energia, o que significa que as usinas e toda a infraestrutura necessária para fornecimento de combustível devem estar disponíveis para despacho quando acionadas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Devido a decisão de priorizar a produção de eletricidade usando recursos renováveis, o acionamento sazonal das termelétricas diminui a taxa de ocupação dos ativos de importação, processamento e transporte de gás natural, além de aumentar a complexidade logística da operação, incorrendo em custos maiores.

Apesar da priorização de fontes renováveis, o papel da termelétricidade na matriz energética brasileira segue em crescente importância, seja pela restrição do potencial hidroelétrico ou pelo papel de equilíbrio operacional do sistema elétrico, frente ao aumento de fontes intermitentes como eólica<sup>3</sup> e solar.

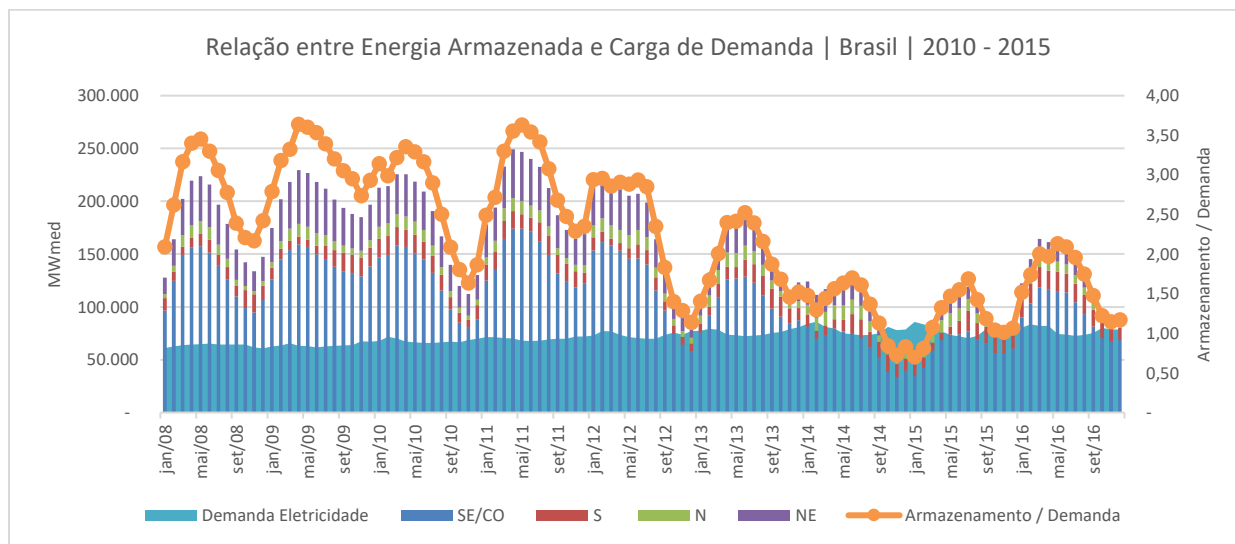


Figura 16 – Relação entre Energia Armazenada e Carga de Demanda | Brasil | 2010 - 2015 - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (ONS, 2016)

A Figura 16 permite a visualização dos efeitos da sazonalidade pluviométrica frente a dinâmica da demanda de eletricidade no Brasil. O gráfico de barras é composto pela energia armazenada nas regiões Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Norte e Nordeste do país, da forma com que o ONS organiza os submercados. Pode-se verificar a variação da energia armazenada em função dos verões chuvosos e invernos secos, assim como a redução do volume total de água armazenada nos reservatórios.

O nível dos reservatórios hidroelétricos é função das chuvas que os recompõe, assim como do consumo da água, inclusive para geração elétrica. Desta maneira, pode-se observar na Figura 16 a evolução da carga de demanda, na superfície sólida azul, na qual é possível observar o crescimento ocorrido no ano de 2015, mesmo ano em que houve redução recorde do nível dos reservatórios.

<sup>3</sup> <http://www.portalabeeolica.org.br/index.php/nosso-setor.html>



À partir da observação dos dados de energia armazenada e demanda, é possível calcular a relação entre estas variáveis, que pode ser interpretada como quanto tempo a água armazenada pode atender sozinha a carga da demanda nacional por eletricidade.

Nota-se também que, durante o período entre 2014 e 2015, houve redução recorde dos níveis dos reservatórios, levando a relação entre a energia armazenada e a demanda a níveis abaixo de 1 e aumentando o despacho termelétrico em níveis recordes. A Figura 11 ilustra o aumento do despacho termelétrico pelo aumento do consumo de gás natural no mesmo período.

Devido à natureza estratégica da termeletricidade para a segurança energética, assim como a complexidade oriunda do despacho em períodos variados, a disponibilidade de combustível para as termelétricas é um tema crítico de segurança energética nacional, tanto que em 2006 o ONS programou um despacho conjunto de 4.700 MWmed para teste, sendo que somente 2.700 MWmed foram gerados. Como resultado a Petrobras teve que assinar um termo de compromisso para ampliar a disponibilidade de gás natural para as termelétricas, o que resultou em aumento da redundância do sistema de gás natural e consequente aumento de custos. (INFOPETRO, 2015)

Neste contexto, vale ressaltar que existem duas principais modalidades de despacho termelétrico, descritas na Tabela 2, ambas sujeitas a definições do ONS e do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), as quais podem ser acionadas a qualquer momento. O critério de despacho dos órgãos reguladores, o qual é subjetivo, historicamente se baseou em motivações políticas e econômicas. Cita-se, por exemplo, o adiamento do despacho termelétrico como forma de prevenir o aumento do custo da eletricidade e reduzir seus impactos na inflação. Estas decisões arbitrárias implicam em fatores de baixa previsibilidade, criando ainda mais necessidade de infraestrutura para manter a disponibilidade de gás natural suficiente para atender estas variações.

Tabela 2 - Modalidades de Despacho Termelétrico - Fonte: Elaborado pelo Autor

<b>Modalidade de Despacho</b>	<b>Descrição</b>
<b>Despacho por Ordem de Mérito Econômico</b> <b>CVU ≤ CMO</b>	Ocorre quando o CVU (Custo Variável Unitário) de uma termelétrica é menor ou igual ao CMO (Custo Marginal de Operação), sendo a usina chamada a despachar pelo ONS.
<b>Despacho Fora da Ordem de Mérito Econômico</b> <b>CVU &gt; CMO</b>	Ocorre quando o ONS convoca o despacho de uma usina termelétrica, mesmo quando seu CVU é maior que o CMO. Este despacho pode ocorrer por razões técnicas do sistema, despacho preventivo para economia de reservatório hidroelétrico, indisponibilidade futura de combustível e outros critérios.

Por conta do comportamento descrito e apresentado na Figura 16, a variação da demanda de gás natural para geração termelétrica é acentuada em estados com maior potência instalada, como o caso do estado do Rio de Janeiro, o que em conjunto com a produção offshore de petróleo e gás explicam a ociosidade da infraestrutura logística instalada neste estado.

## **2.6. Infraestrutura de Gás Natural no Brasil**

O crescimento da infraestrutura de gás natural do Brasil acompanhou o aumento da oferta deste combustível, sendo os principais marcos as descobertas de campos de petróleo e gás natural na Bacia de Campos, as descobertas de gás natural na Bolívia e os consequentes planos de expansão deste mercado, sendo destaque os dois PLANGÁS e o PPT, conforme detalhado no item 2.1.

Uma vez que o mercado de gás natural teve seu desenvolvimento mais relevante há menos de 40 anos, a infraestrutura atual ainda é insuficiente para atender à toda demanda potencial e pode ser considerada incipiente quando comparada com outros países com consumo de gás natural em estágio maduro.

A Tabela 3 compara a infraestrutura de gasodutos do Brasil com países nos quais o gás é parte relevante na matriz energética, assim como países em estágios semelhantes de desenvolvimento

econômico. Destaca-se que a malha de gasodutos brasileira é menor que a de países como a Argentina e Alemanha, e muito menor quando comparada com outros países de dimensões continentais como os EUA e Rússia. Relações das malhas de gasodutos com o PIB, população e área são também apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Informações das Malhas de Gasodutos de Mercados Consumidores de Gás Natural - Fonte: Elaborado pelo autor com base em (CIA, 2016)

	Gasodutos [km]	PIB 2015 [trilhões USD]	Relação com PIB	População	Relação per capita	Área Terrestre [km <sup>2</sup> ]	Relação por área
<b>Brasil</b>	17.312	1,77	9,78	204.259.812	0,08	8.358.140	2,07
<b>Alemanha</b>	26.985	3,35	8,06	80.854.408	0,33	348.672	77,39
<b>Argentina</b>	29.930	0,58	51,60	43.431.886	0,69	2.736.690	10,94
<b>Austrália</b>	30.054	1,22	24,63	22.751.014	1,32	7.682.300	3,91
<b>China</b>	48.502	10,98	4,42	1.367.485.388	0,04	9.326.410	5,20
<b>EUA</b>	1.984.321	17,95	110,55	321.368.864	6,17	9.147.593	216,92
<b>Índia</b>	13.581	2,09	6,50	1.251.695.584	0,01	2.973.193	4,57
<b>Rússia</b>	163.872	1,32	124,15	142.423.773	1,15	16.377.742	10,01
<b>Reino Unido</b>	28.603	2,679	10,68	64.430.428	0,44	241.930	118,23

Além dos gasodutos de transporte, a integração da produção de gás natural com o mercado consumidor necessita de outros elementos de infraestrutura, tais como: Unidades de Processamento de Gás Natural para especificar o gás produzido em campos offshore e terrestres, Terminais de Importação de GNL e gasodutos de distribuição. A Figura 17 mostra em uma visão integrada a infraestrutura de gás natural no Brasil. Salienta-se a dominância da infraestrutura na região litorânea, uma vez que a maior parte da produção de gás natural no país é oriunda de campos offshore, assim como os principais mercados consumidores estão localizados próximos ao mar.

Novos investimentos em infraestrutura de importação, de transporte e de processamento de gás natural exigem garantias de longo prazo, que permitem aos investidores confiar na estabilidade do mercado e conseqüentemente na obtenção dos retornos objetivados. Para o caso de gasodutos de transporte, (FERRARO e HALLACK, 2012) analisaram casos de sucesso dos mercados dos EUA e Reino Unido, nos quais houve desverticalização entre os agentes, o que permitiu a ampliação dos acessos de terceiros a infraestrutura, assim como o aumento da utilização dos ativos, contribuindo para a maior segurança econômica dos investidores.



Figura 17 - Infraestrutura de Gás Natural no Brasil em 2016 - Fonte: (EPE, 2016)

Em 2016, foram anunciados desinvestimentos de ativos de transporte, como a venda da NTS (Nova Transportadora do Sudeste) para o grupo investidor canadense Brookfield<sup>4</sup> e a aliança estratégica da Petrobras com a Total<sup>5</sup>, empresa francesa com atuação internacional em petróleo e gás, que resultou no compartilhamento de capacidade do Terminal de GNL da Bahia e compra de 50% das termelétricas Rômulo de Almeida e Celso Furtado. Além das vendas em ativos, a Petrobras também desinvestiu 49% da Petrobras Gás S.A. (Gaspetro)<sup>6</sup>, holding que consolida as participações societárias da Petrobras nas distribuidoras estaduais de gás natural para a Mitsui, empresa japonesa que já detinha participações em algumas distribuidoras.

Apesar dos desinvestimentos, a Petrobras ainda detém toda a capacidade de carregamento contratada dos gasodutos de transporte de todo território nacional, sem previsão de liberação de capacidade ociosa para o mercado. Detém também as UPGNs (Unidades de Processamento de Gás

<sup>4</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-aprovacao-da-venda-de-participacao-na-nova-transportadora-do-sudeste>

<sup>5</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-petrobras-e-total-avancam-na-alianca-estrategica-com-assinatura-de-novos-acordos>

<sup>6</sup> <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-aprovacao-da-venda-de-participacao-na-gaspetro>

Natural) e gasodutos submarinos de escoamento da produção, restringindo a entrada de novos produtores no mercado. Ou seja, apesar da venda de ativos e participações, o mercado brasileiro de gás natural permanece um monopólio de fato.

## 2.7. Distribuição de Gás Canalizado

De acordo com o Capítulo III, parágrafo 2º da Constituição de 1998, cabe aos estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação, sendo esta última frase adicionada pela Emenda Constitucional nº 5, de 1995. Assim, a distribuição de gás natural é realizada por empresas distribuidoras, em sua maioria concessões, que possuem o compromisso de expandir a rede de distribuição, aumentar o número de clientes atendidos e garantir o suprimento de gás natural por meio de negociações com produtores. A Figura 18 mostra as distribuidoras e sua distribuição geográfica entre os estados brasileiros.



Figura 18 - Mapa das Concessionárias de Distribuição de Gás Canalizado - Fonte: (ABEGÁS, 2016)

A região sudeste, maior mercado consumidor do país, possui 7 distribuidoras no total, conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Estrutura Societária das Distribuidoras da Região Sudeste – Fonte: Demonstrativos Financeiros

Distribuidora	Estrutura Acionária	Receita Operacional 2015	Venda de Gás 2015
		[R\$ Milhões]	[MMm <sup>3</sup> /d]
<b>COMGÁS</b>	Cosan S.A. Indústria e Comércio: 61,73%	6.597	14,28
	Shell Brazil Holding BV: 5,96%		
	Integral Investments BV (SHELL): 11,16%		
	Outros (Bolsa de Valores): 21,14%		
<b>GasBrasiliano</b>	GASPETRO: 100%	385	0,79
<b>Gas Natural Fenosa (SP)</b>	Gás Natural Serviços S.A: 0,01%	474	1,12
	Gás Natural Internacional SDG S.A: 99,99%		
<b>CEG</b>	Gas Natural Internacional SDG SA: 54,16%	3.728	14,3
	BNDES Participações S.A – BNDESPAR: 34,56%		
	Fundo em Investimento em ações Dinâmica Energia: 8,78%		
	Pluspetrol Energy Sociedad Anônima: 2,26%		
	Demais acionistas: 0,23%		
<b>CEG-Rio</b>	Gas Natural Internacional SDG: 59,59%	3.061	10,43
	Gas Natural SDG: 0,01%		
	Pluspetrol Energy SA: 3,00%		
	Gaspetro: 37,41%		
<b>GASMIG</b>	CEMIG: 99,6%	1.669	3,89
	Município de Belo Horizonte – PBH: 0,4%		
<b>BR Distribuidora</b>	Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras: 100%	1.698	3,38

Existem diversas discrepâncias entre as regulações estaduais, seja no que tange às bases de remuneração e penalização, assim como nos aspectos de liberação do mercado. As distribuidoras são remuneradas pela compra e venda de gás natural, além dos serviços de distribuição, o que implica em conflito de interesse frente à entrada de novos comercializadores. Apesar destas condições, as distribuidoras possuem metas para expansão do mercado de distribuição, número de clientes e expansão da rede. Pode-se notar pela análise da Figura 19 o crescimento resultante do estímulo ao crescimento da malha de distribuição, assim como a estagnação do crescimento da

malha de transporte, efeito que pode ser explicado pela ausência de incentivos econômicos semelhantes aos das distribuidoras.

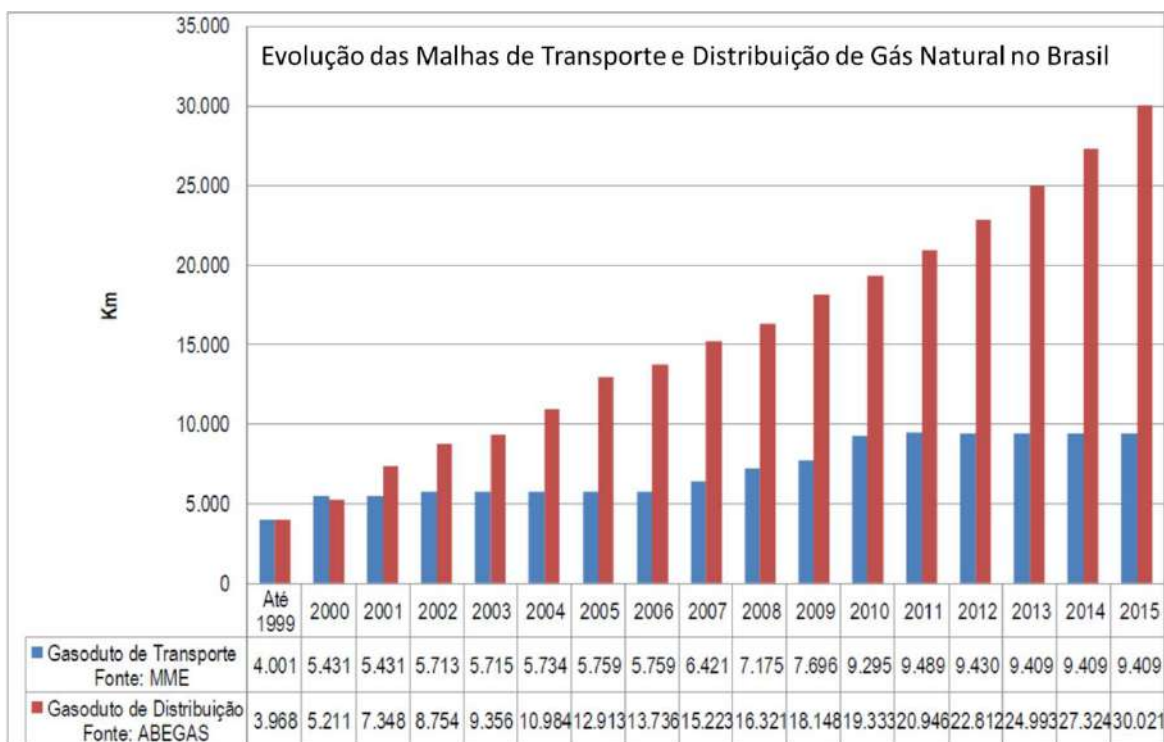


Figura 19 - Evolução das Malhas de Transporte e Distribuição de Gás Natural no Brasil - Fonte: (MME, 2016)

Em relação ao consumo, a Figura 20 apresenta o volume total comercializado pelas distribuidoras na Região Sudeste do Brasil, incluindo o consumo termelétrico. Pode-se observar a maior volatilidade do perfil de consumo, quando comparado com a Figura 21, que exclui o consumo termelétrico, resultando nos volumes direcionados para os seguimentos industrial, residencial, comercial e GNV. Nota-se que, ao excluir-se o consumo termelétrico, o perfil é bastante estável, o que permite a maior utilização da infraestrutura e consequente otimização de custos. Destaca-se a redução do consumo industrial no ano de 2015, resultado da crise econômica e recessão do período.

Ainda no que se refere ao perfil de consumo, uma característica se sobressai: o consumo termelétrico dentro da sua flexibilidade exige capacidade logística de gás natural suficiente para atender seus picos, porém mantém baixas taxas de utilização quando comparado com o perfil de consumo constante do segmento industrial.



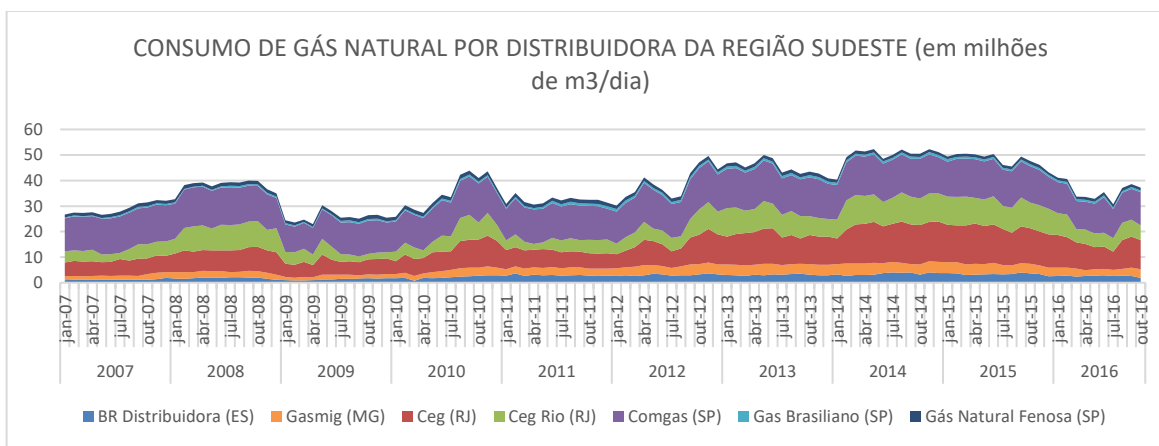


Figura 20 - Consumo de Gás Natural por Distribuidora da Região Sudeste (em milhões de m3/dia) - Fonte: (MME, 2016)

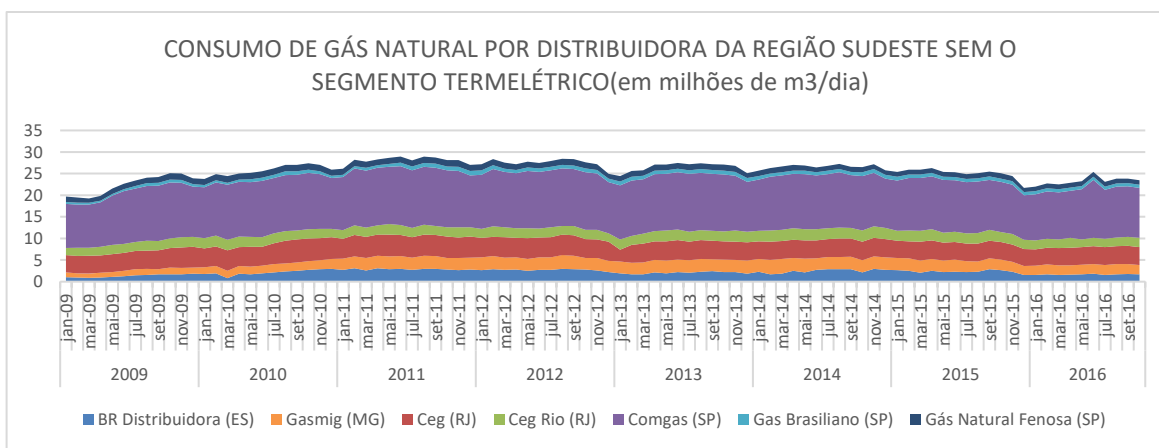


Figura 21 - Consumo De Gás Natural por Distribuidora da Região Sudeste sem o Segmento Termelétrico (em milhões de m3/dia) – Fonte: (MME, 2016)

## 2.8. Regulação do Gás Natural no Brasil

Além da infraestrutura necessária para o escoamento, processamento, transporte e distribuição do gás natural, um elemento fundamental para a abertura do mercado e desenvolvimento da oferta e da demanda consiste na regulação.

Apesar de ter tido o monopólio abolido pela Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), o mercado de gás natural brasileiro possui grande influência do governo, o que pode ser explicado pela presença dominante de uma única empresa que integra as fontes de gás, detém o transporte e participa da distribuição e também da geração termelétrica no país. Outros exemplos de influência do governo são verificados no transporte e distribuição, classificados como monopólios naturais e objetos de concessão, o que mantém estes mercados restritos para novos investidores.



Um monopólio natural ocorre quando o mercado, por suas próprias características, exige a instalação de grandes plantas industriais, que operam normalmente com economias de escala e custos unitários bastante baixos, possibilitando à empresa cobrar preços baixos por seu produto, o que acaba praticamente inviabilizando a entrada de novos concorrentes. (COSTA, 2005)

Por este princípio econômico, a Constituição Brasileira de 1998 definiu os estados como poderes concedentes da distribuição de gás canalizado e reguladores deste mercado. Da mesma forma, em 2009, a Lei do Gás definiu o transporte de gás natural como monopólio natural por regime de concessão precedido por licitação. Desde a promulgação da Lei do Gás até o início de 2017, nenhum gasoduto de transporte foi licitado.

De acordo com (FERRARO e HALLACK, 2012), o arcabouço regulatório da Lei do Gás não é suficiente para garantir os estímulos a novos investimentos em infraestrutura no país. Eles avaliam que a indústria de gás natural exige a cooperação de diferentes agentes, os quais podem atrair mais investimentos em um cenário mais liberal, com menor influência do governo. Os autores concluem que a estrutura da indústria do gás natural no Brasil desencoraja novos investimentos, independente das sistemáticas regulamentadas pelo PEMAT, uma vez que não garante a presença de novos carregadores nos gasodutos de transporte.

Ainda assim, a quebra do monopólio prevista por lei seguiu sendo objetivada pela ANP, que produziu um arcabouço regulatório para um mercado de gás natural aberto e desverticalizado. A Tabela 5 apresenta as principais regulações publicadas desde a assinatura da Lei do Gás em 2009.

Tabela 5 - Consolidação da regulação do mercado de gás natural - Fonte: ANP

<b>Instrumento Regulatório</b>	<b>Resumo</b>
<b>Portaria ANP N° 118, DE 11.7.2000</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Compreende as atividades de aquisição ou recepção, armazenamento, transvasamento, controle de qualidade, e comercialização do GNL, através de transporte próprio ou contratado, podendo também exercer a atividade de liquefação de gás natural, que serão realizadas por pessoas jurídicas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.</li></ul>
<b>Resolução ANP n° 41 de 05/12/2007</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Regulamenta a atividade de Distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) a Granel frente a realização de Projeto para Uso Próprio e de Projeto Estruturante.</li><li>• O exercício da atividade de Distribuição de GNC a Granel abrange a aquisição, o recebimento e a compressão do Gás Natural, bem como a carga, o armazenamento, o transporte, a descarga, a comercialização e o controle de qualidade do GNC.</li></ul>

**Lei do Gás - Lei N°  
11.909 de 4/03/2009**

- Institui normas para a exploração das atividades econômicas de transporte de gás natural por meio de condutos e da importação e exportação de gás natural, bem como para a exploração das atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.
- Define a União como poder concedente e abre as atividades econômicas citadas para empresas ou consórcios com sede no país. Quebrando a figura do monopólio no mercado de gás natural.
- Define que a atividade de transporte de gás natural será exercida por sociedade ou consórcio cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no País, por conta e risco do empreendedor, mediante o regime de concessão, precedida de licitação, válido a todos os gasodutos de transporte considerados de interesse geral.

**Resolução ANP n° 44 de  
18/08/2011**

- Estabelece os procedimentos gerais para a declaração de utilidade pública das áreas necessárias à implantação dos gasodutos concedidos ou autorizados e de suas instalações acessórias e os procedimentos gerais para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, dutos e terminais, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa.

**Resolução ANP n° 50 de  
22/09/2011**

- Estabelece as informações a serem prestadas para a ANP relativas aos terminais de GNL e os critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais.
- Estabelece que será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.
- Define assim a abertura para Terminais de GNL privados com gasodutos integrantes realizados por autorização, ao invés de licitação.

**Resolução ANP n° 51 de  
29/09/2011**

- Regula o registro de autoprodutor, autoimportador e consumidor livre.
  - Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matériaprima ou combustível em suas instalações industriais;

- Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais;
- Consumidor Livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador.

**Resolução ANP Nº 52 de 29.9.2011** • Regulamenta a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera de competência da União, o registro de agente vendedor e o registro de contratos de compra e venda de gás natural.

**Resolução ANP Nº 42 de 10/12/2012** • Fixa diretrizes e regras para o compartilhamento de infraestruturas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, com base na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 1, de 24 de novembro de 1999 e na Resolução Conjunta ANEEL, ANATEL, ANP nº 2 de 27 de maio de 2001.

• As diretrizes e regras dispostas nesta Resolução aplicam-se ao compartilhamento de servidões administrativas e faixas de servidão de dutos de transferência, de transporte e de escoamento da produção reguladas pela ANP.

**Resolução ANP Nº 37 de 4/10/2013** • Estabelece os critérios para a caracterização da Ampliação da Capacidade de Transporte de gasodutos de transporte, compostos por todas as suas tubulações e instalações auxiliares (Componentes e Complementos).

• Ficam sujeitos aos critérios estabelecidos na Resolução os gasodutos de transporte, novos ou existentes, objeto de concessão ou autorização.

**Resolução ANP Nº 51 de 26/12/2013** • Regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural, dentro da esfera de competência da União.

• Define o Carregador como agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP.

• Permite a desverticalização da atividade de transporte de gás natural, separando-a da produção e comercialização do combustível.

**Resolução ANP Nº 15 de 14/03/2014** • Estabelece os critérios para cálculo das Tarifas de Transporte referentes aos Serviços de Transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural e o procedimento para a aprovação das propostas de Tarifa de Transporte de gás natural encaminhadas pelos Transportadores para os Gasodutos de Transporte objeto de autorização.

- Resolução ANP Nº 39 de 30/07/2014**
- Aprova o Regulamento, que especifica, que trata dos procedimentos para a realização de licitação para a concessão da atividade de transporte de gás natural, contemplando a construção ou ampliação e a operação de gasodutos de transporte de gás natural.
  - O modelo ficou conhecido como PEMAT, sendo o plano de expansão que serve como base para novas licitações de gasodutos de transporte.
- Resolução ANP Nº 52 de 02/12/2015**
- Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.
  - Permite a terceiros construir e explorar gasodutos de escoamento, gasodutos de transferência e gasodutos integrantes a terminais de GNL, em estrutura societária diferente das infraestruturas interligadas.
- Resolução ANP Nº 11 de 16/03/2016**
- Dispõe sobre:
    - A oferta de serviços de transporte de gás natural
    - Cessão de capacidade contratada,
    - Troca operacional de gás natural,
    - Aprovação e registro dos contratos de serviço de transporte de gás natural
    - Promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural
  - Define as bases para realização de *swap* de gás natural, definindo os fluxos físicos e econômicos nos gasodutos de transporte

O governo federal, em uma iniciativa conjunta do MME, da ANP e da EPE, iniciou um fórum de discussão com a indústria de gás natural chamado “GÁS PARA CRESCER” (MME, 2016). A iniciativa tem como objetivo atualizar a regulação para a abertura e a desverticalização do mercado de gás natural, pavimentando o caminho para os desinvestimentos da Petrobras e entradas de novos agentes. A iniciativa foi dividida em 10 frentes de trabalho, conforme:

- ANP
  1. Comercialização de gás natural
    - Competição na oferta
    - Incentivo aos mercados de curto prazo e secundário (molécula e capacidade)
  2. Tarifação por entradas e saídas

- EPE
  3. Compartilhamento de infraestruturas essenciais (“*essential facilities doctrine*”)
  4. Estímulo à harmonização entre as regulações Estaduais e Federal
  5. Incentivo ao desenvolvimento da demanda por gás natural
  6. Harmonização entre os setores elétrico e de gás natural
- MME
  7. Gestão independente do sistema de transporte e instalações de estocagem
  8. Política de comercialização do gás da Partilha
  9. Desafios tributários
  10. Apoio às negociações para contratação de gás boliviano

As diretrizes do programa Gás para Crescer foram aprovadas em reunião do CNPE em dezembro de 2016. Além desta ação, foi montado um comitê técnico de desenvolvimento do mercado de gás natural que deverá discutir de forma prática as mudanças regulatórias necessárias para abertura do mercado.

## **2.9. Desafios da Abertura do Mercado de Gás Natural**

A partir da análise da oferta de gás natural no Brasil, nota-se o grande potencial de crescimento de forma compatível com a economia do país. Além do consumo primário de gás natural, o país pode se beneficiar com a substituição de importações de fertilizantes, petroquímicos e outros produtos produzidos a partir do gás, utilizando um combustível produzido no país e auxiliando no fortalecimento da balança comercial.

Apesar dos benefícios oriundos do consumo do gás natural, os desafios regulatórios e necessidade de construção e diversificação da infraestrutura impõem desafios para abertura e ampliação do mercado. A Figura 22 demonstra a importância do investimento em escoamento e processamento de gás natural, de forma a disponibilizar o produto ao mercado. Entre os anos de 2010 e 2015, a taxa de crescimento da produção de petróleo foi de 18,6% e a taxa de crescimento da produção de gás natural foi de 61,9%. Este aumento pode ser relacionado à relação de gás associado ao óleo do pré-sal, o que pela necessidade de manter a produção de petróleo dos poços, resultará mais cedo ou mais tarde em maiores volumes de gás disponíveis para o mercado.

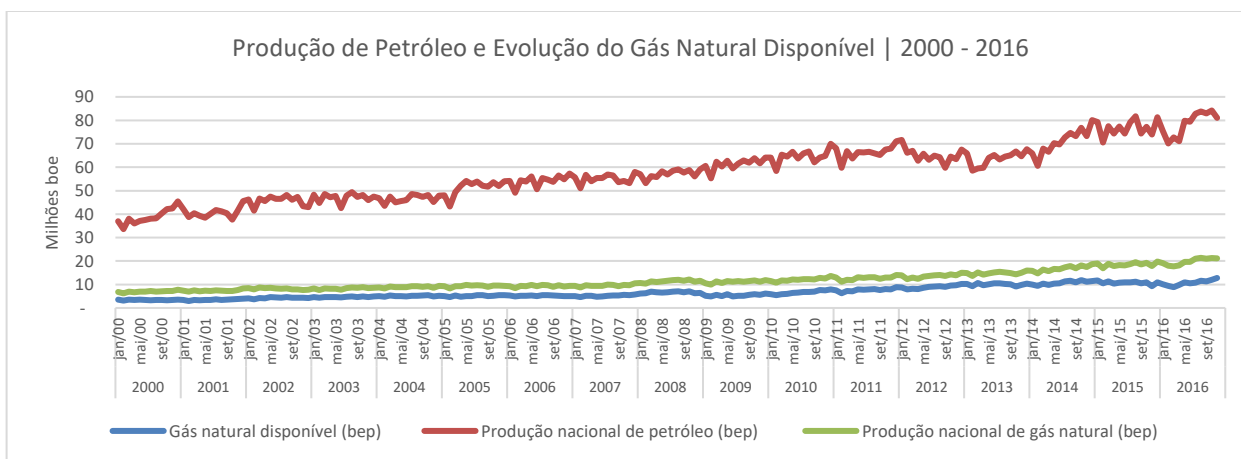


Figura 22 - Produção de Petróleo e Evolução do Gás Natural Disponível | 2000 - 2016 - Fonte: (ANP, 2016)

Com o crescimento esperado da produção nacional, o gás natural vai demandar políticas bem orientadas para viabilizar investimentos no escoamento, no processamento, no transporte e no consumo do gás no Brasil. Assim, torna-se fundamental a identificação da influência dos principais elementos da cadeia produtiva, aqueles com maior potencial para ampliar a oferta e ampliar a atratividade econômica deste combustível, assim como identificar os elementos de maior custo e com potencial de impactar negativamente a demanda de gás natural.

Esta visão é corroborada com o trabalho de (SANT ANA, JANNUZZI e BAJAY, 2008), que modelaram o crescimento do mercado de gás natural e propuseram como ferramentas de ampliação de consumo o estabelecimento de hubs comerciais e um mercado de curto prazo, dando mais transparência de informações e ampliando a confiança de investidores. Da mesma forma o trabalho de (FERRARO e HALLACK, 2012) defende a criação de um mercado de curto prazo, com ofertas públicas (*open seasons*) de capacidade de infraestrutura e volumes de gás natural. Estes autores se baseiam nas experiências regulatórias dos EUA e Reino Unido para defender a abertura do mercado, desverticalização e fim dos monopólios de distribuição. Por fim, o trabalho de (MATHIAS e SZKLO, 2007) também defende a abertura do mercado, explorando as lições aprendidas acerca do descasamento entre oferta e demanda de gás natural para utilização em geração termelétrica, restrições geográficas e dependência da Bolívia, além de restrições da Lei do Gás e regulações do mercado.

### **3. TEORIA DOS JOGOS**

Considerando que o mercado é formado por diferentes agentes, sendo que todos buscam ampliar seus benefícios de acordo com seus objetivos, é possível modelar o comportamento destes agentes em um determinado mercado utilizando a Teoria dos Jogos. Mais especificamente, é possível representar o comportamento dos agentes quando estes atuam em cooperação identificando a influência de cada um frente ao universo analisado.

No que tange ao mercado de gás natural, devido aos vários monopólios naturais e usual compartilhamento de infraestrutura entre os agentes, a modelagem por Jogos Cooperativos torna-se aplicável e desejável.

Este capítulo descreve conceitos básicos da Teoria dos Jogos Cooperativos, com ênfase no Valor de Shapley, utilizando esta metodologia para avaliar a solução de equilíbrio nas participações dos agentes do mercado de gás natural da Região Sudeste brasileira.

#### **3.1. Conceitos Básicos**

Um jogo permite analisar formalmente situações que envolvam interações entre agentes racionais que se comportam estrategicamente. (FIANI, 2009)

De forma resumida, a frase de Fiani descreve a base da Teoria dos Jogos, permitindo que o comportamento de agentes e os impactos das suas decisões sejam modelados tendo como base a racionalidade e conduta estratégica. Assim, a Teoria dos Jogos exclui qualquer avaliação de natureza moral acerca dos objetivos dos jogadores.

Os conceitos utilizados são descritos abaixo, conforme (FIANI, 2009):

- **Agentes:** qualquer indivíduo, ou grupo de indivíduos, com capacidade de decisão para afetar os demais. Na Teoria dos Jogos, um agente é denominado jogador, o qual pode ser um indivíduo ou organização;
- **Racionalidade:** pressupõe que os jogadores empregam os meios mais adequados aos objetivos que almejam. O comportamento dos jogadores nada tem a ver com a natureza egoísta ou altruísta, mas sim com os objetivos que os jogadores buscam;
- **Comportamento Estratégico:** cada jogador, ao tomar sua própria decisão, leva em consideração o fato de que os jogadores interagem entre si, e que, portanto, sua decisão

terá consequências sobre os demais jogadores, assim como as decisões dos outros jogadores terão consequências sobre ele;

A Teoria dos Jogos é categorizada entre jogos não cooperativos (competitivos) e jogos cooperativos. Entende-se por jogos não cooperativos aqueles em que o conflito de interesse é irreconciliável, impedindo que os jogadores atuem em cooperação e em coalisões, por exemplo, uma batalha militar. Os jogos cooperativos resultam em decisões tomadas coletivamente e com base em confiança total, de forma que todos os jogadores ampliem seus benefícios ao máximo possível, minimizando ineficiências.

Desta maneira, a seleção de jogos cooperativos para modelagem do problema proposto nesta dissertação é desejável<sup>7</sup>, uma vez que o setor de gás natural depende de monopólios naturais com vários agentes para disponibilizar seu único produto ao consumidor final, exigindo assim que haja compartilhamento de infraestrutura e conciliação de interesses entre os jogadores.

### **3.2. Aplicações da Teoria dos Jogos no Mercado de Gás Natural**

A aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos na indústria de energia pode ser encontrada em várias publicações acadêmicas devido a efetividade em modelar e encontrar soluções de equilíbrio, identificando a influência dos jogadores.

A cooperação de produtores de petróleo e gás natural frente a reinjeção de CO<sub>2</sub> foi abordada utilizando o Valor de Shapley, com o objetivo de avaliar o benefício de um número limitado de jogadores atuando em consórcios (MEDINA, 2012).

Com foco no setor elétrico, Ayala (2008) comparou a aplicação de diferentes métodos de alocação de benefícios em jogos cooperativos com o objetivo de avaliar a alocação de capacidade firme de termelétricas e confiabilidade das coalisões. O custo computacional dos diferentes métodos usados para resolver este problema foi considerado, ampliando o escopo da análise frente a eficácia da utilização das metodologias e métodos numéricos para solução.

---

<sup>7</sup> Vale destacar que diferentes autores utilizaram jogos não cooperativos para análises específicas do mercado de petróleo e gás natural e que não existem restrições para utilização destes jogos para modelar interações no mercado brasileiro.



Também com aplicação no setor elétrico, Junqueira (2005) utilizou a metodologia de Aumann-Shapley propondo uma alocação de custos com base no uso do sistema de transmissão por cada agente. O autor ainda compara a metodologia com três outras referências metodológicas para alocação de custos em sistemas de transmissão de eletricidade.

O mercado europeu de gás natural serviu como objeto de análise para diferentes autores que se utilizaram do Valor de Shapley e similares metodologias de Jogos Cooperativos para avaliar o poder de barganha dos países produtores e consumidores, assim como a relevância de gasodutos propostos como alternativas à malha existente.

Hubert e Ikonnikova (2009) elaboraram uma comparação de cenário real de restrição de capacidade de transporte, que ocorreu na crise entre Rússia e Ucrânia no inverno de 2001, com cenários alternativos de gasodutos de transporte que utilizam países e rotas alternativas. Foram o objeto desta análise as metodologias de Valor de Shapley, núcleo e nucléolos. Os dados obtidos foram comparados com observações empíricas do comportamento do fornecimento de gás para a Europa ocidental, obtidas a partir da observação do comportamento do mercado após a solução da crise de 2001.

Nagayama (2012) comparou a modelagem obtida por Hubert e Ikonnikova utilizando o Valor de Shapley com a metodologia proposta por Jackson (2013) referente a uma Rede Flexível, avaliada por nós e prevendo a alocação de oferta e demanda nos pontos que compõe a rede. Desta maneira, o autor aloca os valores agregados nas ligações entre nós de uma rede, levando em consideração o consumo e a oferta em diferentes pontos e defende que tal consideração permite uma alocação mais justa dos benefícios. O autor também compara os resultados obtidos com os de Hubert e Ikonnikova, demonstrando a melhor adequação do modelo proposto para a análise de redes de gasodutos frente a observações empíricas.

Cobanlı (2014) utilizou do mercado europeu de gás natural, visando mensurar o poder de barganha da construção de gasodutos para atender a demanda, assim como a potencial importação de GNL como alternativa de suprimento. Dito autor modelou a função de valor baseado no menor custo possível, sendo as restrições da malha sujeitas a modificações no tempo, com comportamento dinâmico da demanda em função do custo. O número de elementos do jogo também foi ampliado, em comparação com trabalhos anteriores, demandando maior capacidade computacional. O

resultado do autor demonstra a aplicabilidade da metodologia na comparação de diferentes fontes de suprimento.

Com a evolução da capacidade computacional, é possível modelar jogos de maior complexidade, utilizando metodologias como o Valor de Shapley para avaliar o comportamento estratégico dos diferentes jogadores frente a cenários de ordem política, técnica e operacional. Assim, uma vez compreendida a metodologia, necessita-se modelar os benefícios de forma coerente e a analisar os resultados baseados em cenários reais. Desta maneira, esta dissertação se baseou no mercado de gás natural do ano de 2015, permitindo a avaliação dos resultados frente a comportamentos reais dos jogadores.

### 3.3. Método de Alocação de Shapley

A Teoria dos Jogos Cooperativos desenvolveu diferentes soluções para quantificar a alocação de valor, sendo o Valor de Shapley explorado para as aplicações desta dissertação (SHAPLEY, 1953).

Considerando-se um conjunto  $N$  de  $n$  jogadores que dividem benefícios entre si, estes jogadores podem formar coalisões (subconjuntos  $S$  de  $N$ ) que se apropriam-se de parte dos benefícios gerados e redistribuem entre seus membros. Denota-se o número de jogadores no subconjunto  $S$  por  $s$ . A função  $v(S)$  é definida como a força da coalisão, ou seja, quanto de valor (benefício) pode ser dividido sem necessidade de recorrer a jogadores externos à coalisão.

De acordo com o Valor de Shapley, a alocação de benefícios para cada jogador  $k$ , representada por  $e_k$ , é dada por:

$$e_k = \sum_{S \subset N / k \in S} \frac{(s-1)!(n-s)!}{n!} [v(S) - v(S - \{k\})] \quad (1)$$

Onde o termo  $[v(S) - v(S - k)]$  representa a contribuição marginal que um jogador  $k$  produz para a coalisão  $S$ . Uma vez que a ordem dos jogadores em uma coalisão  $S$  não afeta a contribuição do jogador  $k$ , a quantidade de coalisões possíveis na equação (1) é  $2^n$ .

O conceito de alocação de Shapley é intuitivo, porém é reforçado por quatro axiomas descritos abaixo:

- **Eficiência:** Considera que os jogadores de uma coalisção distribuem entre si todos os benefícios disponíveis (grande coalisção)

$$\sum_{k \in N} e_k(v) = v(N) \quad (2)$$

Esse axioma refere-se ao conceito de Pareto Eficiente, o qual rejeita qualquer alocação que proporcione oportunidade de melhoria para um jogador sem perda para um outro jogador.

- **Simetria:** Dois jogadores  $i$  e  $j$  são considerados simétricos se proporcionam o mesmo benefício marginal para qualquer coalisção

$$\text{para cada } S \subset N, \text{ sendo } i, j \notin S, v(S \cup i) = v(S \cup j) \quad (3)$$

então, devem receber o mesmo prêmio na repartição do resultado do jogo.

- **Nulidade:** Um jogador que não atribui benefícios a qualquer coalisção

$$v(S \cup i) - v(S) = 0 \text{ para cada } S \subset N, \text{ então } e_i = 0 \quad (4)$$

- **Aditividade:** A solução para a soma de dois jogos deve ser a soma dos benefícios em cada um dos dois jogos para cada coalisção

$$e(v + w) = e(v) + e(w), \text{ onde o benefício } v + w \text{ é definido por} \\ (v + w)(S) = v(S) + w(S) \text{ para todas coalisões } S, \text{ onde } e(v), e(w) \text{ são os benefícios de} \\ \text{cada jogo} \quad (5)$$

este axioma refere-se à seguinte situação: se um valor for escolhido para dois jogos realizados simultaneamente pelos mesmos jogadores, este valor a ser igual ao valor conseguido se esses dois jogos forem realizados em momentos distintos.

### 3.4. Aplicação do Método de Shapley

#### 3.4.1. Modelo Proposto

O Método de Shapley foi aplicado para modelagem de dois jogos, os quais foram estruturados com os mesmos jogadores e consequentemente com as mesmas coalisções. A diferença entre os jogos foi a definição da função de valor, cujo o objetivo em um dos jogos era de minimizar o custo

final e, no segundo jogo, o de maximizar a margem realizada. Os detalhes da estruturação dos jogos são descritos abaixo.

Os jogadores considerados são listados na Tabela 6.

Tabela 6 - Descrição dos Jogadores

<b>ITEM</b>	<b>JOGADOR</b>	<b>OBSERVAÇÕES</b>
1.	<b>Produção Offshore</b>	As produções offshore dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo foram consideradas integradas em um mesmo jogador. O motivo consiste no mesmo custo de produção considerado no modelo, devido a restrições de informações detalhadas por campos e bacias.
2.	<b>Produção Bolívia</b>	A produção boliviana de gás, representada por um jogador, permite representar o poder de barganha da Bolívia frente ao mercado brasileiro.
3.	<b>Produção GNL - Baía de Guanabara</b>	Sendo o único terminal de importação de GNL no Sudeste, este jogador representa o poder de barganha do gás importado em meio líquido.
4.	<b>Transporte NTS</b>	Este jogador representa os gasodutos da Malha Sudeste, operados pela TAG em 2015, e que integram os quatro estados da região.
5.	<b>Transporte GASBOL</b>	Gasoduto que integra a produção de gás boliviano com os mercados consumidores representados no jogo.
6.	<b>Distribuição São Paulo</b>	O estado de São Paulo possui três distribuidoras, em regiões de concessão diferentes, e que foram agrupadas em um único jogador que representa a demanda paulista no jogo.
7.	<b>Distribuição Rio de Janeiro</b>	O estado do Rio de Janeiro possui duas distribuidoras de gás canalizado, em regiões de concessões diferentes, e que foram agrupadas em um único jogador que representa a demanda fluminense no jogo.
8.	<b>Distribuição Minas Gerais</b>	Minas Gerais possui somente uma distribuidora de gás canalizado, portanto este jogador, que agrega as características da GASMIG, representa a demanda mineira.
9.	<b>Distribuição Espírito Santo</b>	O estado do Espírito Santo possui a BR Distribuidora, uma subsidiária da Petrobras, e que representa a demanda capixaba. Devido a indisponibilidade de dados deste jogador, os valores utilizados no jogo correspondem as médias dos demais estados do Sudeste.

Uma representação visual dos jogadores é apresentada na Figura 23, a qual demonstra as fontes de gás natural modeladas, os estados consumidores e as conexões por gasodutos de transporte existentes. A representação da Petrobras na figura não influencia o modelo, porém auxilia o entendimento da gestão verticalizada entre fontes de gás e distribuidoras realizada pela estatal em 2015.

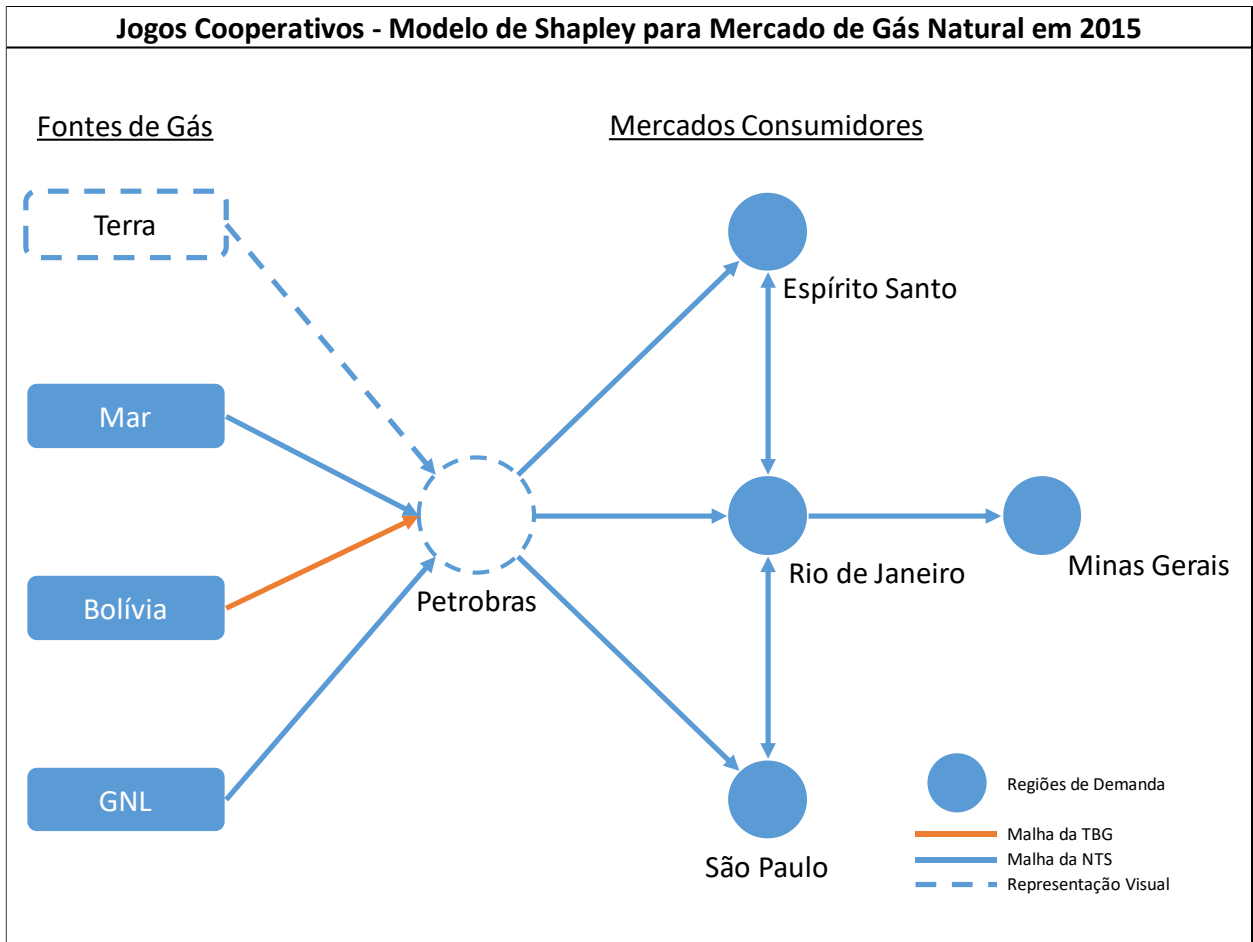


Figura 23 - Representação Gráfica do Jogo Proposto para Região Sudeste - Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vez que o cenário considerado para a definição dos jogadores, das coalisões e das funções de valor se baseia no mercado de gás natural da Região Sudeste com vazões, custos e faturamentos referentes ao ano de 2015, pode-se utilizar premissas simplificadoras, descritas abaixo:

- Os jogadores foram segregados de acordo com a atividade de cada um (ex: produtores, distribuidores e transportadores);

- Dois ou mais jogadores podem coexistir em um mesmo estado da federação, como por exemplo a importação de GNL coexiste com a produção offshore e o consumo de gás natural no estado do Rio de Janeiro;
- A malha de gasodutos permanece inalterada, sendo a capacidade existente suficiente para quaisquer coalisões formadas;
- Os volumes de oferta e consumo são definidos pelos dados históricos de 2015;
- Uma vez que os volumes e jogadores estão definidos, não é necessário levar em consideração externalidades, tais como a entrada de novas alternativas de oferta de gás natural.

Ainda acerca dos jogadores, uma vez que a Petrobras possui isenção das tarifas de distribuição para suas refinarias e unidades de processamento de gás natural devido às condições específicas da Lei do Gás para ativos antecedentes a sua assinatura, e, uma vez que os volumes não agregam valor tangível de margem ou custo para as distribuidoras, o consumo próprio da Petrobras foi desconsiderado no jogo.

Pode-se argumentar que o gás consumido é transportado e conseqüentemente implica em custos e gera receita para a malha de transporte. Porém, uma vez que as tarifas de transporte praticadas em 2015 são únicas e correspondem a toda a capacidade disponível, não é possível quantificar este efeito, e, portanto, também foi desconsiderado.

Foram avaliadas 512 coalisões, uma vez que os nove jogadores, geram o espaço amostral de  $2^9 = 512$ . Para cada coalisão, avalia-se a demanda de gás natural de acordo com as informações das distribuidoras referentes ao ano de 2015, assim como as ofertas de cada fonte. A capacidade de transporte foi considerada suficiente para atender ao sistema, uma vez que os dados são reais e referentes a 2015, e não houve restrição de transporte na Região Sudeste. A calibração detalhada do modelo é descrita no item 4.

As considerações aplicadas para cada coalisão, tal que a oferta de cada fonte é representada por  $O$ , a demanda por  $D$  e a capacidade de transporte por  $T$ , são descritas abaixo:

- Caso não existam jogadores que representem a demanda em uma coalisão, o valor desta coalisão é nulo;

$$\circ \text{ Se } D_i = 0, \text{ então } v(S \cup i) = 0 \quad (6)$$

- Caso não existam jogadores que representem a oferta em uma coalisção, o valor desta coalisção é nulo;

$$\circ \text{ Se } O_i = 0, \text{ então } v(S \cup i) = 0 \quad (7)$$

- Caso exista oferta e demanda em uma coalisção, porém não exista capacidade de transporte entre estes elementos, a coalisção tem valor nulo;

$$\circ \text{ Se } D_i > 0, O_i > 0 \text{ e } T_{D \leftrightarrow O} = 0, \text{ então } v(S \cup i) = 0 \quad (8)$$

A opção pela consideração do valor nulo em coalisções que não consomem gás natural, conforme condições descritas nas equações 6, 7 e 8, é confrontada pela lógica que um jogador incorre em seus custos mesmo sem mercado final para o gás. Porém, considera-se que no evento de um jogador incorrer em custos sem a cobertura do pagamento pela demanda, o mesmo poderia alegar desequilíbrio econômico e financeiro, resultando em rompimento de contrato e finalmente em valor nulo de custo ou margem.

Para a aplicação do Método de Shapley para os jogos propostos, utilizou-se o algoritmo proposto por (ARAAR e DUCLOS, 2009), no qual define-se a matriz  $E$  como a alocação de benefícios dos jogadores o produto entre as matrizes  $M$  e  $V$ , conforme:

$$E = V' \cdot M \quad (9)$$

A matriz  $M$  corresponde aos coeficientes obtidos à partir da equação de Shapley (1), computados para todas as 512 coalisções, gerando uma matriz  $M_{512 \times 9}$ , com 512 linhas e 9 colunas. Os elementos da Matriz  $M$  são calculados pela equação abaixo:

$$m_{l,k} = \frac{u_{l,k} s_l! (n - s_l - 1) + \bar{u}_{l,k} \bar{s}_l! (n - \bar{s}_l - 1)!}{n!} \quad (10)$$

onde,  $u_{l,k} = 1$ , se  $k \in S_l$  e  $\bar{u}_{l,k} = u_{l,k} - 1$

A matriz  $V'_{512 \times 1}$  corresponde a matriz transposta da função de valor calculada a partir de cada uma das 512 coalisções e descrita no item 3.4.2.

A ferramenta utilizada para aplicação da metodologia do Valor de Shapley foi o Microsoft Excel, com programação em linguagem VBA.

### 3.4.2. A Função de Valor

A matriz de coeficientes, cujo cálculo é descrito no item 3.4.1, pode ser aplicada de forma generalizada, sendo que a solução para o jogo em análise é obtida à partir da multiplicação da matriz de coeficientes  $M$  com a matriz transposta da função de valores  $V$ . Assim, a definição das funções de valores para ambos os jogos propostos torna-se a principal ação para atingir os objetivos desta dissertação.

O cálculo da função de valor foi definido para dois jogos:

- Máxima Margem
  - O modelo busca a combinação de oferta, demanda e transporte que permite atingir o valor máximo de margem para cada coalisão;
- Mínimo Custo
  - O modelo busca a combinação de oferta, demanda e transporte que permite atingir o mínimo custo para cada coalisão.

A mecânica para o cálculo das funções de valor de ambos os jogos é semelhante, sendo que os resultados variam de acordo com os dados de entrada referentes aos custos e margens de cada jogador considerando as coalisões analisadas.

Para cada coalisão define-se o equilíbrio entre oferta e demanda que permitem atingir o objetivo do jogo, ou seja, menor custo ou máxima margem obtida. Definindo-se que para uma coalisão  $S$  tanto o custo quanto a margem são representados por  $F$ , a definição do benefício alocado de cada coalisão conforme:

$$\forall j;k, v(S) = \sum_{j=1}^4 \sum_{k=1}^3 D_{j;k} \cdot O_{j;k} \cdot F_{j;k} \quad (11)$$

A equação (11) define a função de valor, calculada para cada coalisão, levando em consideração a matriz  $D_{1 \times 12}$  composta pelos elementos de demanda referentes a cada fonte possível no jogo, assim como a matriz que contém todos os elementos de oferta possíveis  $O_{1 \times 12}$ , e por fim multiplicando os valores calculados de demanda, oferta e elementos de custo ou margem,



representados pela matriz  $F_{1 \times 12}$ . O benefício de cada coalisção leva em consideração cada estado  $j$  e cada origem de gás natural  $k$  possíveis na coalisção.

A complexidade do cálculo da equação (11) se deve as diferentes combinações de fontes de gás natural e transporte que atendem uma coalisção. Por exemplo, ao avaliar uma coalisção que considere a demanda do estado de São Paulo, pode-se considerar os volumes produzidos no offshore deste estado, o gás importado da Bolívia pelo GASBOL, assim como o GNL importado pelo Rio de Janeiro pelo Terminal da Baía de Guanabara e transportado pela malha da NTS. Mesmo no cenário onde não existem os jogadores responsáveis pelo transporte em uma coalisção, é possível atender parte da demanda paulista com a produção offshore do próprio estado.

As etapas utilizadas para o cálculo da função de valor são descritas abaixo:

1. Definição dos elementos de oferta  $O_{j;k}$  de acordo com as restrições físicas de cada coalisção, com  $j$  elementos dos estados e  $k$  elementos de oferta, conforme a Tabela 7;
  - a oferta total para um determinado estado é composta pelas alternativas de produção (offshore, GNL, Bolívia), considerando as restrições de transporte. Por exemplo, MG somente recebe gás natural se a malha da NTS fizer parte da coalisção;
2. Definição dos elementos de demanda  $D_{j;k}$  de acordo com os volumes consumidos em 2015 em cada estado, com  $j$  elementos dos estados e  $k$  elementos de demanda para cada elemento de oferta, conforme a Tabela 7;
  - apesar da demanda ser integrada em cada estado, é necessário avaliar qual o volume de cada fonte de gás que foi direcionado para atender a demanda, portanto foi estabelecida uma matriz que considera um elemento de demanda para cada opção de oferta para cada estado;
3. Para cada coalisção, construção de duas matrizes linha  $C$  multiplicadoras  $[C]^p_{1;12}$  e  $[C]^o_{1;12}$ , com valor inicial de 1 para todos os elementos;

$$[C]^p_{1;12} \text{ e } [C]^o_{1;12} \quad (12)$$

a matriz de coeficientes permite a reconciliação de 24 colunas de dados referentes a cada um dos 12 elementos de oferta e os 12 elementos de demanda  $O_{j;k}$  e  $D_{j;k}$ . Para cada uma das 512

coalisões, construiu-se uma matriz  $[C]^D_{1;12}$  e uma matriz  $[C]^O_{1;12}$  definindo as variáveis na aplicação de uma função objetivo específica para cada jogo;

4. Construção da matriz  $F$ , referente aos custos ou margem de acordo com o jogo em avaliação;

$$[F]_{1;12} \quad (13)$$

a matriz  $[F]_{1;12}$  é calculada com base nos dados intrínsecos de custo ou margem de um determinado estado, totalizando as 12 combinações possíveis de custo ou margem, conforme a Tabela 9 e a Tabela 11, apresentadas no item 4. Por exemplo, o custo do gás boliviano no RJ envolve o custo do gás importado, somado ao custo de transporte no GASBOL. **Cada elemento de oferta possui um custo ou margem intrínsecos para cada ponto de consumo, neste jogo, representados pelos estados;**

5. Utilização do *Solver* para o cálculo dos coeficientes das matrizes  $[C]^D_{1;12}$  e  $[C]^O_{1;12}$ , com valores entre 0 e 1, de acordo com as funções objetivo e as restrições conforme:

- Jogo de Mínimo Custo

para cada coalisão  $s$ , calcula-se

$$v(S) = \text{Min} \left( \sum_{j=1}^4 \sum_{k=1}^3 D_{j;k} \cdot C^D_{j;k} \cdot O_{j;k} \cdot C^O_{j;k} \cdot F_{j;k} \right) \quad (14)$$

- Jogo de Máxima Margem

para cada coalisão  $s$ , calcula-se

$$v(S) = \text{Max} \left( \sum_{j=1}^4 \sum_{k=1}^3 D_{j;k} \cdot C^D_{j;k} \cdot O_{j;k} \cdot C^O_{j;k} \cdot F_{j;k} \right) \quad (15)$$

ambos os jogos são sujeitos as seguintes restrições:

$$\forall S | S \subset N, \sum_{j=1}^4 \sum_{k=1}^3 D_{j;k} \cdot C_{j;k}^D \geq 0 \quad (16)$$

$$\forall S | S \subset N, \sum_{j=1}^4 \sum_{k=1}^3 D_{j;k} \cdot C_{j;k}^D = D_{Total} \quad (17)$$

as restrições aplicadas consideram que para cada item de oferta  $O_{j;k}$  exista uma demanda atrelada  $D_{j;k}$ , restrita ao volume disponível para esta fonte. Além disso, a soma das demandas  $D_{j;k}$  para cada origem de gás natural deve ser igual a demanda total da coalisção  $D_{Total}$ , evitando soluções com valores nulos de demanda;

6. Utilização do *Solver* para cálculo dos coeficientes  $c$  da matriz  $C$ , definindo os valores entre 0 e 1 para cada elemento de oferta e demanda para cada coalisção dos jogos analisados, considerando as restrições descritas no item 5;
7. Definição da matriz de valor  $V$  para determinar a solução do jogo e calcular o valor de Shapley para cada jogador, de acordo com  $E = V' \cdot M$ .

As matrizes linha  $D_{j;k}$  referente às demandas e  $O_{j;k}$  referente às ofertas possuem 12 elementos conforme a Tabela 7.

Tabela 7 - Base das Matrizes de 12 elementos de Oferta e Deamanda

	<b>Offshore</b>
<b>SP</b>	Bolivia
	GNL
	Offshore
<b>RJ</b>	Bolivia
	GNL
	Offshore
<b>MG</b>	Bolivia
	GNL
	Offshore
<b>ES</b>	Bolivia
	GNL
	Offshore

Para o processamento dos dados descrito no item 6, foi usada a ferramenta *Solver* que é um suplemento do Microsoft Excel 2016, que se baseia no método número GRG (Gradiente Reduzido Generalizado) para resolução de sistemas de equações não-lineares, com objetivo de maximizar ou minimizar funções objetivo de um modelo submetido a restrições.

#### 4. CALIBRAÇÃO DO MODELO

A seleção dos critérios, condições de contorno e limites do mercado da Região Sudeste, com os quais o jogo proposto foi testado, foi baseada nas condições descritas abaixo:

- **Representatividade**
  - O submercado estudado deve ter demanda e oferta suficiente para extrapolar o modelo para todo o sistema;
- **Coerência**

- O submercado analisado deve se manter coerente com as regras comerciais e restrições aplicadas ao setor de gás natural;
- **Independência**
  - O submercado analisado deve manter características próprias em relação a outros subsistemas.

A Região Sudeste brasileira foi selecionada como submercado de estudo para o modelo, uma vez que é responsável pelo consumo aproximado de 62% do gás natural demandado no Brasil, possui fontes de gás natural bem definidas e independentes de outras regiões e está sujeita a mesmas leis e regulações que o restante do país.

Baseado em dados históricos do ano de 2015, foram consideradas as seguintes simplificações:

- Toda a operação é centralizada pela Petrobras, a qual tinha contratada toda a capacidade de transporte dos gasodutos da NTS e GASBOL, controlava toda a infraestrutura de importação e acesso às distribuidoras;
- A capacidade dos gasodutos de transporte é suficiente para atender as necessidades das demandas;
- A oferta de gás oriunda da Região Nordeste, via GASENE, foi desconsiderada, assim como a produção de gás natural em terra no estado do Espírito Santo, uma vez que ambos volumes correspondem a cerca de 1% da oferta total da região;
- As demandas de gás natural em unidades próprias da Petrobras, tais como refinarias e UPGNs não contribuem com o jogo, uma vez que não são obrigadas a pagar tarifas de transporte e distribuição, conforme previsto na Lei do Gás;
- Devido a indisponibilidade de informações por região, o volume consumido em UPGNs, por consumidores livres e utilizados em gasodutos foi estimado pela diferença entre a oferta e a demanda.

#### **4.1. Balanço de Massa – Região Sudeste**

O jogo é calibrado com dados do Balanço de Massa do Mercado de Gás Natural da Região Sudeste no ano de 2015, representado na Figura 24. O balanço foi elaborado baseado nos dados do MME (MME, 2016), os quais foram compilados para a aplicação do algoritmo proposto.

A demanda total das distribuidoras foi de 48,18 milhões de m<sup>3</sup>/d, sendo a oferta total equivalente a 57,86 milhões de m<sup>3</sup>/d. A diferença ocorre em função do consumo próprio da Petrobras, em refinarias, UPGNs e nos gasodutos de transporte, o que não influencia o jogo por não gerar variação das tarifas aplicadas. Destaca-se que o Terminal de GNL da Baía de Guanabara possuía capacidade de regaseificação de 21 milhões de m<sup>3</sup>/d, sendo esta oferta utilizada para balancear as ofertas com a demanda total nos jogos analisados. A oferta de gás da Bolívia, equivalente a 32,03 MMm<sup>3</sup>/d foi descontada dos volumes consumidos no transporte, assim como os volumes destinados à Região Sul do Brasil, em média 10,63 MMm<sup>3</sup>/d em 2015.

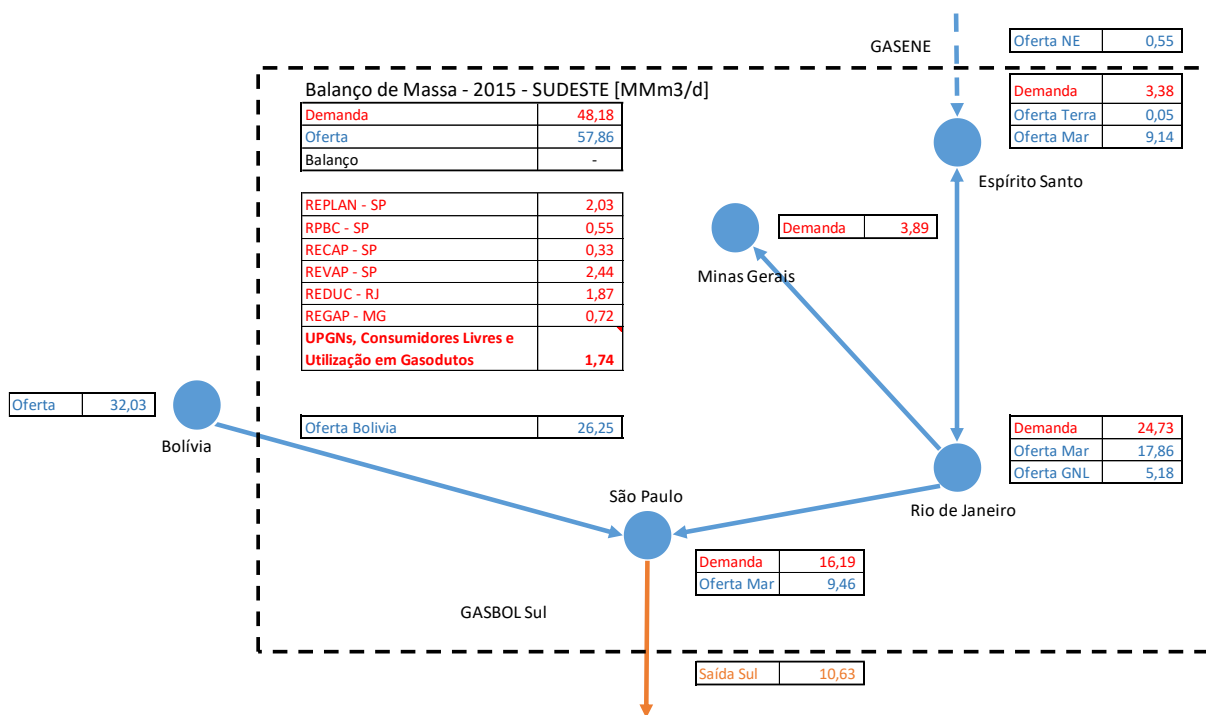


Figura 24 - Balanço de Massa da Região Sudeste - 2015 - [MMm<sup>3</sup>/d] - Fonte: Elaborado pelo autor

## 4.2. Custo da Infraestrutura

Para o modelo por custos, é necessário o cálculo e a determinação dos custos aplicáveis a cada jogador, ou seja, cada elemento da cadeia de gás natural em questão.

A dificuldade na compilação e utilização dos dados de custos é devida à grande dispersão das informações, indisponibilidade de dados para alguns jogadores e diferença nas formas de

apresentação dos dados. Levando em consideração as informações disponíveis, os custos considerados no jogo desta dissertação são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 – Volumes, Preços e Custos dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste | Fonte: Elaborado pelo autor

<b>Custos dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste</b>			
<b>Fontes de GN</b>	<b>Volume em 2015 [MMm3/d]</b>	<b>Preços Finais Realizados [US\$/MMBtu]</b>	<b>Custos [US\$/MMBtu]</b>
<b>Produção   Offshore</b>	36,46	5,29	3,79
<b>Produção   Bolívia</b>	15,62	5,29	5,64
<b>Produção   GNL - Baía de Guanabara</b>	5,18	5,29	9,07
<b>Transporte   NTS</b>	41,64	0,57	0,24
<b>Transporte   GASBOL</b>	26,25	0,91	0,23
<b>Distribuição   São Paulo</b>	16,19	12,33	1,59
<b>Distribuição   Rio de Janeiro</b>	24,73	6,75	0,25
<b>Distribuição   Minas Gerais</b>	3,89	9,46	0,39
<b>Distribuição   Espírito Santo</b>	3,38	11,06	0,87
<b>Petrobras (Consumo Próprio)</b>	9,68	-	-

O custo da produção offshore foi definido com base no demonstrativo de resultados da Petrobras referente ao ano de 2015 (PETROBRAS, 2016), convertendo o custo de produção médio por barril de petróleo equivalente para US\$/MMBtu de gás natural. O custo de processamento de gás natural considerado foi de US\$ 1,08/MMbtu, conforme dados do PEMAT (MME/EPE, 2014).

O custo da importação de gás natural da Bolívia teve como base as informações disponíveis no Sistema ALICEWEB<sup>8</sup> do Ministério da Indústria, Comercio Exterior e Serviços, que permite

---

<sup>8</sup> <http://aliceweb.mdic.gov.br/>

consultar valores e quantidades importadas e exportadas de um determinado produto. O preço médio do gás boliviano em 2015 foi de US\$5,64/MMBtu.

O custo do GNL importado pelo Terminal da Baía de Guanabara teve como base os Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME (MME, 2016), tendo um valor médio de importação de US\$8,34/MMBtu somado a uma tarifa de regaseificação de US\$0,73/MMBtu de acordo com o PEMAT (MME/EPE, 2014). A mesma fonte serviu para cálculo dos custos de transporte de ambos os sistemas de gasodutos, NTS e GASBOL, trazidos a valor de 2015 de acordo com os critérios de inflação e correção de valores aplicáveis a cada um.

A premissa de custos de transporte foi simplificada, levando em consideração a tarifa média dos gasodutos que compõe a Malha Sudeste, reajustada de acordo com os índices de inflação e demais critérios contratuais aplicáveis. Esta simplificação é necessária, uma vez que não existe detalhamento dos custos pelos trechos aplicáveis ao modelo. Os gasodutos que compõe a Malha Sudeste são representados na Figura 25.





custos de transporte e que tem custo de produção mais baixos, comparado ao gás importado da Bolívia, principal fonte do estado de São Paulo.

Por fim, os custos de diferentes fontes atendendo diferentes mercados foram calculados de acordo com o custo da produção, custo de transporte e custo de distribuição definido para cada estado.

Para estados que possuem mais de uma distribuidora, os custos foram calculados de acordo com a média ponderada pelos volumes médios comercializados em 2015, sendo o resultado final apresentado na Tabela 8.

Não foram considerados os custos com tributos, uma vez que variam de acordo com as fontes contratadas e regras de cada estado, além de sua aplicação não agregar valor tangível ao jogo modelado.

A Tabela 9 consolida os custos por fontes, para cada estado, sendo equivalente a matriz  $F$  descrita na metodologia aplicada, conforme item 3.4.2.

Tabela 9 - Custos Consolidados por Fonte e por estado [US\$/MMBtu] | Fonte: Elaborado pelo autor

<b>Custo por Fonte e por estado [US\$/MMBtu]</b>		
<b>SP</b>	Offshore	7,57
	Bolivia	9,76
	GNL	12,85
<b>RJ</b>	Offshore	4,53
	Bolivia	7,86
	GNL	9,81
<b>MG</b>	Offshore	5,60
	Bolivia	8,36
	GNL	10,87
<b>ES</b>	Offshore	6,72
	Bolivia	10,05
	GNL	12,56

### 4.3. Receitas e Margens

Da mesma forma que o cálculo dos custos, a definição das margens teve como base diferentes fontes de informação, compiladas de forma a prover subsídios para utilização do modelo. O resumo dos volumes, preços realizados e das margens calculadas é apresentado na Tabela 10.

Tabela 10 – Volumes, Preços e Margens dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste | Fonte: Elaborado pelo autor

### Margens dos Elementos da Cadeia do Gás Natural - Região Sudeste

Fontes de GN	Volume em 2015 [MMm3/d]	Preços Finais Realizados [US\$/MMBtu]	Margem [US\$/MMBtu]
<b>Produção   Offshore</b>	36,46	5,29	1,50
<b>Produção   Bolívia</b>	15,62	5,29	-0,35
<b>Produção   GNL - Baía de Guanabara</b>	5,18	5,29	-3,78
<b>Transporte   NTS</b>	41,64	0,57	0,33
<b>Transporte   GASBOL</b>	26,25	0,91	0,21
<b>Distribuição   São Paulo</b>	16,19	12,33	1,62
<b>Distribuição   Rio de Janeiro</b>	24,73	6,75	0,49
<b>Distribuição   Minas Gerais</b>	3,89	9,46	0,84
<b>Distribuição   Espírito Santo</b>	3,38	11,06	2,06
<b>Petrobras (consumo proprio)</b>	9,68	-	-

As margens na produção, seja para as fontes offshore, gás natural importado da Bolívia ou GNL importado pelo Terminal da Baía de Guanabara, foram definidas com base na diferença entre o preço médio pago pelas distribuidoras na aquisição do gás natural e o custo de produção ou importação, descritos no item 4.2.

As margens realizadas nas transportadoras com operações na Região Sudeste foram definidas de acordo com a margem EBITDA considerada nos demonstrativos financeiros, sendo o resultado multiplicado pela tarifa de transporte, resultando em um valor em US\$/MMBtu.

Por fim, a definição das margens das distribuidoras levou em consideração os valores dos demonstrativos financeiros das empresas para o ano de 2015, sendo o valor de referência a margem EBITDA, obtida subtraindo o custo do preço de venda de gás de cada distribuidora. Por fim, foi calculada a média ponderada das margens de distribuição pelo volume médio comercializado em

2015 para definição dos valores de referência de estados que possuíam mais de uma distribuidora de gás canalizado.

Uma vez que a Petrobras não publica as informações relativas a BR Distribuidora no Espírito Santo, o modelo considerou a média das demais distribuidoras como margem realizada neste estado.

Os valores obtidos foram utilizados para compor a margem realizada por estado e por fonte de gás natural, conforme apresentado na Tabela 10. Destacam-se os valores negativos, que correspondem a obtenção de gás natural de fontes mais caras que a referência de preço média das distribuidoras. Esta simplificação permite estabelecer a atratividade de cada fonte de gás para cada estado, uma vez que os dados disponíveis não discriminam a origem ou destinação do gás pela fonte em questão.

A Tabela 11 consolida as margens por fontes, para cada estado, sendo equivalente a matriz  $F$  descrita na metodologia aplicada, conforme item 3.4.2.

Tabela 11 - Margem Consolidada por Fonte e por estado [US\$/MMBtu] | Fonte: Elaborado pelo autor

**Margem Consolidada por Fonte e por estado [US\$/MMBtu]**

<b>SP</b>	Offshore	4,76
	Bolivia	2,58
	GNL	-0,51
<b>RJ</b>	Offshore	2,22
	Bolivia	-1,11
	GNL	-3,06
<b>MG</b>	Offshore	3,86
	Bolivia	1,10
	GNL	-1,41
<b>ES</b>	Offshore	4,35
	Bolivia	1,02
	GNL	-1,50

## 5. RESULTADOS

Este capítulo apresenta o resultado dos jogos cooperativos descritos ao longo dos itens 3 e 4, particularmente a aplicação da metodologia do Valor de Shapley, buscando determinar a contribuição marginal dos jogadores considerando todas as coalisões possíveis, comparado os valores absolutos com a coalisão de maior contribuição total.

Os resultados são apresentados para cenários de mínimo custo e para cenários de máxima margem, descritos nos itens abaixo.

### 5.1. Mínimo Custo

O jogo de mínimo custo teve como objetivo a identificação da contribuição marginal de cada jogador frente a possibilidade de reduzir o custo final do gás natural para o consumidor. Em outras palavras, esta análise tem como objetivo identificar os elementos da cadeia de gás natural com maior potencial de agregação de valor para o consumidor. Esta visão é de grande valor para a avaliação dos reguladores na definição de novas regras para agentes existentes e novos entrantes.

Vale destacar que o modelo considerou os dados do ano de 2015 como referência, e que não leva em consideração a característica dinâmica do crescimento da demanda frente a uma possível redução de preços.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 - Resultado da Alocação de Shapley | Critério de Mínimo Custo | Fonte: Elaborado pelo autor

<b>Resultado da Alocação de Shapley   Critério de Mínimo Custo</b>			
<b>Item</b>	<b>Jogadores</b>	<b>Alocação de Valor</b>	<b>Alocação de Valor [%]</b>
1	Offshore	1.285,86	12,79%
2	Bolívia	1.163,45	11,58%
3	GNL - Baía de Guanabara	2.368,62	23,57%
4	NTS	-1.550,22	-15,42%
5	GASBOL	669,18	6,66%
6	São Paulo	3.197,73	31,81%

7	Rio de Janeiro	2.108,66	20,98%
8	Minas Gerais	294,08	2,93%
9	Espírito Santo	513,86	5,11%

Avaliando os jogadores referentes a produção e importação de gás natural, é visível o impacto do preço do GNL na análise dos custos, com um valor referente de 23,57%. Este comportamento pode ser extrapolado para o comportamento do mercado, uma vez que o GNL é utilizado em sua maioria para complementação de demandas pontuais, independentemente da disponibilidade de infraestrutura para importação e regaseificação de GNL no Brasil, além de ter sido vastamente utilizado em 2015 para este propósito.

Pelo ponto de vista dos custos, a atratividade da produção doméstica offshore e do gás natural boliviano são próximas, sendo a importação Boliviana pouco menos relevante para a dinâmica analisada. Considerando-se que a produção offshore está disponível para os estados costeiros, assim como para Minas Gerais por transporte, as distribuidoras irão maximizar a parcela de gás doméstico sempre que possível.

Além disso, a gestão da Petrobras utiliza a diferença entre a vazão total do contrato boliviano e o mínimo contratado (*take-or-pay*) para a balanceamento da oferta doméstica frente a demanda. Este comportamento é também justificado pela geração de divisas para o país da cadeia de produção nacional, minimizando a entrada de produtos importados. Este é um comportamento político, capturado pela percepção de valores no jogo analisado.

No que tange ao transporte de gás natural, nota-se que as tarifas aplicadas, uma ordem de grandeza inferiores relativamente aos custos de produção e distribuição, não influenciam de forma significativa os custos das coalisões. Vale destacar o valor negativo da transportadora NTS, uma vez que os principais mercados da Região Sudeste, São Paulo e Rio de Janeiro, são atendidos pela importação da Bolívia e produção offshore respectivamente. Este resultado demonstra a natureza do consumo de gás natural no Brasil, com maior relevância nos pontos mais próximos das fontes de produção, o que explica a concentração de consumo na faixa litorânea do país.



Por fim, destaca-se o papel das distribuidoras frente a alocação de custos no mercado de gás natural da Região Sudeste. Os custos totais de São Paulo e Rio de Janeiro são respectivamente o primeiro e terceiro elementos de maior relevância para redução de custos. Uma vez que as distribuidoras são concessões estaduais, controladas por agências regulatórias independentes, e organizadas de forma a manter as margens firmadas nos contratos de concessão. Estes elementos de custo são de difícil modificação, mas de relevância para a redução do preço final e consequente crescimento da demanda de gás natural.

## 5.2. Máxima Margem

O jogo de máxima margem teve como objetivo a identificação da contribuição marginal de cada jogador frente a possibilidade de ampliar o resultado financeiro de cada coalisão. Em outras palavras, esta análise tem como objetivo identificar os elementos da cadeia de gás natural com maior potencial de agregação de valor para as empresas envolvidas. Os resultados são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 - Resultado da Alocação de Shapley | Critério de Máxima Margem | Fonte: Elaborado pelo autor

<b>Resultado da Alocação de Shapley   Critério de Máxima Margem</b>			
<b>Item</b>	<b>Jogadores</b>	<b>Alocação de Valor</b>	<b>Alocação de Valor [%]</b>
<b>1</b>	Offshore	2.724,82	40,30%
<b>2</b>	Bolívia	851,18	12,59%
<b>3</b>	GNL - Baía de Guanabara	816,43	12,07%
<b>4</b>	NTS	-68,55	-1,01%
<b>5</b>	GASBOL	814,43	12,05%
<b>6</b>	São Paulo	1.054,98	15,60%
<b>7</b>	Rio de Janeiro	724,19	10,71%
<b>8</b>	Minas Gerais	42,98	0,64%
<b>9</b>	Espírito Santo	-198,94	-2,94%

O elemento de maior importância para a agregação de margens no jogo modelado consiste na produção offshore de gás natural, com 40,30% da contribuição referente a grande coalisão. Considerando que o custo de produção do gás offshore é o mais baixo entre as opções de oferta, e que a produção atinge os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo sem necessidade de gasodutos de transporte, a concentração de benefício é diretamente explicada.

Este resultado pode ser verificado na gestão da Petrobras frente as fontes de gás natural, maximizando sempre que possível o uso da produção doméstica e utilizando as importações como balanceamento entre a oferta e a demanda.

Vale destacar que, apesar de resultarem em margens negativas quando avaliadas isoladamente, as importações da Bolívia e de GNL são relevantes frente aos elementos de agregação de margem. A explicação consiste na agregação de valor das distribuidoras, que independentemente do custo, repassam as margens para o preço final, ou seja, quanto maior o volume comercializado pelas distribuidoras, maior a geração de margem na cadeia.

Nota-se uma grande diferença entre a agregação de margem da NTS e da TBG (GASBOL), ambas transportadoras analisadas no jogo. A TBG possui relevância de 12,05% frente a margem máxima do jogo, comportamento explicado pelo grande volume de gás boliviano consumido na Região Sudeste. No caso da NTS, a relevância negativa de -1,01% pode ser explicada pelo atendimento dos mercados consumidores de São Paulo e Rio de Janeiro com produção offshore e importação da Bolívia. Assim, a relevância do transporte pela NTS recai sobre mercados isolados como o de Minas Gerais, cuja demanda é significativamente menor, reduzindo o benefício gerado pela NTS como integrante de uma coalisão.

Por fim, o comportamento do valor agregado pelos jogadores que representam distribuidoras ocorre conforme o esperado. Os maiores estados consumidores, São Paulo e Rio de Janeiro, são respectivamente os principais geradores de margem na Região Sudeste. Destaca-se que, apesar do consumo total em São Paulo ter sido menor que no Rio de Janeiro em 2015, a margem da distribuição é maior e conseqüentemente a contribuição marginal também.

### **5.3. Comparação dos Cenários**

Os cenários representados pelos dois jogos modelados nesta dissertação são oriundos de funções objetivo diferentes, e conseqüentemente não permitem a comparação quantitativa dos

resultados. Porém, dado o comportamento dos jogadores, é possível comparar de forma qualitativa os resultados alcançados.

Tabela 14 - Comparação dos Resultados dos Cenários Avaliados | Fonte: Elaborado pelo autor

<b>Resultado da Alocação de Shapley</b>		<b>Critério de Máxima Margem</b>		<b>Critério de Mínimo Custo</b>	
<b>Item</b>	<b>Jogadores</b>	<b>Alocação de Valor</b>	<b>Alocação de Valor [%]</b>	<b>Alocação de Valor</b>	<b>Alocação de Valor [%]</b>
1	Offshore	2.724,82	40,30%	1.285,86	12,79%
2	Bolívia	851,18	12,59%	1.163,45	11,58%
3	GNL - Baía de Guanabara	816,43	12,07%	2.368,62	23,57%
4	NTS	-68,55	-1,01%	-1.550,22	-15,42%
5	GASBOL	814,43	12,05%	669,18	6,66%
6	São Paulo	1.054,98	15,60%	3.197,73	31,81%
7	Rio de Janeiro	724,19	10,71%	2.108,66	20,98%
8	Minas Gerais	42,98	0,64%	294,08	2,93%
9	Espírito Santo	-198,94	-2,94%	513,86	5,11%

No que tange a origem de gás natural, destaca-se a relevância da produção offshore para a geração de margem no jogo, resultado não refletido na relevância da redução de custos. Esta discrepância pode ser explicada pela natureza das distribuidoras, que repassam o custo do gás adicionado à margem de distribuição. Considerando-se que os preços finais aos consumidores se mantenham, e consequentemente os preços de aquisição de gás pelas distribuidoras também permaneçam estáveis, a conclusão é que a margem será realizada pelos produtores de gás no offshore brasileiro.

Avaliando o comportamento das transportadoras, fica claro que o fato do maior consumo estar concentrado no litoral, a relevância da malha de transporte da NTS é baixa, tanto frente a geração de margem, quanto a redução de custo. Este comportamento é de grande importância para avaliar

os mecanismos de atração de investimentos para o desenvolvimento da malha de transporte no Brasil, que somente terão a relevância expandida com o crescimento da demanda em mercados ainda não atendidos.

Por fim, os principais mercados de distribuição da Região Sudeste, São Paulo e Rio de Janeiro, possuem valores relativos condizentes entre a potencial geração de margem e redução de custos. Uma vez que a função de valor é calculada em função da demanda, é esperado que os elementos finais da cadeia sejam relevantes no jogo. Os valores próximos, entre estes mercados, para os cenários de margem e custo podem ser explicados pela regulação das concessões como monopólios naturais com margem garantida, ou seja, existe uma coerência inerente as restrições dos contratos de concessão.

## **6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS**

O mercado brasileiro de gás natural, apesar de ser menor quando comparado a outros países, apresenta alta complexidade pelos agentes que o compõem, e conseqüentemente necessita de ferramentas que permitam auxiliar os reguladores nas definições estratégicas que visam incentivar este mercado e ampliar sua relevância para a economia nacional.

Com o intuito de modelar o comportamento dos agentes deste mercado, foi utilizada a Teoria dos Jogos Cooperativos, mais especificamente o Valor de Shapley, que permite a comparação de diferentes agentes em diferentes situações de mercado, atuando em coalisões de forma a maximizar seus próprios benefícios em uma condição conseqüente de máximo global, ou minimizar os custos em uma condição de mínimo global.

Foram considerados dois cenários baseado em informações complementares do mercado de gás natural da Região Sudeste em 2015: um jogo de maximização das margens dos jogadores que permite avaliar o benefício de cada agente de mercado; e um jogo de minimização de custos globais, que permite avaliar os jogadores com maior relevância para redução do preço final para os consumidores.

Os modelos foram calibrados considerando-se o submercado da Região Sudeste, com dados referentes ao ano de 2015, de forma a permitir a análise qualitativa dos resultados de acordo com o comportamento passado dos agentes.

As principais conclusões baseadas nos resultados dos jogos definidos no item 5, salientam-se os pontos abaixo:

- A produção offshore é o jogador de maior relevância frente a geração de margem, uma vez que o custo para as distribuidoras é reduzido em comparação com a importação de gás da Bolívia e GNL;
- Devido a que os consumos se concentram em regiões litorâneas, a relevância da malha de transporte da NTS para a agregação de margem e redução de custo é baixa, diferente da relevância do GASBOL, que contribui para complementação da oferta em São Paulo, estado com a segunda maior demanda no Brasil;
- As distribuidoras possuem papel fundamental no jogo, seja para o jogo de máxima margem ou mínimo custo, uma vez que são os agentes que praticamente detém a exclusividade do atendimento ao mercado. A característica regulatória dos contratos de concessão, que garantem margens mínimas às distribuidoras, fazem delas jogadores críticos para o desenvolvimento de novas demandas;

Baseado nos resultados dos jogos, pode-se concluir que quanto maior a demanda, maior a relevância de um estado para o mercado. Além disso, quanto maior a demanda, maior a capacidade de geração de margem. Porém, o aumento da demanda depende da competitividade do gás natural frente a combustíveis substitutivos, assim como da confiabilidade do fornecimento deste energético, para isso é necessário o estímulo por novas fontes de produção e instalação de elementos que aumentem a confiabilidade do sistema, como estoques estratégicos e terminais de GNL.

A importância de fontes competitivas de gás natural pode ser extrapolada pelo comportamento do GNL nos jogos analisados. Enquanto existe a demanda para o preço praticado, a importação de gás aumenta a geração de margem. O impacto para a demanda pelo aumento de preços não é capturado pelo jogo modelado, uma vez que será repassado em novos ciclos de revisão tarifária das distribuidoras. Ainda assim, a redução de margem na cadeia devido a importação de GNL pode ser um indicativo para a decisão da Petrobras em minimizar, sempre que possível a utilização desta fonte.

Seguindo pela cadeia de valor, o elemento mais relevante para atuação do mercado consiste na produção offshore. Vale destacar que a produção offshore foi modelada considerando-se o custo

de escoamento da produção, assim como os custos de processamento, permitindo que o gás natural seja comercializado. Desta maneira, pode concluir-se que o aumento da produção de gás natural offshore, associado a ampliação da demanda em mercados litorâneos consiste na estratégia de maior agregação de margem.

Além da conclusão acima, uma vez que a relevância do transporte quanto aos custos gerais da cadeia é baixa, o crescimento da demanda nos Estados do interior também constitui estratégia válida para maximizar o valor no mercado de gás natural.

As conclusões acima são possíveis baseadas em premissas simplificadoras adotadas, sendo as principais:

- A relevância das receitas geradas pelo óleo associado ao gás, assim como o valor dos LGNs (Líquidos de Gás Natural) separados nas UPGNs não foram considerados no modelo, uma vez iria mascarar os resultados;
- Não foram consideradas restrições de capacidade nos gasodutos de transporte, permitindo trânsito irrestrito entre as coalisões analisadas;

O principal impacto da primeira premissa ocorre pela geração de valor pelos LGNs, uma vez que esta geração de margem deveria ser considerada na cadeia de gás natural, auxiliando na remuneração dos gasodutos de escoamento e UPGNs.

O impacto da segunda premissa simplificadora torna-se relevante ao analisar cenários futuros, com crescimento de oferta e demanda que poderiam crescer além da capacidade existente do sistema de transporte.

No que tange potenciais aplicações da metodologia, destaca-se a possibilidade de modelar o comportamento dinâmico do mercado utilizando o Valor de Shapley, frente a impactos de preço de acordo com a lei da oferta e da demanda. A sugestão de modelagem, que permita incorporar os critérios apresentados para trabalhos futuros, é resumida abaixo:

- O mercado pode ser representado por uma série de nós, que se comportam como um Estado se comportou nesta dissertação, com diferentes fontes de gás natural possíveis, restritas pelas infraestruturas disponíveis. Um nó possui uma demanda inerente, maior ou igual a zero;

- O comportamento dos nós pode ser comparado aos *citygates* do sistema de transporte, que permitem a entrada e saída de gás natural, sendo restritos pelos trechos de gasodutos a jusante e a montante;
- A função de valor deve ser definida em função do arranjo de maior relevância para o jogo em questão, por exemplo, minimizando os custos de cada coalisão quando o enfoque é avaliar o impacto para o consumidor final;
- O impacto da redução de custo pode ser avaliado de acordo com uma função de oferta e demanda baseada no preço do gás natural. Este último item é de particular complexidade, uma vez que a demanda de gás depende da substituição de combustíveis ou pela ampliação de indústrias e termelétricas, sendo que estes possuem tempos variados de implementação e conseqüente início do consumo.

Uma extensão ao modelo elaborado nesta dissertação consistiria na modelagem das restrições dos elementos de infraestrutura, como gasodutos, UPGNs e Terminais de GNL. O comportamento dinâmico poderia ser modelado de acordo com as alternativas para ampliar a capacidade, como por exemplo a ampliação do gasoduto, uso de gasoduto virtual ou realização de swap de gás. Assim, a composição dos custos e margens pelas diferentes cadeias possíveis serviriam como base para avaliação do jogo cooperativo.

Vale destacar que, uma vez que a Petrobras possui toda a capacidade da malha de transporte contratada, e indica que a capacidade disponível para o mercado é nula, a realização da análise proposta exigiria a abertura das informações de utilização dos dutos, assim como tarifas praticadas em cada trecho da malha.

Por fim, propõe-se como temas a serem aprofundados com base no modelo desenvolvido nesta dissertação, a modelagem por teoria de jogos para o mercado integrado de gás natural no Brasil, comparando-se as metodologias de Valor de Shapley com a metodologia de Rede Flexível, explorada por Jackson (JACKSON, 2013). Dita metodologia prevê a avaliação do comportamento dinâmico dos pontos de conexão entre nós de uma rede, alocando o benefício entre os elementos de infraestrutura, e permitindo avaliar a relevância do compartilhamento e ampliação dos trechos de gasodutos, Terminais de GNL e UPGNs.

Considerando-se a evolução do mercado brasileiro, com a abertura prevista pela iniciativa Gás Para Crescer, assim como a mudança da alocação da malha de gasodutos para o sistema de entradas

e saídas, a metodologia proposta pode auxiliar a identificar, de um lado os pontos de maior potencial para redução do custo final para o consumidor, por outro lado a ampliação da atração de investimentos, permitindo aos reguladores a elaboração de estratégias de longo prazo frente a diferentes cenários de oferta e demanda de gás natural.



## 7. REFERÊNCIAS

ABEGÁS, 2016, Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. *Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado*. Disponível em: <[http://www.abegas.org.br/Site/?page\\_id=839](http://www.abegas.org.br/Site/?page_id=839)>. Acesso em: 15 nov. 2016.

ANP, 2003, *Gás Natural Veicular Mercado em Expansão*. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural. Rio de Janeiro Disponível em: <[www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2432](http://www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=2432)>. Acesso em: 22 fev 2016.

ANP, 2010, *O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL*. 1a. ed. Rio de Janeiro: Centro de Informação e Informação da ANP. Disponível em: <[www.anp.gov.br/?dw=36796](http://www.anp.gov.br/?dw=36796)>.

ANP, 2013, A Indústria do Petróleo e a Geração de Emprego para Engenheiros. *8º SPEtro - VIII Semana de Petróleo e Gás - UFRJ - de 4 a 8 de novembro de 2013*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=68667>>. Acesso em: 15 ago. 2016.

ANP, 2016, *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2016*. 1a. ed. Rio de Janeiro: Centro de Documentação e Informação da ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=82260>>.

ANP, 2016, Banco de Dados de Exploração e Produção. *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: <<http://app.anp.gov.br/webmaps/>>. Acesso em: 13 ago. 2016.

ANP, 2016, Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. *Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: <<http://anp.gov.br/?pg=79682&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1458506775009>>. Acesso em: 13 ago. 2016.

ANP, 2016, Nota Técnica nº 11/2016/SCM. ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=82695>>. Acesso em: 15 nov. 2016.

ARAAR, A.; DUCLOS, J.-Y., 2009, An algorithm for computing the Shapley Value. *Université LAVAL*. Disponível em: <[http://dad.ecn.ulaval.ca/pdf\\_files/shap\\_dec\\_aj.pdf](http://dad.ecn.ulaval.ca/pdf_files/shap_dec_aj.pdf)>. Acesso em: 5 jan. 2017.

AYALA, G. A. A., 2008, *Aplicação de Teoria de Jogos à Alocação de Capacidade Firme em um Sistema Térmico*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Rio de Janeiro.

CARDOSO, G. R., 2010, *A Energia dos Vizinhos: Uma Análise da Política Externa do Governo Lula na Nacionalização do Gás Boliviano e nas Alterações do Tratado De Itaipu*. Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Instituto de Relações Internacionais. Rio de Janeiro Disponível em: <[https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca\\_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=17837@1](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=17837@1)>. Acesso em: 17 jun 2016.

CASA DO RIO DE JANEIRO, 2016, A criação da Companhia de Iluminação a Gás. *Casa do Rio de Janeiro*. Disponível em: <<http://www.casadorio.com.br/sites/default/files/pdf/A%20cria%C3%A7%C3%A3o%20da%20Companhia%20de%20Ilumina%C3%A7%C3%A3o%20a%20G%C3%A1s.pdf>>. Acesso em: 23 abr. 2016.

CEMIG, 2016, Legislação de Geração de Energia Elétrica - Comercialização. *CBDB*. Disponível em: <<http://www.cbdb.org.br/simposio/Microsoft%20PowerPoint%20-%20Legisla%C3%A7%C3%A3o%20de%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2015.

CHÁVEZ-RODRÍGUEZ, F. et al., 2016, "Can Bolivia keep its role as a major natural gas exporter in South America?", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v.33. 717-730.

CIA, 2016, The World Factbook - Central Intelligence Agency. *CIA - Central Intelligence Agency*. Disponível em: <<https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>>. Acesso em: 15 nov. 2016.

COBANLI, O., 2014, *An Application of Cooperative Game Theory: Strategic Investments in the Natural Gas Network*. Dissertação (Doutorado) - Humboldt-Universitat zu Berlin. Berlin Disponível em: <<http://edoc.hu-berlin.de/dissertationen/cobanli-onur-2014-12-19/PDF/cobanli.pdf>>. Acesso em: 20 dez. 2016.

COMGÁS, 2015, Relatório de Resultados 4T15. *Central de Resultados*. Disponível em: <<http://ri.comgas.com.br/ptb/1811/ReleaseResultados2015.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2017.

COSTA, H. K. D. M., 2005, "A Distribuição de Gás Natural e seus Aspectos Regulatórios", 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador. 4.

CROSO, T., 2015, *Análise do Planejamento Setorial para o Setor de Gás Natural: o Caso do PEMAT 2022*. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo. São Paulo Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-15052015-101200/pt-br.php>>. Acesso em: 22 dez. 2016.

EPE, 2016, *Balanço Energético Nacional 2016: Ano base 2015*. 1a. ed. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENSeriesCompleta.aspx>>.

EPE, 2016, Webmaps EPE. *Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro*. Disponível em: <<https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/>>. Acesso em: 17 jan. 2017.

FERRARO, C.; HALLACK, M., 2012, "The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments", *Energy Policy*, v.50. 601-612.

FIANI, R., 2009, *Teoria dos jogos: com aplicações em economia, administração e ciências sociais*. 3a. ed. Rio de Janeiro: Elsevier.

GAS BRASILIANO, 2016, Relatório da Administração 2015. *Gas Brasileiro*. Disponível em: <[http://www.gasbrasiliano.com.br/media/upload/automotivo/arquivo/relatorio-da-administracao-2015-e-dfs\\_1\\_2.pdf](http://www.gasbrasiliano.com.br/media/upload/automotivo/arquivo/relatorio-da-administracao-2015-e-dfs_1_2.pdf)>. Acesso em: 14 fev. 2017.

GAS NATURAL FENOSA, 2016, Informes Anuais. *Gas Natural Fenosa*. Disponível em: <<https://www.gasnaturalfenosa.com.br/br/conhecamos/acionistas/informacao+economica/1297092021096/informes+anuais.html>>. Acesso em: 13 jan. 2017.

GASMIG, 2016, Relatório da Administração – Ano 2015. *GASMIG*. Disponível em: <<http://www.gasmig.com.br/Institucional/Documents/relatorio2015.pdf>>. Acesso em: 13 fev. 2017.

HUBERT, F.; IKONNIKOVA, S., 2009, *Investment Options and Bargaining Power the Eurasian Supply Chain for Natural Gas*. Humboldt - Universitaet zu Berlin. Berlin Disponível

em: <<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.626.8578&rep=rep1&type=pdf>>. Acesso em: 15 jun 2016.

IGU, 2015, *World LNG Report - 2015 Edition*. International Gas Union. Fornebu Disponível em: <[http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field\\_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf](http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf)>. Acesso em: 7 set. 2016.

INFOPETRO, B., 2015, Blog Infopetro. *GRUPO DE ECONOMIA DA ENERGIA*. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2015/10/19/a-integracao-truncada-das-termeletricas-a-gas-natural-no-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em: 23 jun. 2016.

JACKSON, M. O., 2013, *Allocation Rules for Network Games*. California Institute of Technology, USA. Pasadena Disponível em: <<http://www.feem.it/userfiles/attach/Publication/NDL2003/NDL2003-051.pdf>>. Acesso em: 22 jun. 2016.

JUNQUEIRA , , 2005, *Aplicação da Teoria dos Jogos Cooperativos para Alocação dos Custos de Transmissão em Mercados Elétricos*. Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/mrodrigues.pdf>>. Acesso em: 15 Jun 2016.

MANOEL, C. O., 2006, *Aspectos Regulatórios e Modelos Contratuais Aplicáveis ao Mercado de Distribuição de Gás Natural a Granel (Gás Natural Comprimido – GNC E Gás Natural Liquefeito – GNL) no Brasil*. Dissertação (Mestrado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia - UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. São Paulo Disponível em: <[http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH04/Cacio-Manoel\\_PRH04\\_USP\\_M.pdf](http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH04/Cacio-Manoel_PRH04_USP_M.pdf)>. Acesso em: 15 nov. 2016.

MATHIAS, C.; SZKLO, , 2007, "Lessons learned from Brazilian natural gas industry reform", *Energy Policy*. 6478–6490.

MEDINA, P. L. N., 2012, *Uma Abordagem da Teoria dos Jogos para Ratear os Benefícios Oriundos da Injeção de Gás Rico em CO2 nos Reservatórios do Pré-sal*. Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético. Rio de Janeiro Disponível em: <[http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/pedro\\_medina.PDF](http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/pedro_medina.PDF)>. Acesso em: 13 jun. 2016.

MME, 2015, Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro. *Ministério de Minas e Energia*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico>>. Acesso em: 1 fev. 2017.

MME, 2016, 2a Oficina de Trabalho Gás Para Crescer. *MME*. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/20160921\\_GpC\\_2aOficina\\_vfinal.pdf/3049adcf-38b9-4629-a4e7-f08b3d281495](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/20160921_GpC_2aOficina_vfinal.pdf/3049adcf-38b9-4629-a4e7-f08b3d281495)>. Acesso em: 2 fev. 2017.

MME, 2016, Boletins Mensais de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. *Ministério de Minas e Energia*. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>>. Acesso em: 15 jan. 2017.

MME/EPE, 2014, Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022. *Empresa de Pesquisa Energética*, Brasília. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PEMAT/Relat%C3%B3rio%20Final%20PEMAT%202022.pdf>>. Acesso em: 27 fev. 2015.

MME/EPE, 2015, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*. 1a. ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>.

MORAIS, J. M. D., 2013, *Petróleo em Águas Profundas - Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. 1a. ed. Brasília: Ipea : Petrobras.

NAGAYAMA, D., 2012, *Geopolitics of Trans-boundary Infrastructure: A Network Game Analysis of Natural Gas Pipeline Plans*. Dissertação (doutorado) - University of Tokyo. Tóquio Disponível em: <<http://repository.dl.itc.u-tokyo.ac.jp/dspace/bitstream/2261/56930/1/K-04161.pdf>>. Acesso em: 13 jun 2016.

ONS, 2016, ONS - Historico da Operacao. *ONS*. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/historico/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada.aspx)>. Acesso em: 10 jan. 2017.

PETROBRAS, 2013, Unidade de Processamento de Gás Natural Boliviano e investimentos no Estado do MS. *Senado Federal*. Disponível em: <<http://www19.senado.gov.br/sdleg-getter/public/getDocument?docverid=499d4385-f9c6-4070-b042-7c23bccb532c;1.0>>. Acesso em: 7 set. 2016.

PETROBRAS, 2016, *FORM 20-F: Ano Base 2015*. Petrobras. Rio de Janeiro, p. 337  
Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/relatorios-anuais/form-20f-0>>.  
Acesso em: 15 nov. 2016.

PETROBRAS, 2016, Petrobras Fatos e Dados. *Petrobras*. Disponível em:  
<<http://fatosedados.blogspot.com.br/2012/08/15/bacia-de-campos-comemora-35-anos-pronta-para-os-desafios-do-futuro/>>. Acesso em: 14 fev. 2017.

PETROBRAS, 2017, Polo Pré-sal da Bacia de Santos: A Consolidação de uma Infraestrutura Produtiva. *Petrobras. Relacionamento com Investidores*. Disponível em:  
<[www.investidorpetrobras.com.br/download/3657](http://www.investidorpetrobras.com.br/download/3657)>. Acesso em: 04 mar. 2017.

QUIROGA, G. P., 2016, *Uso de Gás Natural para produção de óleo diesel no Brasil a partir da rota gás-to-liquids: Estudo de viabilidade técnico-econômica usando reservas do Pré-sal*. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia - Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. São Paulo Disponível em:  
<<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-11112016-090137/pt-br.php>>.  
Acesso em: 15 nov. 2016.

SANT ANA, P. H. D. M.; JANNUZZI, G. D. M.; BAJAY, S. V., 2008, "Developing competition while building up the infrastructure of the Brazilian gas industry", *Energy Policy*. 308-317.

SHAPLEY, L., 1953, *A value for n-person games - Contributions to the Theory of Games, vol. II*. [S.l.]: Princeton University Press, v. 28, 307-317 p.

TAG, 2016, Relatório de Administração 2015. TAG, Rio de Janeiro. Disponível em:  
<<http://tag.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2A9753F7979C01552C22492F37AA>>. Acesso em: 25 nov. 2016.

TORRES FILHO, E. T. O Gasoduto Brasil-Bolívia: Impactos Econômicos e Desafios de Mercado. *REVISTA DO BNDES*, RIO DE JANEIRO, v. 9, n. 17, p. 99-116, jun. 2002. Disponível em:  
<[http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes\\_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1704.pdf](http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev1704.pdf)>.

TREBAT, N. M., 2003, *A Expansão da Indústria de Gás Natural: Uma Solução Térmica?* 2o Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Rio de Janeiro, p. 6 Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/8060.pdf>>. Acesso em: 13 dez 2016.