



ANÁLISE DOS NOVOS CONDICIONANTES DA OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL E A DEMANDA TERMELÉTRICA NO PRÓXIMO DECÊNIO

Gustavo Lamim Fuhrmann

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: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Rio de Janeiro

Março de 2016

ANÁLISE DOS NOVOS CONDICIONANTES DA OFERTA NACIONAL DE GÁS
NATURAL E A DEMANDA TERMELÉTRICA NO PRÓXIMO DECÊNIO

Gustavo Lamim Fuhrmann

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. Amaro Olímpio Pereira Junior, D.Sc.



Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.



Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida, D. Sc.



Dr. Jacqueline Barboza Mariano, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2016

Fuhrmann, Gustavo Lamim

Análise dos Novos Condicionantes da Oferta Nacional de Gás Natural e a Demanda Termelétrica no Próximo Decênio / Gustavo Lamim Fuhrmann. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

XIII, 104 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Junior.

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2016.

Referências bibliográficas: p. 96 - 104.

1. Geração Termelétrica a Gás Natural. 2. Setor Elétrico Brasileiro. 3. Mercado de Gás Natural Brasileiro. 4. Economia da Energia. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Dedico ao meu amigo Ivan Baltrunas.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me fazer capaz de realizar esta trajetória.

Em segundo lugar agradeço ao meu orientador, Amaro Olímpio Pereira Júnior pela paciência, atenção e dedicação ao meu trabalho. As sugestões e a crença no meu trabalho foram fundamentais para a realização do trabalho. Além do grande aprendizado acadêmico e profissional deste período cabe ressaltar o grande caminho pessoal que trilhei durante estes anos, algo impensável sem esta flexibilidade e confiança depositada em mim por ele.

Gostaria de agradecer a todos os professores e funcionários do Programa de Planejamento Energético da COPPE, especialmente à Sandrinha e ao Paulo. Além dos colegas, com os quais tive o prazer de conviver e que compartilhamos não só os deveres acadêmicos, mas experiências pessoais. Em especial: Ricardo Moreira, Rafael Cancelli, Raphael Motta e Bruno Cunha.

Agradecer principalmente aos meus pais, Rony e Ana Cristina, que me trouxeram a esse mundo, me educaram e buscam me apoiar continuamente em busca de meus objetivos. Pelos anos fora de casa, desde o início da graduação até o fim do mestrado, não poderia de agradecer à confiança depositada em mim por eles neste longo período. À minha irmã Maria Fernanda e familiares mais próximos, por entenderem principalmente a ausência e fazer dos momentos juntos grandes festas.

Agradecer também aos amigos que fiz ao longo da vida, desde os tempos de colégio, passando pela graduação e no mestrado, companheiros que partilharam das conquistas do dia-a-dia ao meu lado. Além destes, os amigos com os quais eu tive o prazer de morar junto ao longo desta caminhada, aprendendo a lidar com a distância de quem amamos. Enfim, todos que participaram, direta ou indiretamente, desta empreitada.

Por fim, gostaria de agradecer à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) pelo apoio financeiro, de vital importância para a conclusão do trabalho.

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

ANÁLISE DOS NOVOS CONDICIONANTES DA OFERTA NACIONAL DE GÁS NATURAL E A DEMANDA TERMELÉTRICA NO PRÓXIMO DECÊNIO

Gustavo Lamim Fuhrmann

Março/2016

Orientador: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Programa: Planejamento Energético

Com a introdução de novas fontes de energia variáveis (eólica, pequenas hidrelétricas e solar) na matriz elétrica brasileira, auxiliada pela grande diminuição da expansão de hidrelétricas com reservatório, faz surgir a necessidade de expansão de formas de geração que tenham capacidade de reserva. O estudo analisa a hipótese de que a expansão da geração termelétrica a gás natural será capaz de suprir esta capacidade de reserva. Para tanto, será investigada a disponibilidade de gás natural no país e a competitividade do combustível disponível, os fatores determinantes para que ocorra a expansão no atual modelo de contratação de energia. A análise da disponibilidade desmembrada em três partes: oferta, infraestrutura e acesso à infraestrutura. A análise da competitividade é realizada através de cálculos do custo de operação de empreendimentos termelétricos a gás natural, a partir de preços estimados do gás e variando a taxa de câmbio.

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

ANALYSIS OF NEW DETERMINANTS OF NATIONAL OFFER NATURAL GAS
AND THERMAL POWER DEMAND IN THE NEXT DECADE

Gustavo Lamim Fuhrmann

March/2016

Advisor: Amaro Olímpio Pereira Junior

Department: Energy Planning

With the introduction of new sources of variables energy (wind, small hydro and solar) in the Brazilian energy matrix, aided by the large decrease expansion of hydroelectric with reservoir raises the need to expand forms of generation that have reserve capacity. The study examines the hypothesis that the expansion of natural gas thermal power generation will be able to supply this reserve capacity. Therefore, the availability of natural gas in the country and the competitiveness of the available fuel will be investigated. The determining factors for the occurrence of expansion of the current energy. The analysis of the availability is dismembered into three parts: supply, infrastructure and access to infrastructure. Competitive analysis is performed by calculation operation cost of natural gas thermal power projects from estimated gas prices and varying exchange rate.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E A GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GÁS NATURAL.....	6
2.1 A MATRIZ DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	6
2.2 O ATUAL MODELO REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO NACIONAL	9
2.2.1. INSTITUIÇÕES DO NOVO MODELO.....	10
2.2.2. A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NO NOVO MODELO.....	11
2.2.3. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO.....	15
2.2.4. PARTICIPAÇÃO DAS FONTES INTERMITENTES NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	17
2.3 A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	18
2.4. A HIPÓTESE DA GERAÇÃO A GÁS NATURAL	21
2.5. A EVOLUÇÃO DA CONSTRUÇÃO DE UTES A GÁS NATURAL NO BRASIL	
28	
3. A DISPONIBILIDADE NACIONAL DE GÁS NATURAL	34
3.1. O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL	34
3.1.1. DEMANDA.....	35
3.2.1. OFERTA.....	36
3.2. MERCADO FUTURO	39
3.2.1. CENÁRIO DE DEMANDA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	39
3.2.1.1. A PREVISÃO DA DEMANDA TERMELÉTRICA NO BRASIL.....	42
3.2.2. OFERTA FUTURA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	43
3.2.2.1. A OFERTA DE GÁS NATURAL LIQUEFEITO.....	43
3.2.2.2. A PRODUÇÃO NACIONAL DE GÁS NATURAL.....	46
3.2.2.2.1. A CAPACIDADE DE OFERTA DE GÁS NATURAL NA MALHA INTEGRADA.....	46
3.2.2.2.2. OFERTA DE GÁS NATURAL NO MARANHÃO.....	49
3.2.2.2.3. OFERTA DE GÁS NATURAL NO AMAZONAS.....	50
3.2.2.3. A OFERTA DE GÁS BOLIVIANO	50
3.2.2.3.1. A OFERTA DE GÁS BOLIVIANO VIA GASBOL.....	50
3.2.2.3.2. A OFERTA DE GÁS BOLIVIANO VIA MATO GROSSO.....	54
3.2.2.4. A OFERTA DE GÁS ARGENTINO	55
3.3. O MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL NO PRÓXIMO DECÊNIO ...	56

3.4. INFRAESTRUTURA.....	60
3.5. O ACESSO À INFRAESTRUTURA DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL .	67
3.5.1. A QUESTÃO REGULATÓRIA	67
4. A COMPETITIVIDADE DO GNL NO BRASIL.....	73
4.1. A PRECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL NO BRASIL	73
4.3. ESTIMATIVAS CUSTOS DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A GNL.....	82
4.3.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE.....	84
4.4. ANÁLISE DE COMPETITIVIDADE DO GNL	88
5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolução da Geração Elétrica Não-Hidráulica no Brasil.....	1
Figura 2: Evolução da Geração Elétrica no Brasil.	3
Figura 3: Consumo de Gás Natural com Finalidade Termelétrica.	4
Figura 4: Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2015.	7
Figura 5: Sistema Interligado Nacional.	8
Figura 6: Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.	10
Figura 7: Esquema de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.	12
Figura 8: Contratação Regular de Energia pelas Distribuidoras no ACR.	12
Figura 9: Problema do Planejamento da Expansão.	16
Figura 10: Diminuição da Capacidade de Regularização dos Reservatórios Brasileiros.	19
Figura 11: Energia Elétrica Gerada a partir de Hidrelétricas no Brasil.....	19
Figura 12: Matriz de Energia Elétrica no Brasil em 2023.....	20
Figura 13: Tempos de Partida de Tecnologias Termelétricas.	25
Figura 14: Disponibilidade de Geração versus CVU.	27
Figura 15: Forma de Atendimento da Demanda Nacional de Gás Natural.	34
Figura 16: Oferta de Gás Natural Importado, segundo País Exportador.....	35
Figura 17: Média Diária de Consumo de Gás Natural no Brasil, por setor.....	36
Figura 18: A Infraestrutura de Importação de Gás Natural no Brasil.	37
Figura 19: Oferta de Gás Natural Importado, segundo Tipo de Transporte.....	39
Figura 20: Previsão de Consumo Total de Gás Natural no Brasil.....	40

Figura 21: Previsão da Demanda Nacional de Gás Natural no Próximo Decênio.	41
Figura 22: Demanda Ocorrida e Demanda Prevista de Gás Natural no Brasil, 2006 a 2023.	41
Figura 23: Demanda Termelétrica Ocorrida e Demanda Termelétrica Prevista de Gás Natural no Brasil, de 2006 a 2023.	42
Figura 24: Capacidade de Regaseificação Nacional, por localidade.	44
Figura 25: Porcentagem de Importação de Gás Natural via GNL.	44
Figura 26: Previsão da Capacidade de Importação de Gás Natural via GNL no Brasil.	45
Figura 27: Evolução da Produção Nacional de Gás Natural no Brasil.	46
Figura 28: Estimativas de Produção Bruta de Gás Natural no Brasil.	48
Figura 29: Estimativa de Produção Líquida de Gás Natural no Brasil.	48
Figura 30: Mapa do Gasoduto Brasil-Bolívia.	51
Figura 31: Volume de Gás Contratado versus Gás Transportado.	54
Figura 32: Volume de Gás Transportado versus Capacidade Operacional.	55
Figura 33: Cenário Padrão de Oferta e Demanda de Gás Natural.	57
Figura 34: Cenário 1.	58
Figura 35: Cenário 2.	59
Figura 36: Cenário 3.	60
Figura 37: Evolução da Malha de Gasodutos no Brasil.	62
Figura 38: A Infraestrutura da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil.	63
Figura 39: A Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil.	63
Figura 40: Principais Pontos de Destaque da Lei do Gás.	68
Figura 41: Acesso aos Gasodutos de Transporte.	70
Figura 42: Preços do Gás Natural no Brasil.	74
Figura 43: Preços do Gás Natural no Brasil.	75
Figura 44: Preços do Gás Natural e Óleos Marcadores no Mundo.	76
Figura 45: Estimativas de Preço do GNL no Brasil.	81
Figura 46: Estimativas de Preço do GNL no Brasil nos próximos 5 anos.	82
Figura 47: Cotação do Dólar no Período de Janeiro de 1996 a Janeiro de 2016.	86
Figura 48: Projeção do Dólar no Período de Junho de 2016 a outubro de 2017.	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fatores de Emissão por Combustível.	26
Tabela 2: Quadro Comparativo.	27
Tabela 3: Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação no Brasil até 2005.....	29
Tabela 4: Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação no Brasil até 2015.....	32
Tabela 5: Contratos de Transporte e Volumes Transportados.	53
Tabela 6: Extensão de Gasodutos de Transporte no Brasil.	61
Tabela 7: Capacidade e Localização de Processamento de Gás Natural no Brasil.	65
Tabela 8: Estimativas de Preço do GNL no Brasil em 2020.	81
Tabela 9: Variáveis de Cálculo do CVU.	84
Tabela 10: Estimativas de CVU de Geração Termelétrica a Gás de 2015 a 2019.	84
Tabela 11: Estimativas de Cenários de CVU de Geração Termelétrica a Gás Ciclo Aberto de 2015 a 2019.	87
Tabela 12: Estimativas de Cenários de CVU de Geração Termelétrica a Gás Ciclo Fechado de 2015 a 2019.	88
Tabela 13: Cenários de CVU de Ciclo Aberto Menores que R\$ 250,00 /MWh.	89
Tabela 14: Cenários de CVU de Ciclo Fechado Menores que R\$ 250,00 /MWh.	90

LISTA DE SIGLAS

ACL – Ambiente de Comércio Livre

ACR – Ambiente de Comércio Regulado

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

BG – *British Gas*

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BP – *British Petroleum*

CBM – *Coal Bed Methane*

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEG – Companhia Estadual de Gás

CEPEL – Centro de Pesquisa de Energia Elétrica

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética
EUA – Estados Unidos da América
GASEB – Gasoduto Bahia-Sergipe
GASENE – Gasoduto de Integração Sudeste Nordeste
GASBOL – Gasoduto Brasil-Bolívia
GTB – Gás Transboliviano
GE – *General Electric*
GNL – Gás Natural Liquefeito
GNV – Gás Natural Veicular
GW – Giga Watt
ICB – Índice Custo-Benefício
ICMS – Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação
IEA – *International Energy Agency*
IGN – Indústria de Gás Natural
IGU – *International Gas Union*
IPVA – Imposto Sobre a Propriedade de Veículos Automotivos
LUBNOR – Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste
MAE – Mercado Atacadista de Energia
MESSAGE – *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*
MIPE – Modelo Integrado de Planejamento Energético
MME – Ministério de Minas e Energia
MSR – Modelo de Projeção de Demanda Residencial de Energia
ONS – Operador Nacional do Sistema
PDE – Plano Decenal de Expansão da Energia
PDET – Plano Determinativo de Expansão da Transmissão
PEMAT – Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
PIE – Produtor Independente de Energia
PND – Plano Nacional de Desestatização
PPT – Programa Prioritário de Termelétricas
REDUC – Refinaria Duque de Caxias
RPBC – Refinaria Presidente Bernardes - Cubatão

SEB – Setor Elétrico Brasileiro
TAG – Transportadora Associada de Gás
TBG – Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil
TCO – *Transportation Contract Option*
TCQ – *Transportation Contract Quantity*
TCX – Contrato de Transporte Adicional
TSB – Transportadora Associada de Gás
UPGN – Unidade de Processamento de Gás Natural
UTE – Usina Termelétrica
YPFB – *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Boliviano*

1. Introdução

A crescente necessidade pela busca de novas fontes de energia, em especial as renováveis, é global. Com a introdução de novas tecnologias baseadas na energia contida nos ventos e na radiação solar, os governos do mundo inteiro se viram obrigados a encarar o problema da variabilidade no seu sistema de geração. A busca por novas fontes de energia ocorre tanto nos países desenvolvidos, que já apresentam um patamar equilibrado na demanda de energia quanto em países em desenvolvimento, onde esta ainda é crescente.

Neste quadro, e por apresentar grande potencial de crescimento da demanda por energia elétrica, o Brasil se enquadra no segundo grupo de países. Com um sistema elétrico fundamentado em usinas hidrelétricas de grandes reservatórios de regularização das vazões afluentes (capacidade instalada de 61,2%; ANEEL, 2016), que operam na base do sistema, complementadas pela geração termelétrica, a entrada de novas fontes renováveis tende a mudar a estrutura da geração elétrica nacional.

Além da entrada de novas fontes renováveis de energia, como a eólica, pequenas centrais hidrelétricas e energia solar, o país precisou lidar com a recente crise hidrológica iniciada a partir de 2010, e agravada a partir de 2012, que não se reflete apenas no abastecimento de água de determinadas regiões, mas também na capacidade de geração e de armazenamento de energia elétrica no país. A Figura 1 mostra a evolução do percentual da geração não-hidráulica no país.

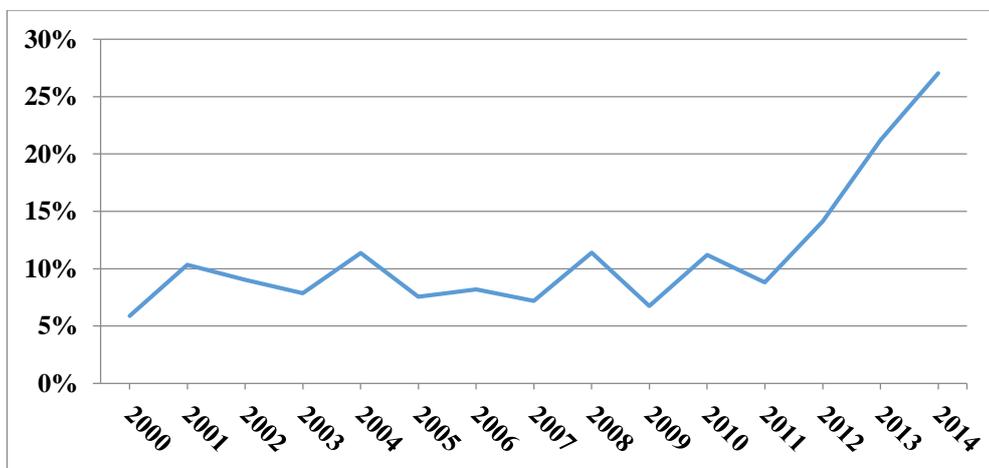


Figura 1: Evolução da Geração Elétrica Não-Hidráulica no Brasil.

Fonte: ONS, 2015a.

Como se pode observar na Figura 1, durante a primeira década do século XXI, a geração hidroelétrica em poucas ocasiões foi menor que 90% da geração total. A partir de 2010, e principalmente de 2012, houve uma diminuição brusca da geração hidráulica, que chegou ao menor patamar de sua história, fornecendo apenas 73% da energia elétrica do país (ONS, 2015b).

Ainda que a situação enfrentada a partir de 2012 seja conjuntural, ao que tudo indica o Brasil está passando por uma transição energética, e, no futuro, o setor elétrico não poderá ser tão dependente da geração hidráulica, apesar da expectativa de que ela continue por muito tempo sendo a mais importante forma de geração. O planejamento do setor elétrico prevê uma expansão de 70 GW de 2013 para 2023. Destes, 31 GW seriam provenientes de hidrelétricas, 9 GW de termelétricas e 30 GW de outras fontes renováveis, como eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas e usinas térmicas movidas a biomassa (EPE 2014a).

A partir do planejamento proposto pelo Governo Federal, pode-se verificar que ainda haverá grandes investimentos em usinas hidrelétricas e em fontes renováveis. Uma maior inserção de fontes renováveis na matriz elétrica traz impactos que precisam ser estudados, pois a variabilidade da geração (eólica e solar) e os atrasos na entrada em operação (usinas termelétricas e biomassa) devem ser considerados.

Para atravessar este período de transição energética no Brasil, a flexibilidade do sistema de geração elétrica será essencial para se adequar a variabilidade das novas fontes de geração. E devido à impossibilidade de o incremento na flexibilidade se dar, no curto prazo, por meio da geração hidrelétrica, as usinas termelétricas deverão exercer este papel. A Figura 2 ilustra o aumento da importância da geração termelétrica no país.

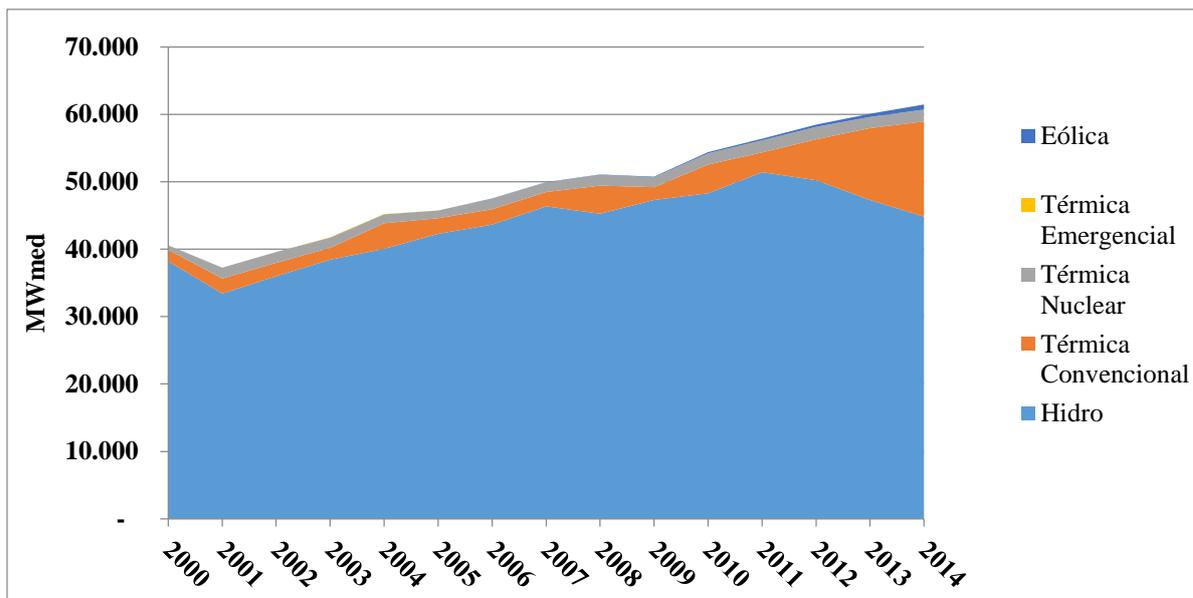


Figura 2: Evolução da Geração Elétrica no Brasil.

Fonte: ONS, 2015a.

Em KLIMSTRA (2011), é possível observar como foram as experiências de inserção de fontes renováveis em algumas regiões, como: a Dinamarca, a Espanha e o sul da Austrália. De acordo com as características de cada país e de sua matriz elétrica, soluções são propostas para se adequar ao aumento da variabilidade na geração.

Para a geração de energia na ponta¹ e para atender a demanda nos momentos de variabilidade das fontes renováveis, deve-se utilizar usinas flexíveis. Como mostrado em CAVADOS (2015), num futuro com mais geração eólica complementando a hidrelétrica, as usinas que agregam flexibilidade operativa ao sistema ganharão destaque. O conceito de usina flexível é o de uma usina interligada ao sistema remunerada para estar à disposição do operador quando o despacho for necessário e solicitado. Fisicamente, usinas flexíveis são aquelas que possuem capacidade de reserva para gerar energia quando as outras fontes prioritárias do sistema não puderem operar, preferencialmente, entrando em operação forma rápida. Em geral, são as usinas termelétricas ou usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização que desempenham o papel de conferir flexibilidade ao sistema.

As usinas termelétricas a gás natural apresentam características que possibilitam que elas desempenhem este papel. Dentre as usinas de termelétricas a gás natural, as usinas

¹ A “ponta” se refere ao momento de máxima demanda, enquanto o termo “base” se refere à demanda média.

que utilizam a tecnologia de ciclo aberto são as mais flexíveis, por terem rápida possibilidade de entrada/saída em/de operação, capacidade de operação com cargas parciais, modularidade².

Com o aumento da participação da termoeletricidade a gás natural verificada a partir de 2012, o consumo de gás natural com a finalidade energética aumentou de forma considerável no país. Um dado que explica a esse aumento da geração termelétrica no país é a diminuição da energia acumulada nos reservatórios de usinas hidrelétricas no país.

Nesse momento, a partir da primavera de 2012, verificou-se um período atípico de secas nas regiões sudeste e nordeste, regiões onde está localizada a maior parte das usinas hidrelétricas dotadas de grandes reservatórios de regularização no país. De acordo com o planejamento da operação, a otimização da produção de energia em momentos de diminuição de água acumulada nos reservatórios se dá através do acionamento das usinas termelétricas nacionais. A Figura 3 mostra esta evolução do consumo de gás natural com finalidade termelétrica, destacando o crescimento da demanda a partir de 2012.

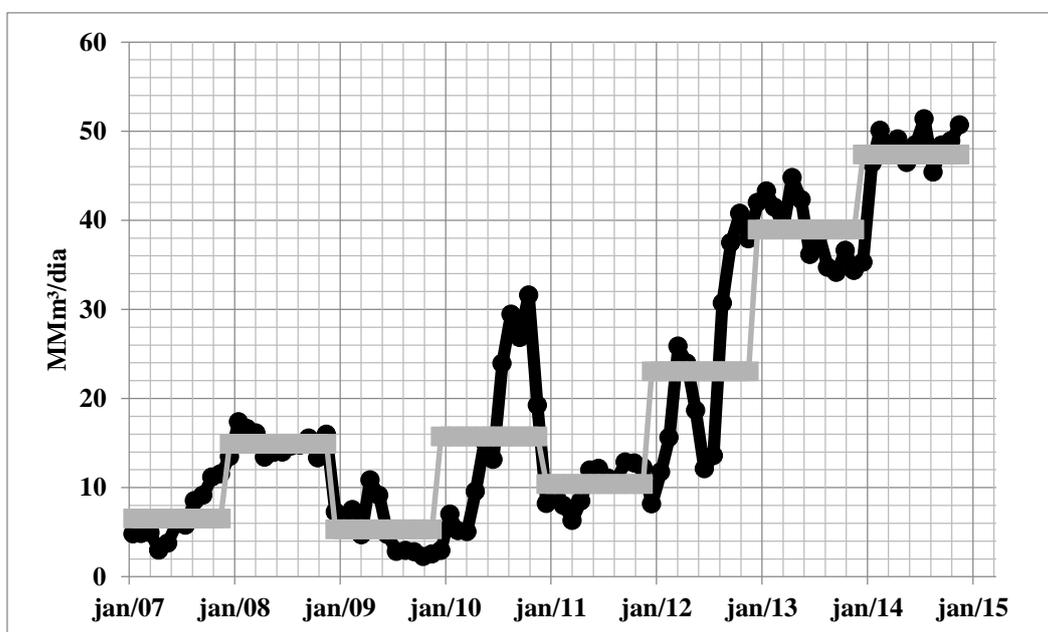


Figura 3: Consumo de Gás Natural com Finalidade Termelétrica.

Fonte: MME, 2015.

² Modularidade é a capacidade de uma usina entrar em operação ou sair de operação ao longo do dia, sem acarretar em problemas operacionais.

Em tal contexto, se apresenta uma importante questão: será possível basear a expansão de fontes de geração flexível na geração termelétrica a gás natural? O objetivo deste trabalho é responder a esta pergunta a partir da análise da disponibilidade e da competitividade do gás natural no Brasil para a expansão da geração termelétrica.

A metodologia utilizada foi uma análise de disponibilidade e competitividade do gás natural no Brasil. A análise da disponibilidade do energético foi dividida em três partes: oferta, infraestrutura e acesso à infraestrutura. Após esta primeira análise, foi feita uma análise de custos da fonte de gás natural disponível, visando determinar sua competitividade nos futuros leilões de energia nova.

A dissertação está estruturada em cinco capítulos, sendo o primeiro esta Introdução. O segundo capítulo faz uma revisão bibliográfica sobre o setor elétrico brasileiro e a geração termelétrica, com foco na geração a gás natural. Trata ainda sobre a mudança na matriz de geração elétrica pela qual o país passa.

O terceiro capítulo traz uma discussão sobre a disponibilidade de oferta do gás natural nos próximos anos, avaliando-se o mercado, a infraestrutura e a regulação do setor. O quarto capítulo apresenta uma análise de competitividade do GNL para a geração termelétrica a gás natural, visto que esta seria a opção identificada no capítulo anterior como sendo a mais disponível para a expansão termelétrica. Por fim, o quinto e último capítulo apresenta as conclusões do presente trabalho considerando as limitações da metodologia utilizada e propõe recomendações para estudos futuros.

2. O Setor Elétrico Brasileiro e a Geração Termelétrica a Gás Natural

Este capítulo discorre sobre o Setor Elétrico brasileiro e temas como a matriz energética elétrica do país, o Sistema Interligado Nacional, o modelo regulatório do setor e o planejamento da expansão do setor. Além disso, traz discussões sobre a transição energética e a geração termelétrica a gás natural no Brasil.

2.1 A Matriz de Geração de Energia Elétrica no Brasil

O Sistema Elétrico Brasileiro possui uma potência instalada de 135 GW, incluindo sistemas isolados e autoprodução de energia. Desses, 90 GW são provenientes de usinas hidrelétricas, correspondendo a 66% de toda a potência instalada. Em segundo lugar na geração de energia, aparecem as usinas termelétricas, com 38 GW de capacidade instalada e uma participação de 28% na potência total. Juntas, as duas representam 92% da capacidade instalada do país (ANEEL,2015).

Em 1999, último ano antes da criação do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT) no país, a participação das usinas hidrelétricas na geração de energia elétrica do Brasil era de 86,5% e a das usinas termelétricas de 12,5%, totalizando 100% da potência instalada no país nesse ano (EPE, 2013c). O sistema era predominantemente hidrelétrico, sendo complementado pela geração termelétrica. A partir de 2012, a geração eólica e a solar fotovoltaica passaram, também, a atuar na complementação da geração hidráulica (EPE, 2013b).

A participação das fontes intermitentes de geração de energia elétrica ainda é pequena, mas tende a aumentar em médio e longo prazo. Tal aumento deve trazer mudanças significativas no sistema elétrico brasileiro, tornando necessário o estudo das consequências de sua inserção nesse. A Figura 4 mostra a o atual panorama de capacidade instalada para geração elétrica no Brasil, de acordo com o tipo.

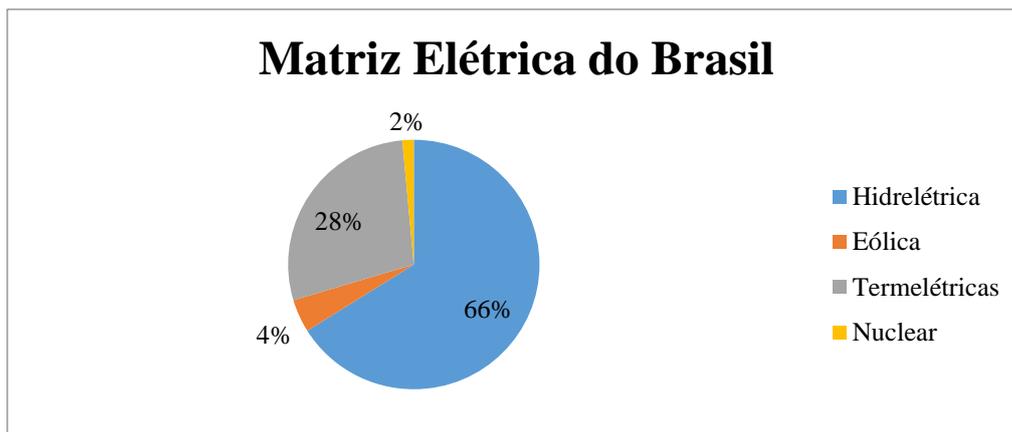


Figura 4: Capacidade Instalada de Geração de Energia Elétrica no Brasil em 2015.

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANEEL, 2015.

Para o país poder usufruir da sazonalidade inerente a cada região do grande território nacional, é necessária uma rede de transmissão de energia elétrica de dimensões continentais. Esta rede é conhecida como o Sistema Interligado Nacional (SIN), que cobre grande parte do território nacional, conectando todas as capitais estaduais, menos Boa Vista. A Figura 5 ilustra o SIN.

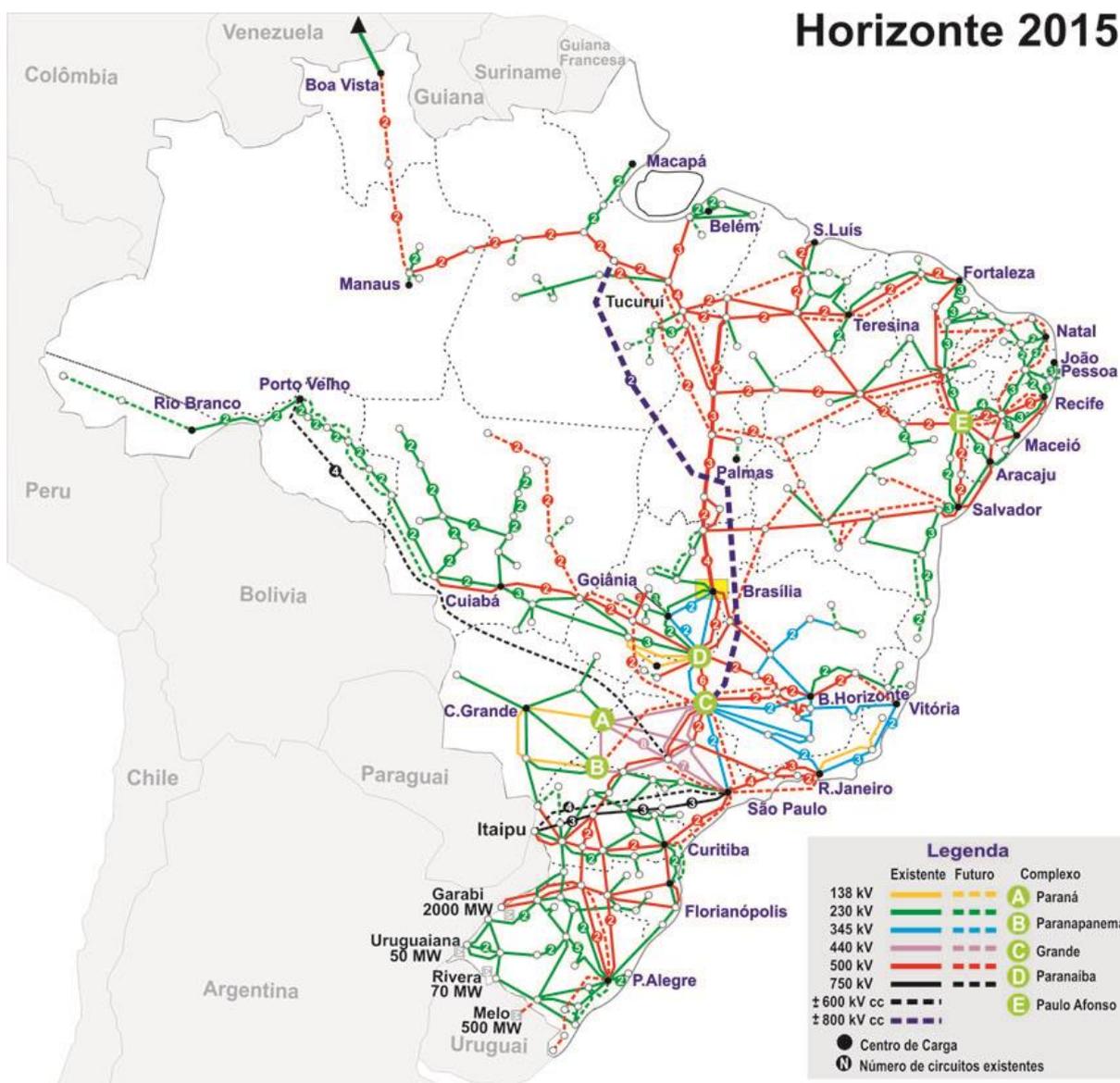


Figura 5: Sistema Interligado Nacional.

Fonte: ONS, 2015b.

O SIN é dividido em quatro grandes regiões: Sul (S), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte Interligado (N). Essas regiões concentram a grande maioria da população brasileira. A região Norte não é totalmente interligada, pois a interconexão, em função das distâncias, se torna complexa e custosa, sendo a geração de energia local feita principalmente através da geração termelétrica a diesel (ONS, 2015b).

Apesar de poder capturar as sazonalidades regionais, como o encerramento das chuvas na região sudeste e início das chuvas nas regiões norte e sul, a interconexão de regiões distantes por longas linhas de transmissão pode tornar o sistema mais frágil e vulnerável a falhas de equipamentos ou até mesmo eventos da natureza (SCHMIDT, 2014). Além

da conexão inter-regional no país, o Brasil está conectado a outros países sul-americanos. São eles Venezuela, Paraguai, Uruguai e Argentina.

2.2 O Atual Modelo Regulatório do Setor Elétrico Nacional

A primeira reforma do Setor Elétrico no Brasil, em sintonia com o pensamento mundial da época, através do modelo neoliberal, visava diminuir a influência do Estado neste setor e promover o investimento privado. Os marcos regulatórios dessa reforma foram as Leis nº 8.987 e nº 9.074 de 1995. Na esteira do Plano Nacional de Desestatização e atendendo às reivindicações de tal reforma, as privatizações foram iniciadas com as empresas distribuidoras de energia elétrica. Com o Estado saindo do controle do Setor, a Lei nº 9.427/1996 instituiu a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, dotada de autonomia decisória e financeira, que tem como finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Após a crise energética do início dos anos 2000, foi realizada a segunda reforma regulatória do Setor. Os principais objetivos do novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável; promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados; assegurar a estabilidade do marco regulatório, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; promover a inserção social por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento (MME, 2013).

A pressuposta eficiência econômica através da competição e a expansão por conta unicamente do setor privado, presentes nas premissas básicas da reforma não ocorrem na prática. Houve, na verdade, um descompasso entre as taxas de crescimento do consumo e da expansão da capacidade (JARDIM, 2013).

Os marcos regulatórios da segunda reestruturação do setor elétrico são do ano 2004, e foram estabelecidos pelas Leis nº 10.847 e nº 10.848 e pelo Decreto nº 5.163. Esse novo modelo definiu a criação de duas novas instituições: a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, responsável pelo planejamento do setor energético e o Comitê de Monitoramento do setor Elétrico – CMSE, com a função de avaliar permanentemente a

segurança do suprimento de energia elétrica; a CCEE – Câmara de Comercialização da energia elétrica, instituição cuja função era dar continuidade às atividades do MAE - Mercado Atacadista de Energia Elétrica, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado. A Figura 6 ilustra a nova estrutura institucional do setor.

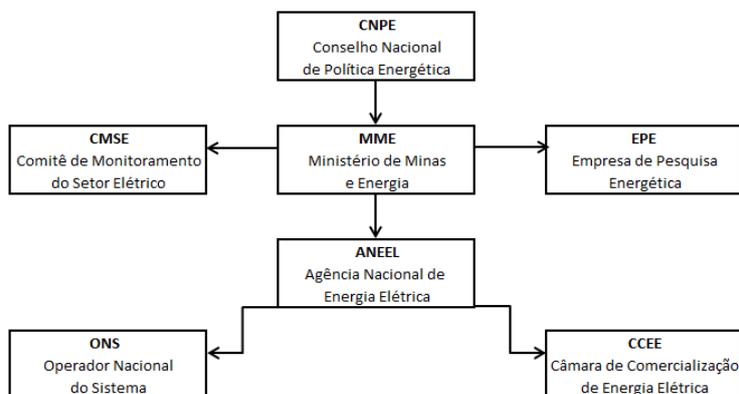


Figura 6: Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.

Fonte: Elaboração própria.

2.2.1. Instituições do Novo Modelo

Diversas instituições compõem o atual modelo do setor elétrico brasileiro, que, em termos hierárquicos, começa com o CNPE, criado pela Lei nº 9.478/1997. O Conselho Nacional de Política Energética é um órgão interministerial de assessoramento a Presidência da República, cuja função é propor políticas nacionais e diretrizes do setor de energia. Cabe, ainda, destacar como suas funções, a revisão da matriz energética nacional, a definição de uma política de aproveitamento dos recursos naturais e estabelecer diretrizes de programas específicos.

O Ministério de Minas e Energia é responsável pela condução das políticas energéticas, formulação, planejamento e implementação de ações do Governo Federal, representando a União. É o órgão executivo do governo federal no que concernem os assuntos supracitados.

Coordenado diretamente pelo Ministério de Minas e Energia, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, acompanha e avalia a continuidade e a segurança do suprimento elétrico no país.

A EPE é uma empresa pública federal, subordinada ao MME, que tem o objetivo de realizar o planejamento energético brasileiro e realizar estudos no setor. Os principais temas desses estudos são a matriz energética de curto, médio e longo prazo e o planejamento integrado dos recursos energéticos. Além disso, a empresa subsidia a formulação, o planejamento e a implementação das ações do MME, no âmbito da política energética nacional, e planeja a expansão do sistema de geração e transmissão (EPE, 2016).

A Agência Nacional de Energia Elétrica é uma autarquia federal vinculada do MME (mas não subordinada a esse) com o poder de mediar, regular e fiscalizar as atividades de todos os segmentos do setor elétrico (geração, transmissão, distribuição e comercialização) de acordo com as políticas e diretrizes nacionais, visando o desenvolvimento e o equilíbrio do mesmo.

O ONS – Operador Nacional do Sistema, é uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle do SIN. É responsável pela operação física do sistema e pelo despacho centralizado, não competindo questões comerciais ao órgão, função desempenhada pela CCEE.

A CCEE é a entidade responsável pela comercialização de energia elétrica no país. Administra os contratos de compra e venda de energia, assim como sua contabilização e liquidação financeira.

2.2.2. A Contratação de Energia no Novo Modelo

Após a segunda reforma do setor, ocorreram importantes modificações no que diz respeito ao comércio de energia elétrica. Foram criados dois ambientes de comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Os geradores podem celebrar contratos nos dois ambientes, de acordo com as características dos compradores. No ACR, se encontra o consumidor cativo, os preços são regulados, resultantes de leilões de compra de energia. A CCEE administra as tarifas e faz a contabilização e liquidação das diferenças contratuais de curto prazo. No ACL estão os consumidores livres e os comercializadores de energia, os contratos são pactuados entre esses e os geradores bilateralmente, sem interferência da CCEE.

A Figura 7 esquematiza a comercialização após a segunda reforma. Cabe destacar que os setores de transmissão e distribuição de energia elétrica se mantêm como Monopólio Natural³.

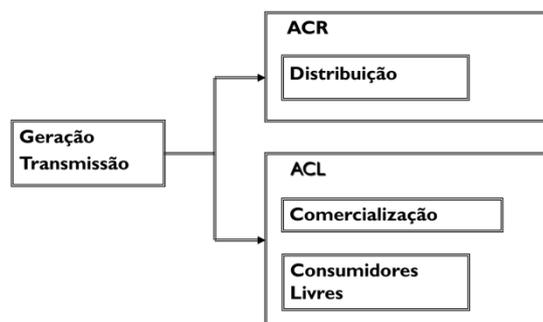


Figura 7: Esquema de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.

Fonte: PEREIRA JUNIOR, 2005.

A contratação de energia no ACR ocorre através de leilões realizados pela EPE, essa pode se dar por três maneiras: contratação de novos empreendimentos de geração, contratação de geração existente e contratação de ajuste. Os leilões são baseados nos estudos de demanda da EPE, levando-se em consideração os estudos realizados pelas distribuidoras. A Figura 8 ilustra os diferentes tipos possíveis de contratação dos distribuidores no ACR, de acordo com a sequência temporal dessas contratações.

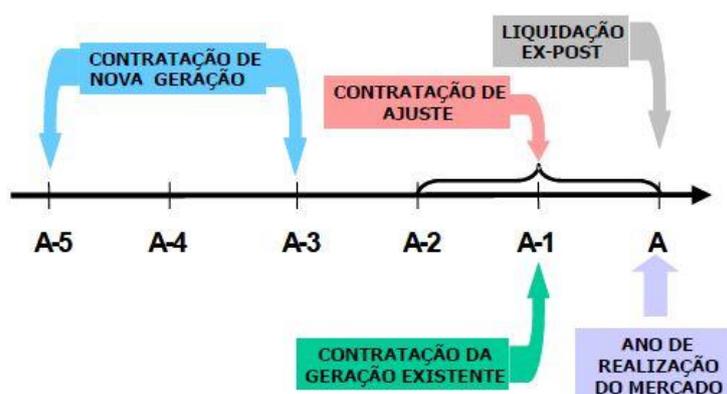


Figura 8: Contratação Regular de Energia pelas Distribuidoras no ACR.

Fonte: MME, 2003.

A contratação da nova geração é implementada por licitações com cinco e três anos de antecedência (A-5 e A-3, respectivamente), em relação ao ano da realização, com base

³ Monopólio Natural ocorre quando uma única empresa atende ao mercado por um custo médio menor do que duas ou mais empresas.

nas projeções de demanda realizadas pelas distribuidoras em conjunto com a EPE. A contratação A-5 é incentivada, pois se entende que projetos com maior prazo de maturação possuem custos de geração menores, o que pode baratear as tarifas em longo prazo, já que os investimentos terão mais tempo para serem amortizados (MME, 2003).

A contratação de ajuste, com antecedência de até dois anos (pode estar em A-2, A-1 e A), é realizada por meio de contratos bilaterais entre as distribuidoras e as geradoras. Os contratos são específicos para cada distribuidora, com parcela de mercado não coberta pela contratação em A-3 e têm duração máxima de dois anos.

A contratação de geração existente (A-1) visa ao atendimento da carga existente de concessionárias e é feita por meio de leilões. Os contratos terão no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração, para início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao ano do leilão (MME, 2003).

No ACL, conforme citado anteriormente, os contratos de energia são livres. Os agentes devem pactuar preços, prazos, volumes, cláusulas de *hedge*⁴ e outros critérios nos contratos bilaterais.

De acordo com o Decreto Federal nº 5.163, de 30/7/2004, que regulamentou dispositivos da Lei nº 10.848, de 15/3/2004, fica estabelecido que a ANEEL irá promover os leilões de contratação de energia por modalidade contratual. Estas são duas: contratação por quantidade de energia (o gerador será remunerado apenas pela energia que gerar e entregar ao sistema, assumindo os riscos hidrológicos) e contratação por disponibilidade de energia (o gerador recebe uma remuneração fixa para estar disponível para gerar a energia quando for solicitado; o risco hidrológico é assumido pelo agente comprador).

Na contratação de energia por disponibilidade, não é simples definir o preço de lance nos leilões, pois o preço do megawatt-hora gerado depende do fator de carga da usina operada (ACENDE, 2012). Desta forma, foi criado um índice para determinar o vencedor de um leilão, o Índice Custo-Benefício (ICB). O ICB é definido como a razão entre o custo total do empreendimento e seu benefício energético.

⁴ As cláusulas de *hedge* são cláusulas de proteção, buscando proteger das oscilações de preço tanto o comercializador quanto o consumidor.

O cálculo do ICB considera as seguintes variáveis: a configuração do parque gerador vigente; os cenários hidrológicos plausíveis, dado o histórico; o CVU declarado pelo empreendedor no processo de habilitação técnica e sua trajetória futura com base em projeções dos indicadores utilizados para indexar o CVU; o padrão sazonal de produção de energia esperado do empreendimento; o custo fixo (a Receita Fixa) da usina definida pelo lance do empreendedor nos leilões de energia; e a projeção da carga (ACENDE, 2012).

O ICB é definido matematicamente pela função:

$$ICB = \frac{\text{Custos Fixos} + E(\text{Custo de Operação}) + E(\text{Custo Econ. Curtoprazo})}{\text{Garantia Física}}$$

Os Custos Fixos representam a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento de geração. É a receita requerida pelo investidor de forma a cobrir o custo total de implantação do empreendimento. Nos empreendimentos termelétricos o principal custo fixo é o custo do combustível associado ao nível de inflexibilidade operativa⁵.

A Garantia Física é a quantidade máxima de energia que uma usina geradora pode comercializar. O Custo Econômico de Curto Prazo é dado pela diferença entre a produção de energia esperada da usina em cada período e sua Garantia Física. Utiliza-se o valor esperado desta variável no cálculo do ICB, pois ele é baseado na estimativa futura dos cenários hidrológicos da EPE para o período, assim como ocorre com o Custo de Operação.

O Custo de Operação é uma função não é apenas do CVU, mas também de sua variação futura indexada e principalmente da inflexibilidade da usina. O ICB é, portanto, uma estimativa do quanto irá custar a energia para o comprador (agente distribuidor), durante o prazo de vigência do contrato por disponibilidade de energia (EPE, 2011c). Pode se dizer ainda, que o ICB é uma combinação entre a Renda Fixa e o CVU do empreendimento (ACENDE, 2012).

⁵ Inflexibilidade operativa da usina é o montante o mínimo de energia que deve ser gerado obrigatoriamente e que não está sujeito, portanto, à regra do despacho da ONS.

A Renda Fixa é a renda que o gerador irá receber para gerar na base, a energia correspondente à sua inflexibilidade declarada. A usina será sempre despachada pelo sistema, de acordo com a sua inflexibilidade. Caso a ordem de mérito do despacho alcance o valor do CVU declarado pela usina quando do leilão, esta usina irá gerar um percentual ou toda a sua capacidade flexível e será remunerada pelo valor de seu CVU.

O atual modelo de contratação de energia por disponibilidade privilegia a contratação de energia inflexível das usinas flexíveis, sendo esta parcela muito mais importante na determinação das receitas e do lucro do empreendimento do que a geração flexível. Quanto mais inflexível, maior será a Renda Fixa da usina. Neste modelo, o CVU do empreendimento se torna menos importante do ponto de vista financeiro, pois a geração flexível assume caráter secundário.

Por outro lado, numa usina 100% flexível, não haveria Renda Fixa, mas apenas a parcela variável do empreendimento. Neste modelo, um menor CVU tornaria a usina mais despachada e, por conseguinte, sendo as receitas inteiramente dependente dos despachos. Do ponto de vista do sistema este seria o ideal, porém, do ponto de vista do empreendedor, este sistema não precificaria o alto risco envolvido no negócio.

2.2.3. O Planejamento da Expansão

O Planejamento da Expansão tem por objetivo determinar uma estratégia de implantação de projetos que atendam à previsão de demanda de energia, minimizando os custos de investimento e futuros custos de operação, além das interrupções de serviços. Pode-se, ainda, dizer que os estudos de Planejamento da Expansão caracterizam-se por duas atividades distintas: o dimensionamento das fontes de geração e a determinação do programa de expansão do sistema (KAZAY, 2001).

O problema inerente à expansão da geração passa pela decisão de usar hoje ou no futuro os recursos financeiros disponíveis para investir em uma nova usina que aumente capacidade instalada do sistema elétrico. Se o agente econômico investir hoje, abrem-se duas possibilidades: caso a taxa de crescimento da demanda seja alta, como o investimento foi feito, essa demanda será atendida; mas, caso a taxa de crescimento da demanda seja baixa, haverá capacidade ociosa. Na hipótese do agente não investir e a taxa de crescimento da demanda seja alta, haverá racionamento, pois a oferta não será capaz de atender toda a demanda. Se o agente não investir e a taxa for baixa, a demanda

será atendida sem o investimento (TOLMASQUIM, 2011). A Figura 9 ilustra o que foi descrito acima.

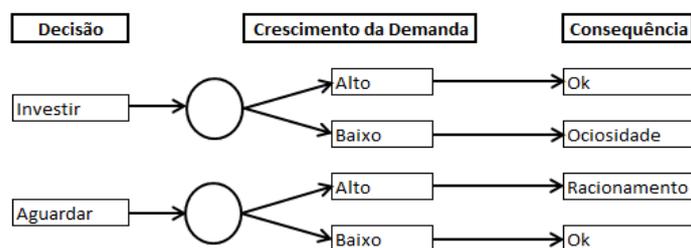


Figura 9: Problema do Planejamento da Expansão.

Fonte: Elaboração própria.

Para entender a lógica do planejamento nacional é necessário se compreender o SIN. O sistema elétrico brasileiro é complexo e apresenta algumas características que o tornam único no mundo:

- (i) organização institucional complexa, em função das dimensões continentais do Brasil, das diferenças regionais e da necessidade de participação dos diferentes agentes públicos e privados;
- (ii) sistema majoritariamente hidrelétrico, com predominância de usinas dotadas de reservatórios de regularização;
- (iii) sistemas de transmissão com grandes distâncias entre as usinas geradoras e os principais centros de consumo;
- (iv) possibilidades de conexões inter-regionais com aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias (VILA, 2009).

Por apresentar essa combinação única de características, o Planejamento da Expansão do Brasil se dá em três níveis (curto, médio e longo prazo). Dessa forma, é possível trabalhar com diferentes níveis de incerteza e agregação da modelagem. Quanto maior o prazo, maior o nível de incerteza. O longo prazo é definido como aproximadamente trinta anos. As definições deste horizonte revelam as principais linhas de pensamento para o Planejamento da Expansão, fixando, em função da composição esperada do parque gerador, as capacidades estimadas dos troncos de transmissão e o

desenvolvimento de processos tecnológicos e industriais, as metas para o programa de expansão de médio prazo (KAZAY, 2001).

A EPE, elabora dois estudos de longo prazo, o Estudo de Evolução da Matriz Energética e o Plano Nacional de Energia (PNE)⁶. O curto e o médio prazo são pensados num horizonte de dez anos. Neste horizonte a EPE elabora o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE)⁷ e o Programa de Expansão da Transmissão (PET)⁸.

O planeamento visa à expansão do sistema energético, de forma a atender as demandas do sistema, com um custo mínimo e qualidade de suprimento. Pode ser também considerado um planeamento de ajuste das definições de longo prazo, em face das variações conjunturais, como mudanças das previsões do mercado, atrasos nos cronogramas de obras e restrições dos recursos financeiros (KAZAY, 2001).

2.2.4. Participação das Fontes Intermitentes na Geração de Energia Elétrica no Brasil

A energia eólica vem ganhando cada vez mais importância na geração de energia elétrica no Brasil nos últimos anos, seguindo uma tendência mundial. Com a entrada de

⁶ O Plano Nacional de Energia – PNE é um estudo de planeamento integrado dos recursos energéticos realizado no âmbito do Governo brasileiro, sendo conduzido pela EPE em estreita vinculação com o MME. O PNE tem uma perspectiva em longo prazo, abrangendo um horizonte na ordem de 25 a 30 anos.

O PNE fornece os subsídios para a formulação de uma estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável com vistas ao atendimento da evolução da demanda, incorporando as perspectivas de evolução tecnológica nos diversos setores energéticos. Abrange não somente a questão da energia elétrica, como também os demais energéticos, notadamente petróleo e seus derivados, gás natural e biocombustíveis, contemplando ainda uma análise socioambiental da infraestrutura de oferta de energia.

⁷ O Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE é um documento publicado anualmente pelo MME, a partir dos estudos elaborados pela EPE, que incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de recursos energéticos para um horizonte de dez anos, definindo um cenário de referência, o qual tem a finalidade de servir como orientador das decisões dos agentes no mercado de energia, visando assegurar a expansão equilibrada da oferta energética, com sustentabilidade técnica, econômica e socioambiental. O Plano Decenal constitui-se, portanto, em instrumento essencial para apoiar o crescimento econômico sustentável, visto que a expansão do investimento produtivo requer oferta de energia com qualidade, segurança e modicidade tarifária.

⁸ As instalações de transmissão para expansão da Rede Básica visam garantir as condições de atendimento aos mercados regionais e aos intercâmbios entre as regiões. O Programa de Expansão da Transmissão – PET é elaborado pela EPE paralelamente ao desenvolvimento dos estudos do planeamento decenal da transmissão, em conjunto com as concessionárias de transmissão e distribuição. Este programa, constituído pelo agrupamento de linhas e subestações de transmissão cuja instalação é prioritária, orienta o estabelecimento das concessões a serem licitadas no curto prazo. A consolidação final deste programa é feita pelo MME, incorporando os reforços da rede elétrica indicados pelo ONS.

70 projetos eólicos, com aproximadamente 2 GW de capacidade instalada, a partir do Leilão de Fontes Alternativas de 2010, as usinas eólicas começaram a ter importância no cenário nacional, possuindo hoje uma fatia de 6% da capacidade instalada atual do país (ANEEL, 2016). Destaque para os Leilões A-3, principalmente dos anos 2014 e 2015, onde de 60 projetos e 1.836 MW de capacidade instalada, apenas um não foi de energia eólica, mas uma usina hidrelétrica.

Mais recentemente, no 1º Leilão de Energia de Reserva de 2015, foram credenciados 382 projetos de energia fotovoltaica no país, totalizando 12.528 MWp⁹, indicando a expansão das fontes renováveis intermitentes no país (EPE, 2015). A inserção dessas novas fontes é um dos fatores que indicam que o Brasil atravessará um período de mudanças em seu sistema de geração de energia elétrica.

2.3 A Transição Energética

O país está no início de uma transição energética, ou seja, a maneira com que a energia elétrica é gerada está em processo de mudança. Tradicionalmente, o Brasil gera energia num modelo hidrotérmico, no qual as usinas termelétricas complementam a geração hidrelétrica nas épocas de volumes baixos de reservatórios (períodos sem chuvas). Porém, atualmente, a geração está se diversificando, por causa de alguns fatores.

O primeiro deles ocorre na geração hidrelétrica, pela dificuldade de expansão dessa forma de geração, devido, principalmente às seguintes razões: o esgotamento do potencial hidrelétrico com reservatório de acumulação; o potencial hidráulico remanescente está disponível em áreas ambientalmente sensíveis, notadamente, a região amazônica¹⁰; atrasos na construção de usinas hidroelétricas; alterações hidrológicas no país e a diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios no SIN.

A diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas no país ocorre devido a diminuição de construção de novas usinas com reservatórios, seja pela inviabilidade técnica ou pela tentativa de minimizar os danos ambientais ocorridos. Com a expansão da capacidade instalada de geração elétrica a partir de

⁹MWp, ou Megawatt-pico, é a unidade de potência associada às células fotovoltaicas que indicam a potência que poderia ser gerada dada uma condição ambiental específica.

¹⁰ As usinas hidroelétricas de Jirau e Belo Monte são usinas a fio d'água, isto é, não possuem reservatórios de regularização. A principal razão disso é sua localização na região amazônica.

diversas fontes, e a manutenção da capacidade de armazenamento de energia nos reservatórios, o Sistema Interligado Nacional vai perdendo sua capacidade de regularização¹¹ (indicado no eixo vertical), como mostrado na Figura 10, a partir do ano 2000.

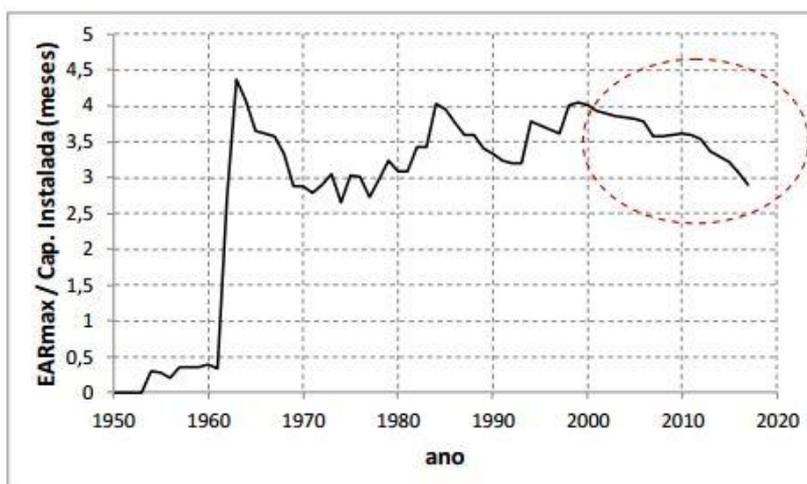


Figura 10: Diminuição da Capacidade de Regularização dos Reservatórios Brasileiros.

Fonte: FALCETTA E ZAMBON, 2013.

A diminuição das chuvas e dos níveis dos reservatórios mostram que o Brasil precisa criar alternativas para enfrentar momentos de seca, sem necessitar apelar para o despacho de usinas térmicas cuja operação é muito cara, repassando seus custos para as tarifas dos consumidores. A Figura 11 indica a evolução da geração hidrelétrica, cuja redução foi consequência das alterações hidrológicas no país nos últimos anos.

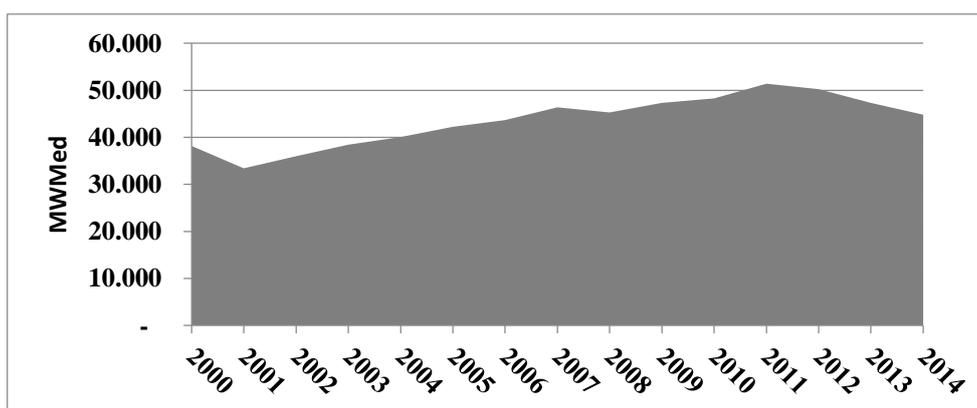


Figura 11: Energia Elétrica Gerada a partir de Hidrelétricas no Brasil.

¹¹ É a razão entre a energia máxima armazenada (EARmax) nos reservatórios das usinas hidrelétricas e capacidade instalada de geração de energia elétrica no país.

Fonte: ONS, 2015a.

Os atrasos na construção e entrada de operação de usinas hidrelétricas são corriqueiros. Seja por batalhas judiciais, devido a problemas com as avaliações de impacto ambiental, seja pelo longo tempo de construção (uma grande hidrelétrica pode demorar 10 anos para ser construída), ou, até mesmo, pela demora na completa motorização das usinas. Assim, as previsões de entrada de operação destas usinas devem levar em conta todos esses fatores (CAVADOS, 2015).

Devido ao fato de grande parte do potencial hidrelétrico remanescente brasileiro estar situado na Região Norte, principalmente na Região Amazônica, até mesmo em áreas indígenas, é possível entender o zelo pela questão ambiental. A construção de novas usinas hidrelétricas com reservatórios, no horizonte de planejamento até 2023, é estimado em apenas três usinas. A dificuldade de obtenção de licenças é o fator fundamental (EPE, 2014b).

Devido a tais fatores inerentes à maior fonte de geração do país, atrelados a um quadro de aumento da demanda, que ocorre em todos os países em desenvolvimento, o Brasil apresenta a necessidade de entrada em operação de novas unidades de geração energética no país. O PDE 2023 (MME, 2014a) sugere uma nova configuração na matriz elétrica brasileira para o ano de 2023, mostrada na Figura 12.

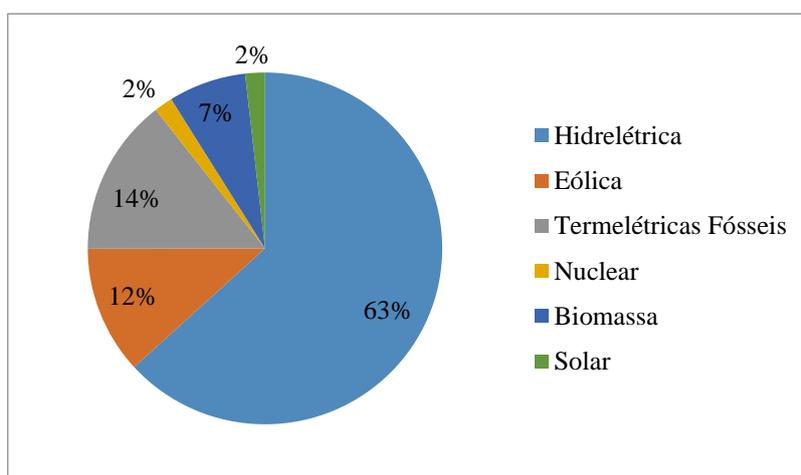


Figura 12: Matriz de Energia Elétrica no Brasil em 2023.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME (2014a).

Conforme pode ser observado, em comparação com a matriz de abril de 2015 (anteriormente apresentada na Figura 4), nota-se uma leve diminuição da geração

hidrelétrica, um expressivo crescimento da geração eólica no país e a geração solar tornando-se significativa. Há, ainda, um aumento considerável da geração por biomassa dentro do quadro de geração termelétrica no país. Em termos relativos, a participação da geração termelétrica fóssil diminuirá, porém, haverá expansão da geração via termelétricas a gás natural (EPE, 2014b).

Como esperado, o cenário de geração de energia elétrica no país passará por um processo de mudança, onde ocorrerá uma maior diversificação das fontes de geração e a entrada de novas fontes implicará novos desafios ao Sistema Elétrico Brasileiro. A energia eólica, devido ao seu alto grau de intermitência instantânea, assim como a energia solar (com intermitência não tão grande quanto da eólica), a inflexibilidade¹² da geração termelétrica a biomassa e a geração hidráulica com menor capacidade de regularização ou mesmo sem reservatórios, são fatores a serem devidamente considerados.

2.4. A Hipótese da Geração a Gás Natural

Para adequar o planejamento da geração às necessidades deste novo cenário, saindo de um modelo convencional hidrotérmico, para um modelo de considerável inserção das fontes renováveis intermitentes na geração de energia elétrica é preciso entender de que forma a elevação da participação de tais fontes irá afetar a matriz elétrica nacional.

As fontes renováveis intermitentes, principalmente eólica e solar, conferirão ao sistema de geração uma grande volatilidade, devido à natureza imprevisível dessas tecnologias de geração. O presente trabalho pretende propor formas de adequação à tal volatilidade.

As fontes renováveis intermitentes, principalmente eólica e solar, conferirão ao sistema de geração uma grande volatilidade, devido à natureza variável dos ventos e da incidência de radiação solar, ao longo do ano. O presente trabalho pretende propor formas de adequação à tal volatilidade.

Para tanto, propõe-se, primeiramente, investigar a experiência internacional sobre como os outros países estão lidando com a inserção da geração eólica e solar fotovoltaica em grande escala nas suas matrizes de geração de energia elétrica.

¹² A inflexibilidade das usinas termelétricas a biomassa ocorre, pois a tecnologia utilizada (Ciclo a Vapor) apresenta longa curva de carga e tempo de acionamento, além da dificuldade em modulação de carga. A seguir há uma comparação entre as tecnologias termelétricas.

A experiência na Dinamarca, país com a grande participação de energia eólica na sua matriz, mostra que, por estar num mercado regional integrado (*Nord Pool*¹³), consegue se valer desta sinergia internacional e transmitir energia para outros países nos momentos de pico de sua geração (a inflexibilidade operacional impede um aproveitamento interno mais efetivo). Em momentos de alta demanda e baixa produção eólica, a Dinamarca consegue atender sua demanda pela energia gerada nos países do mercado integrado, principalmente das reservas de geração hidrelétrica norueguesa ou sueca. A capacidade instalada de energia eólica no país é de cerca de 3,5GW, o que representa cerca de 28% do total (KLIMSTRA, 2011).

No Sul da Austrália, a geração eólica apresenta um grande contraste com a demanda, principalmente nos períodos de clima quente: a produção diária, em média, é maior no período noturno, quando o consumo é bem menor. Há momentos em que a produção eólica é capaz de atender a toda a demanda no período noturno, diferentemente do que ocorre durante o dia, quando a geração contribui muito pouco neste balanço dinâmico. Como a maior parte da geração local está baseada na termelétricidade a carvão (abundante na Austrália) e em usinas a gás natural (tecnologias mais antigas e menos eficientes), a tendência é que com a entrada de mais geração eólica, menos eficiente este balanço será, caso mantenha-se este tipo de complementaridade. A capacidade instalada no sul da Austrália é cerca de 17% (KLIMSTRA, 2011). Nesses casos, a volatilidade da geração eólica torna as centrais termelétricas, pouco flexíveis, em fontes cada vez menos eficientes, dado que não foram planejadas para atuarem nesse fim.

A Espanha, país com grande penetração da geração eólica em sua matriz elétrica, é também bastante integrada a um mercado regional de energia elétrica (MIBEL¹⁴), mas atua nesse mercado principalmente vendendo o excedente eólico para Portugal, pois a demanda e a oferta de energia de Portugal são muito menores, não sendo Portugal uma fonte confiável para suprir as demandas espanholas, como ocorre com a Dinamarca no *Nord Pool*.

¹³ *Nord Pool* é o mercado de energia de país do norte europeu: Dinamarca, Suécia, Noruega, Finlândia, Lituânia, Letônia, Estônia, Alemanha e Reino Unido. Através desse mercado, os países conseguem comercializar energia no mercado *spot*.

¹⁴ Mercado Ibérico de Eletricidade, composto pelos países da Península Ibérica (Portugal e Espanha), um mercado regional energético.

O país ibérico apresenta algumas semelhanças com um possível caso de expansão eólica na matriz brasileira, conforme previsto no PDE 2023. Entre tais semelhanças, destaca-se a diferença marcante de velocidade e frequência de vento nos locais de geração, diferentemente da Dinamarca e do sul da Austrália, onde a geração é mais regular. Na Espanha há grande complementaridade entre os diversos parques geradores, garantindo uma geração mínima diferente de zero ao longo do tempo. A geração na base é proporcionada por usinas termoeletricas e a carvão, o balanço dinâmico entre a oferta e a demanda é atingido equacionando-se três outras formas de geração: eólica, hidráulica e térmica a gás natural. Nos períodos de ventos favoráveis, a geração complementar se baseia principalmente em energia eólica. Nos períodos com menos vento, as térmicas compensam a diminuição da geração eólica. Independente do regime de vento, se favorável ou não para a geração de energia elétrica, a geração hidráulica mantém os mesmos níveis de geração de energia elétrica (KLIMSTRA, 2011).

Conforme demonstra a experiência dos países analisados, observa-se que, existindo a possibilidade de expansão da geração eólica na matriz de um país ou região, esta volatilidade trará grandes mudanças nas matrizes de geração de energia elétrica na tal região. A fim de entender o que ocorrerá, caso o Brasil prossiga na trajetória de ampliação da participação das fontes eólica e solar fotovoltaica na geração elétrica, é preciso considerar a experiência internacional, verificando-se os desafios e oportunidades que provavelmente serão encontrados.

O Brasil não apresenta possibilidade de grande interligação com nenhum país vizinho, nos moldes do *Nord Pool* (pequenos mercados como o MIBEL até existem, na interconexão com países como Argentina, Paraguai, Uruguai, Venezuela, mas, como no caso espanhol, não se mostram efetivos para compensar bruscas diminuições na oferta eólica), mas parece apresentar complementaridade entre a produção eólica em diferentes estados, além de apresentar usinas térmicas a gás natural e geração hidráulica. Os fatores acima descritos indicam o exemplo espanhol como uma boa base para partir na busca de uma possibilidade de diminuir os problemas de geração enfrentados pela inserção da fonte eólica.

A inconstância na geração elétrica pode ser resolvida com o aumento da geração hidrelétrica com usinas dotadas de reservatórios, capazes de flexibilizar a geração. Esta pode ser uma potencial forma de enfrentar o problema, mantendo a confiabilidade do

sistema. Mas é preciso retomar a análise da seção anterior e perceber que há em curso um cenário de transição energética muito importante, onde a possibilidade de expansão desse tipo de geração é cada vez menor e mais difícil em função de questões ambientais.

Segundo BHATTACHARYYA (2011), todo sistema elétrico precisa ser dotado de capacidade reserva, que pode ser de dois tipos: *Spinning Reserve* (Reserva Girante) e *Quick Start Reserve* (Reserva de Rápido Acionamento). A reserva girante é a capacidade ociosa das usinas ligadas ao sistema integrado, que pode ser acionada em grande escala a partir de uma necessidade do sistema. A reserva de rápido acionamento consiste em usinas que podem entrar em funcionamento rapidamente, podendo atender a necessidades urgentes em caso de falha do sistema de geração ou devido ao alto grau de inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz de geração.

Segundo MARRECO (2007), dada à impossibilidade de construção de novas usinas hidrelétricas dotadas de reservatórios de acumulação, devem ser consideradas para executar o papel de reserva no Brasil as usinas termelétricas, que agregam confiabilidade e segurança ao sistema.

Entendendo que uma das formas de se solucionar o problema da volatilidade na geração é a inserção de usinas térmicas num dado sistema elétrico, passa-se para a próxima etapa do problema que é a definição do combustível mais adequado para tal expansão.

As tecnologias de geração termelétrica podem ser divididas de acordo com suas diferentes velocidades de partida. A Figura 13 apresenta a classificação de algumas tecnologias quanto ao seu tempo de partida e rampa de carga (tempo para atingir sua carga máxima).

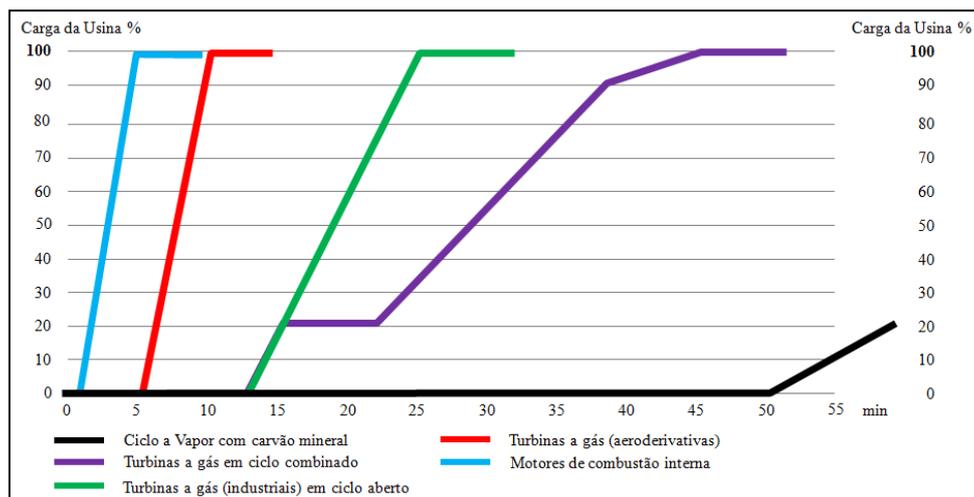


Figura 13: Tempos de Partida de Tecnologias Termelétricas.

Fonte: CAVADOS, 2015.

De acordo com a Figura 13, é possível observar quais são as tecnologias termelétricas de resposta mais rápida. Os motores de combustão interna, geralmente alimentados por óleo diesel ou óleo combustível, constituem a tecnologia de mais rápido acionamento. Em segundo lugar, estão as turbinas a gás aeroderivadas, que são menores e menos robustas, recomendadas para funcionamento por determinado intervalo de tempo.

Em terceiro lugar, aparecem as turbinas industriais, que por serem robustas, apresentam maior tempo de autonomia, mas demoram mais para chegar a sua carga máxima. Podem operar em ciclo aberto ou ciclo combinado (fechado). A escolha do tipo de ciclo influencia diretamente nos tempos de partida e nas rampas de carga, pois no ciclo combinado um segundo ciclo irá ser acionado, tornando o processo mais lento, ainda que mais eficiente do ponto de vista termodinâmico, como é possível observar no Figura 13.

As usinas a carvão, para efeito de comparação, não podem representar o papel de reserva de rápido acionamento, devido ao maior tempo de acionamento em relação às outras tecnologias termelétricas. O mesmo ocorre com a biomassa, por ser um combustível sólido e utilizar a tecnologia de ciclo a vapor, apresenta um tempo de partida similar ao do carvão, também não podendo desempenhar o papel de reserva de rápido acionamento.

Além das variáveis temporais, do tempo de partida e da rampa de carga, outro fator a ser levado em consideração na escolha do combustível para a expansão da geração termelétrica está ligado à emissão de dióxido de carbono, principal causador do aquecimento global através do efeito estufa.

Em relação às usinas termelétricas alimentadas por combustíveis fósseis, a comparação do nível de emissões é mais simples. A combustão de um hidrocarboneto emite certa quantidade de dióxido de carbono por determinada quantidade de calor produzido. A Tabela 1 indica os fatores de emissão de dióxido de carbono de acordo com o tipo de geração de energia. Cabe destacar que, em relação aos combustíveis fósseis, o carvão mineral emite mais dióxido de carbono do que o óleo combustível, que emite mais que o óleo diesel. Por fim, o gás natural é o hidrocarboneto que emite menos dióxido de carbono nas emissões diretas.

Tabela 1: Fatores de Emissão por Combustível.

Combustível	Fator de Emissão (gCO₂eq/kWh)
Termelétrica - Carvão Mineral	1,144
Termelétrica - Gás Natural	518
Termelétrica - Óleo Combustível	781
Termelétrica - Óleo Diesel	829

Fonte: MIRANDA, 2012.

Outro fator fundamental na escolha de um combustível para exercer um papel central na expansão da geração termelétrica é o seu custo. Em relação às usinas termelétricas convencionais, o gás natural apresenta custos maiores que os do carvão, que são suplantados pelos custos do óleo diesel e do óleo combustível respectivamente. A Figura 14 apresenta os Custos Variáveis Unitários (CVUs), compostos de uma parcela dos preços dos combustíveis e outra parcela dos custos de operação e manutenção, versus a disponibilidade máxima (capacidade instalada multiplicada pela disponibilidade) para usinas termelétricas movidas a diferentes combustíveis. As regiões circuladas no gráfico mostrado na Figura 14 indicam a faixa na qual, em média, determinado tipo de combustível se distribui.

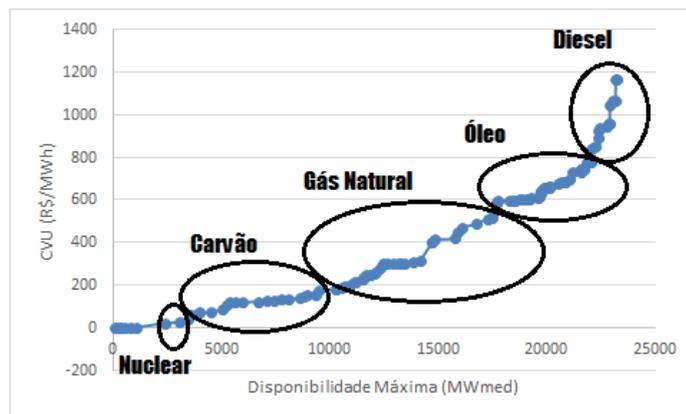


Figura 14: Disponibilidade de Geração versus CVU.

Fonte: ONS, 2015a.

Avaliando os custos, o tempo de acionamento, a curva de carga e a emissão de dióxido de carbono, é possível observar que não há um combustível que minimize os custos, o tempo de partida e o potencial de emissão simultaneamente. Para tentar analisar este problema, a Tabela 2 mostra um quadro comparativo dos combustíveis para usinas termelétricas com as variáveis citadas. O número 1 será utilizado para o combustível que menos emite dióxido de carbono, custa menos e tem menor tempo de partida, enquanto o número 4 será para o mais poluidor, mais caro e maior tempo de partida.

Tabela 2: Quadro Comparativo.

Combustível de Geração Termelétrica	Ranking			Média
	Emissão de CO ₂	Custo	Tempo de Partida	
Carvão Mineral	4	1	3	2,67
Gás Natural	1	2	2	1,67
Óleo Combustível	3	3	1	2,33
Óleo Diesel	2	4	1	2,33

Fonte: Elaboração própria.

A fim de selecionar o combustível mais adequado, utilizando a média aritmética dos valores apresentados das variáveis de interesse, obtém-se o gás natural como o combustível que apresenta o melhor posicionamento no *ranking* global, considerando-se as variáveis adotadas para esta avaliação específica. Assim, pelos fatores indicados nesta investigação, este trabalho adota a hipótese de que o gás natural seria o energético mais adequado a se investir para desempenhar o papel de reserva na expansão termelétrica no país.

2.5. A Evolução da Construção de UTEs a Gás Natural no Brasil

As primeiras usinas termelétricas a gás natural foram construídas no Brasil na tentativa de evitar um racionamento de energia elétrica, que ocorreu, de fato, no início dos anos 2000, em virtude de uma séria crise hidrológica enfrentada pelo país nos anos anteriores, além de questões ligadas à falta de planejamento da expansão da geração. Neste contexto, depois de anos negociando com a Bolívia a compra do gás natural boliviano e da construção de um gasoduto de grande porte¹⁵, foi criado um programa para incentivar a geração termelétrica a gás natural no país, o Plano Prioritário de Termelétricas (PPT).

O PPT tinha por objetivo garantir a oferta de gás natural e preços subsidiados, a partir de 2000, por 20 anos. O projeto inicialmente possibilitava operação de usinas termelétricas com até 12 GW de capacidade instalada, posteriormente ampliada para 22 GW. Empreendimentos privados, em sua maioria, foram realizados no país em UTEs a gás natural, além das usinas da Petrobras. Mais da metade dos empreendimentos não foram construídos, grande parte enfrentou atrasos nessa etapa, e, como consequência, houve racionamento de energia elétrica no Brasil em 2001 e em 2002 (RECHELO NETO, 2005).

Neste primeiro período, anterior a realização dos leilões de energia, até 2005, foram construídas 20 usinas termelétricas a gás no Brasil. A Tabela 3 mostra a data de entrada em operação e a capacidade instalada das UTEs a gás natural até 2005.

¹⁵ Gasbol ou Gasoduto Brasil-Bolívia, 32 polegadas de diâmetro, 1.264 km de comprimento, capacidade de transporte de 30,01 milhões de m³/dia.

Tabela 3: Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação no Brasil até 2005.

Usina Terme	Entrada em Operação	Capacidade Instalada (MW)
Norte Fluminense	ago/04	869
Termopernambuco	mai/05	532
Termofortaleza	dez/03	346
Luiz Carlos Prestes (ex Três Lagoas)	dez/03	385
Leonel Brizola (ex Termorio)	dez/05	1058
Willian Arjona (ex Modular de CG)	jun/01	206
Juiz de Fora	fev/02	87
Barbosa Lima Sobrinho (ex Eletrobolt)	set/01	379
Termo Ceará	jul/02	220
Sepé Tiaraju (ex Canoas)	jan/03	160
Celso Furtado (ex Termobahia)	ago/03	186
Romulo Almeida (Ex FAFEN)	jun/04	138
Aureliano Chaves (ex Ibiritermo)	jul/03	226
Bahia 1	jul/02	31
Fernando Gasparian (ex Nova Piratininga)	set/03	370
Mário Lago (ex Macaé Merchant)	out/01	923
Uruguaiana	dez/00	640
Cuiabá	jan/01	529
Araucária	set/02	484
Camaçari	jun/03	347
TOTAL		8.116

Fonte: ANEEL, 2015.

Ainda sem leilões de energia, a usina termelétrica Jesus Soares Pereira (antiga Vale do Açu, no Rio Grande do Norte) entrou em operação em junho de 2008. Com isso, o PPT não chegou a atingir 50% de sua meta inicial. Até o período pré-leilões foram construídas 21 usinas.

Com a nova metodologia de contratação de energia através de leilões, novas usinas entraram em operação. A usina Euzébio Rocha (SP) entrou em operação em junho de 2009, sendo essa uma usina Petrobras, venceu o primeiro Leilão de Energia Nova em 2005.

Após este primeiro momento, com grande parte das usinas passando ao controle acionário e até operativo da Petrobras, a introdução de novas usinas termelétricas nos leilões de energia seguiu uma nova lógica. As usinas que entraram em operação, a partir

deste ponto, apresentavam uma estreita ligação com o fornecimento do gás natural, uma vez que obedeciam a uma lógica de mercado.

Com a chegada do gás natural em Manaus através do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, inaugurado em 2009, usinas termelétricas a óleo combustível começaram a se converter a utilização do gás natural na Região Norte, pertencentes à Eletrobrás Amazonas Energia. Atualmente são duas usinas convertidas e seis em processo de conversão (MME, 2015). Usinas abastecidas com GNL, em Linhares (ES) e em Santa Cruz (RJ), também começaram a produzir energia. A usina de Santa Cruz pertence a Furnas e a outra a Linhares Geração.

Há, também, o caso das usinas termelétricas situadas na bacia do Parnaíba (MA). Elas configuram um arranjo único, sendo instaladas próximas aos campos produtores de gás natural. Foram construídas três usinas termelétricas e uma quarta está em fase de construção, totalizando 1,37 GW (MME, 2015). Outra usina da Petrobras entrou em operação em abril de 2015, a usina Baixada Fluminense (RJ), aproveitando-se do monopólio de transporte do gás natural malha nacional de gasodutos.

Neste período ainda ocorreu o vencimento de concessões de empresas que não chegaram construir suas usinas. As usinas Cacimbaes (ES), Escolha (ES), Joinville (ES), João Neiva (SE) e José de Alencar (CE) passaram por situações diferentes neste contexto. As usinas de Joinville e João Neiva transferiram a titularidade das usinas para usinas termelétricas no Maranhão (MME, 2013).

A usina José de Alencar teve revogada sua outorga por descumprimento do cronograma, e já apresentava dívidas com a CCEE e multas da ANEEL (NUCA, 2012). A usina venceu o leilão de energia nova, A-3 em 2008 e deveria ter entrado em operação em janeiro de 2011, mas em 2012 ainda não havia operação, sendo assim revogada sua concessão.

As usinas Escolha e Cacimbaes deveriam entrar em operação em 2013, pois foram empreendimentos vencedores do leilão A-5 de 2008, mas em janeiro de 2013 ainda não havia previsão de suas entradas em operação (MME, 2013). Assim como a usina José de Alencar, estas eram pertencentes ao Grupo Bertin. A Aneel não disponibilizou um prazo maior para o início da operação e nem o reajuste das tarifas, sendo ambas as concessões revogadas.

Em abril de 2015, o Brasil contava com 28 usinas termelétricas a gás natural, situadas em 14 estados. Dessas, 17 são de ciclo aberto e 11 de ciclo fechado. São cerca de 11 GW de capacidade instalada atualmente, o que representa 8% da oferta interna de energia elétrica. Além disso, existem seis usinas em conversão no Amazonas, uma usina em fechamento de ciclo (Canoas-RS) e uma usina em término de construção na bacia do Parnaíba (MA) (MME, 2015).

As usinas que ganharam os leilões A-5 em 2014 e 2015, tinham por base a operação com GNL. As usinas que venceram o 20º Leilão de Energia Nova, em Novo Tempo (PE) e em Rio Grande (RS), projetam a construção de terminais de regaseificação para garantir a oferta de gás natural necessária à sua operação. A usina a gás natural vencedora do 21º Leilão de Energia Nova se localizará em Sergipe (CCEE, 2015). A Tabela 4 esquematiza a atual situação das usinas termelétricas a gás no Brasil.

Tabela 4: Usinas Termelétricas a Gás Natural em Operação no Brasil até 2015.

Usina	Localização	Potência (MW)	Tipo	Status
1- Uruguaiana	RS	640	Ciclo Combinado	Operando
2- Cuiabá	MT	529	Ciclo Combinado	Operando
3- Willian Arjona (Modular de CG)	MS	206	Ciclo Aberto	Operando
4- Mário Lago (ex Macae Merchant)	RJ	929	Ciclo Aberto	Operando
5- Barbosa Lima Sobrinho (ex Eletrobolt)	RJ	386	Ciclo Aberto	Operando
6- Juiz de Fora	MG	87	Ciclo Aberto	Operando
7- Termoceará	CE	223	Ciclo Aberto	Operando
8- Araucária	PR	485	Ciclo Combinado	Operando
9- Camaçari	BA	347	Ciclo Aberto	Operando
10- Aureliano Chaves (ex Ibiritermo)	MG	226	Ciclo Aberto	Operando
11- Celso Furtado (ex Termobahia)	BA	186	Ciclo Aberto	Operando
12- Fernando Gasparian (ex Nova Piratininga)	SP	572	Ciclo Combinado	Operando
13- Termofortaleza	CE	327	Ciclo Combinado	Operando
14- Luiz Carlos Prestes (ex Três Lagoas)	MS	350	Ciclo Aberto	Operando
15- Romulo Almeida (Ex FAFEN)	BA	138	Ciclo Aberto	Operando
16- Norte Fluminense	RJ	827	Ciclo Combinado	Operando
17- Termopernambuco	PE	533	Ciclo Combinado	Operando
18- Leonel Brizola (ex Termorio)	RJ	1036	Ciclo Combinado	Operando
19- Jesus Soares Pereira (ex Vale do Açú)	RN	368	Ciclo Aberto	Operando
20- Euzébio Rocha (ex Cubatão)	SP	216	Ciclo Combinado	Operando
21- Santa Cruz (GNL)	RJ	500	Ciclo Combinado	Operando
22- Linhares (GNL)	ES	204	Ciclo Aberto	Operando
23- Parnaíba IV	MA	56	Ciclo Aberto	Operando
24-Parnaíba I (Maranhão 4 e 5)	MA	676	Ciclo Aberto	Operando
25- Parnaíba III	MA	176	Ciclo Aberto	Operando
26- Aparecida	AM	166	Ciclo Aberto	Operando
27- Mauá	AM	110	Ciclo Aberto	Operando
28- Baixada Fluminense	RJ	530	Ciclo Combinado	Operando
29- Cristiano Rocha	AM	85	Ciclo Aberto	Convertendo para GN
30- Manauara	AM	85	Ciclo Aberto	Convertendo para GN
31- Gera	AM	85	Ciclo Aberto	Convertendo para GN
32- Jaraqui	AM	70	Ciclo Aberto	Convertendo para GN
33- Tambaqui	AM	85	Ciclo Aberto	Convertendo para GN
34- Mauá 3	AM	584	Ciclo Combinado	Fechamento de Ciclo
35- Sepé Tiaraju (ex Canoas)	RS	249	Ciclo Combinado	Fechamento de Ciclo
36- Parnaíba II (Maranhão 3)	MA	519	Ciclo Combinado	Construção
37- Rio Grande (GNL)	RS	1238	Ciclo Combinado	Vencedor (A-5 2014)
38- Novo Tempo (GNL)	PE	1238	Ciclo Combinado	Vencedor (A-5 2014)
39- Porto de Sergipe (GNL)	SE	-	-	Vencedor (A-5 2015)

Com base no exposto, pode-se dividir em dois grandes momentos a entrada em operação de UTEs a gás natural no país: um antes dos leilões de energia, em virtude da crise da oferta e dos subsídios do governo federal, e outro, após, onde a entrada de novos empreendimentos se dá a partir de uma estrita relação com a oferta do combustível, numa lógica de mercado. No primeiro momento, até 2005, empreendimentos privados, muitos em parceria com a Petrobras (que depois foram comprados pela estatal), eram estimulados pelo PPT. Foram instalados entre 2000 e 2005, 8 GW através dos estímulos governamentais.

Desde então, dez anos se passaram e a capacidade instalada se ampliou em apenas 3 GW, na nova metodologia dos leilões. E, entre esses empreendimentos, é observada a relação entre o gerador e o acesso ao gás natural. Os empreendimentos de geração a gás natural ou são da própria Petrobras (*player* dono da infraestrutura de transporte), ou não passam pela malha integrada, de acordo com o observado. Tal fato ocorre em função da dificuldade de acesso à malha integrada de gasodutos.

A partir de 2005, entraram três UTEs da Petrobras ao longo da malha integrada de gasodutos. Dentre as novas usinas fora do sistema Petrobras podem ser citadas duas usinas situadas no litoral brasileiro abastecidas por GNL. Além destas, outras vencedoras de leilão se baseavam no abastecimento via GNL, que não chegaram a operar.

Há, ainda, as usinas da Bacia Sedimentar do Parnaíba, produtora de gás natural. Esse gás é utilizado próximo à sua produção para gerar a energia elétrica, não necessitando de grandes investimentos em infraestrutura de transporte. Usinas no Amazonas movidas a óleo diesel e a óleo combustível, a partir da construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, foram convertidas para operar com gás natural e outras se encontram em processo de conversão, graças à oferta, agora abundante de gás natural na região.

As próximas usinas que entrarão em operação seguem este mesmo modelo: uma usina pertencente à Petrobras, algumas usinas no Estado do Amazonas se convertem para operar a gás natural e uma há uma usina em construção na Bacia do Parnaíba. Entre as vencedoras do leilão de A-5 de 2014 e 2015, três empreendimentos baseados na oferta de GNL, ainda não tiveram a sua construção iniciada. Tais empreendimentos podem não acontecer, em função dos custos, a exemplo do que já ocorreu anteriormente.

3. A Disponibilidade Nacional de Gás Natural

O objetivo do presente capítulo é verificar a disponibilidade de oferta de gás natural passível de ser utilizada para a geração termelétrica a partir deste energético.

Para determinar se há disponibilidade de gás natural no país para uma expansão termelétrica é preciso contextualizar o mercado, entendendo a dinâmica e o papel do gás natural na indústria de geração de energia. Após isso, entender que a verificação da disponibilidade não se dá apenas pela disponibilidade da oferta do energético no mercado brasileiro, mas também pela verificação da disponibilidade de infraestrutura e de acesso a essa infraestrutura.

3.1. O Mercado Brasileiro de Gás Natural

Na relação entre a oferta e a demanda de gás natural no Brasil, observa-se uma considerável dependência externa. Importa-se uma significativa quantidade de gás boliviano, complementada pela importação de GNL. As importações oscilaram cerca de 50% da demanda de gás natural no país nos últimos anos. A Figura 15 ilustra o atendimento da demanda nacional por gás natural, de acordo com sua origem.

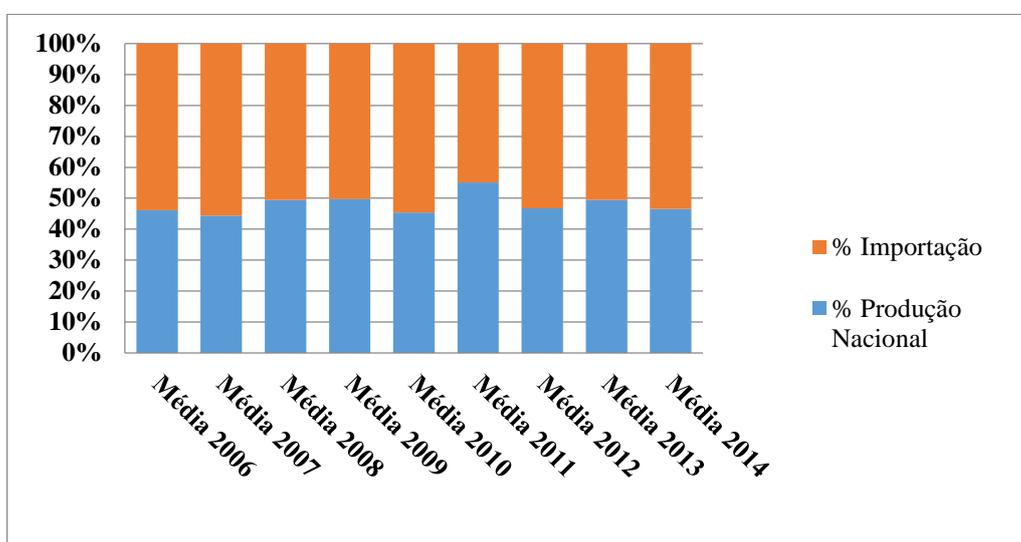


Figura 15: Forma de Atendimento da Demanda Nacional de Gás Natural.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME, 2009, e MME, 2013.

Apesar do aumento da produção nacional verificado nos últimos anos, a proporção entre a produção e a importação de gás se mantém relativamente constante, o que indica o crescimento do uso do combustível no país. Nesse panorama, dada que a importação da

Bolívia está muito próxima do volume máximo por essa via, a importação via GNL torna-se cada vez mais importante, pois flexibiliza a capacidade nacional de suprimento. As importações nacionais de GNL vêm principalmente de países da Bacia do Atlântico: Nigéria, Trinidad e Tobago, Peru e Guiné Equatorial. Fora da Bacia do Atlântico, cabe destacar o GNL proveniente do Catar. A Figura 16 detalha as importações de gás natural desde o ano 1999, no qual o país começou a importar o combustível.

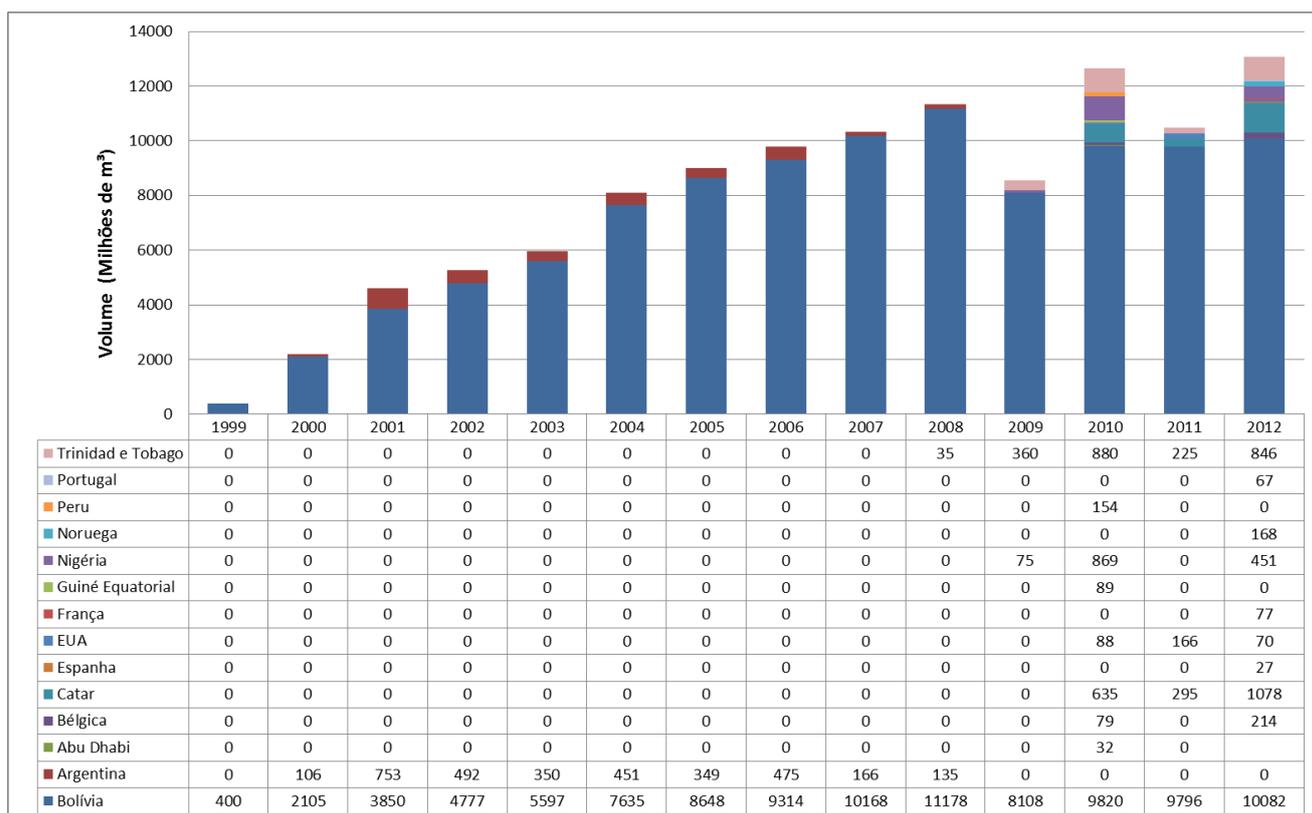


Figura 16: Oferta de Gás Natural Importado, segundo País Exportador.

Fonte: ANP, 2009, e ANP, 2013.

3.1.1. Demanda

Existem diversas formas de aproveitamento do gás natural. Ele pode ser utilizado para geração de energia de forma direta ou indireta, no setor industrial (indústria de cerâmicas e outras) no setor residencial (para cocção), como combustível veicular em algumas metrópoles brasileiras e como importante insumo para a indústria petroquímica, mostrando que suas possibilidades de utilização são bastante vastas.

O setor industrial é um grande consumidor de gás no país. Os setores residencial e comercial, dependentes de uma complexa rede de distribuição, apresentavam,

basicamente, demanda apenas nas regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e de São Paulo, devido à infraestrutura de distribuição de gás nestas cidades. Na Figura 17 é possível observar a média de consumo de gás natural no Brasil, de acordo com as formas de aproveitamento.

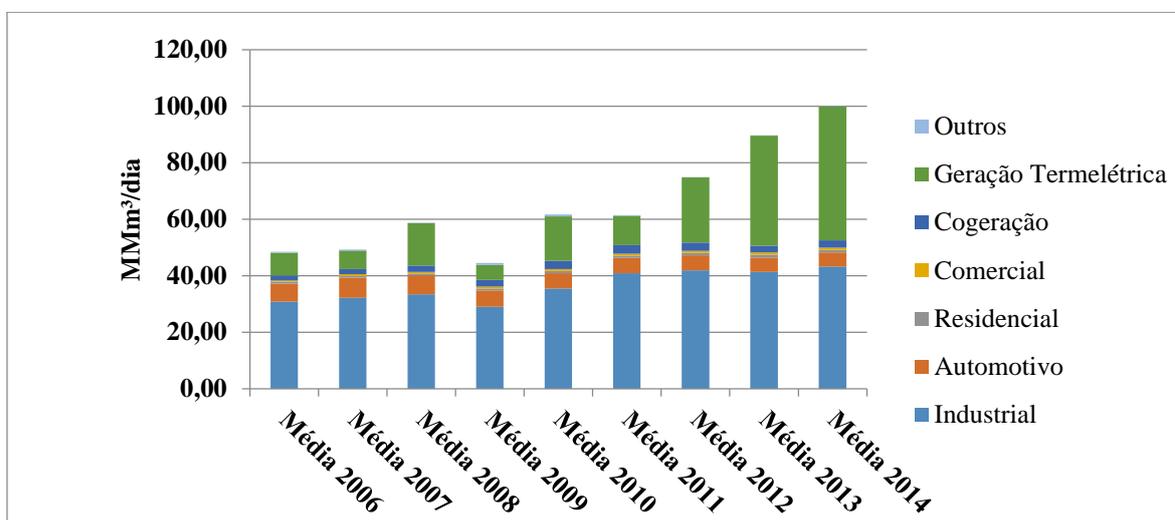


Figura 17: Média Diária de Consumo de Gás Natural no Brasil, por setor.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME, 2015.

Com o início da importação de gás natural em 1999, a partir da entrada em operação (ainda que parcial) do GASBOL, o perfil da demanda mudou, abrindo espaço para a geração termelétrica a gás no país. Com maior disponibilidade de gás no mercado brasileiro e com o subsídio à geração termelétrica dado pela criação do Plano Prioritário de Termoelétricas (PPT), a demanda pelo setor energético veio crescendo desde então.

3.2.1. Oferta

A produção nacional de gás natural ocorre em três pontos de oferta: oferta na malha integrada, oferta no Maranhão (exclusivamente para geração termelétrica a gás natural) e a oferta no Amazonas, disponibilizada pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Esses pontos de oferta não se comunicam.

A maior parte da produção nacional provém de campos de gás associado *offshore*, com destaque para os campos da Bacia de Campos, localizada no Estado do Rio de Janeiro. A importação se dá principalmente através do GASBOL que internacionaliza o gás natural boliviano, e através do Gás Natural Liquefeito - GNL. A Figura 18 ilustra a infraestrutura de importação de gás natural do Brasil.

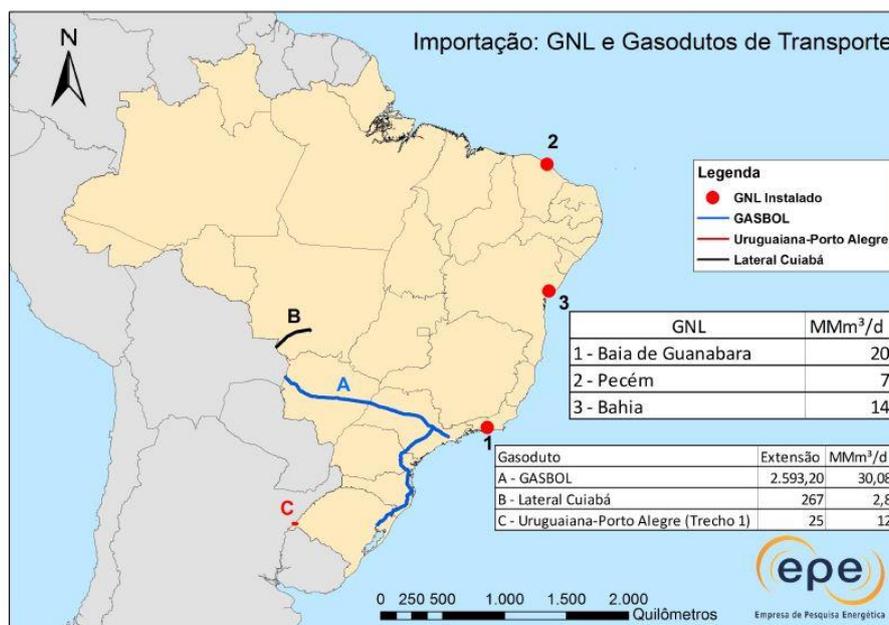


Figura 18: A Infraestrutura de Importação de Gás Natural no Brasil.

Fonte: EPE, 2014b.

A importação do gás boliviano foi um marco da integração energética na América do Sul, além de um grande avanço no setor gasífero brasileiro. Além do ponto de oferta do GASBOL, o gás natural boliviano apresenta outro ponto de oferta no Brasil, o gasoduto Lateral-Cuiabá, que liga a Bolívia à capital do Mato Grosso, Cuiabá. Assim como a oferta de gás no Amazonas e no Maranhão, esse configura um ponto de oferta isolado da malha integrada nacional.

Em 2013, a importação boliviana correspondeu a 68,3% do total importado brasileiro. Na última década os percentuais eram ainda maiores, mas o GNL vem ganhando bastante espaço desde 2011 (MME, 2013b), principalmente devido ao aumento recente da demanda termelétrica.

Outro exportador de gás natural para o nosso país é a Argentina. Apesar dessa não ter exportado gás para o Brasil durante o intervalo de 2008 a 2012, exportava desde a construção do trecho I do gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre, voltando a exportar gás para o país entre 2013 e 2014. O gasoduto que liga a produção argentina ao extremo sul do país é o trecho I do gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre, que entrou em operação em 2000. Os outros trechos do gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre, que estão em fase de estudo, poderão integrar o mercado de gás da Bolívia, Brasil e Argentina. Enquanto

isso, a oferta argentina está isolada nesse local, atendendo apenas a demanda da UTE Uruguaiana.

A Argentina atraiu muitos investimentos na década de 1990 pela liberalização da indústria de gás natural, resultando num aumento de sua produção. Mas, logo que começou a exportar gás para o Brasil, a crise econômica atingiu o país e, a consequência no mercado gasífero argentino foi o congelamento dos preços domésticos do gás. O congelamento tornou o preço doméstico até hoje desatrelado dos preços internacionais, desestimulando os investimentos em prospecção e impedindo as exportações, a fim de preservar gás para o consumo interno.

A terceira via de importação de gás natural são os Terminais de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito, ligados à malha interligada de gasodutos, nos quais navios metaneiros de todo o mundo podem descarregar cargas de gás natural em estado líquido. O primeiro terminal inaugurado no Brasil foi o terminal de Pecém, no Ceará, com capacidade de transferência de sete milhões de metros cúbicos por dia em 2008. Em 2009, foi inaugurado o terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, com capacidade de transferência de 14 milhões de metros cúbicos por dia. Esse terminal possui, atualmente, capacidade de transferência de 20 milhões de metros cúbicos por dia, após um aumento da sua capacidade em 2014. O terceiro, e último, terminal foi construído em 2014 na Bahia, com capacidade de transferência de 14 milhões de metros cúbicos por dia.

Assim sendo, o Brasil possui, atualmente, três terminais de regaseificação em três estados brasileiros, dois no nordeste e um no sudeste. Juntos, possuem capacidade de transferência para a malha brasileira de dutos de 41 milhões de metros cúbicos por dia, quantidade superior a capacidade de importação de gás boliviano, via GASBOL. A importância do gás importado através de terminais de regaseificação ainda se mostra pequena perante as importações via GASBOL. A Figura 19 apresenta a relação entre as formas de importação do gás no Brasil.

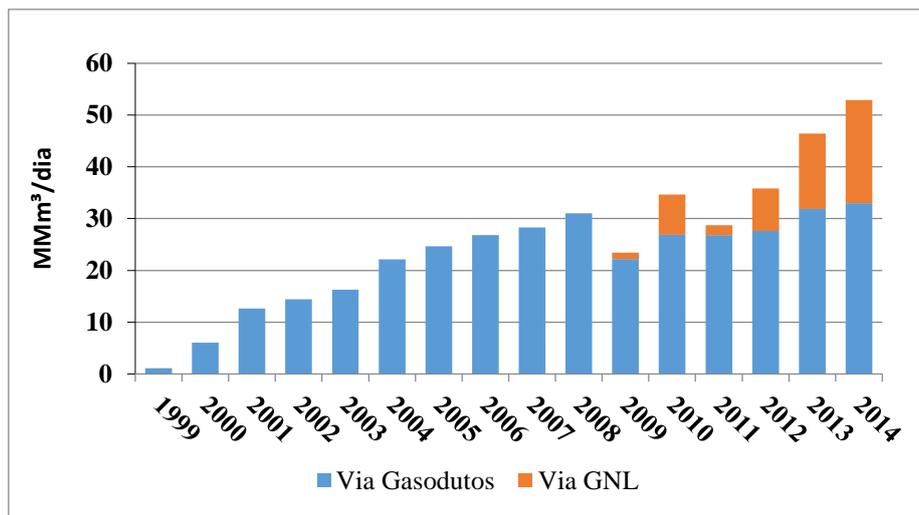


Figura 19: Oferta de Gás Natural Importado, segundo Tipo de Transporte.

Fonte: Elaboração própria, a partir de ANP, 2009, ANP, 2013 e MME, 2015.

3.2. Mercado Futuro

Sabendo que é grande a dependência internacional do mercado brasileiro de gás natural, entender como esse se comportará é importante para levantar a primeira questão sobre a disponibilidade de gás natural para o futuro. Comparando-se a previsão de demanda com a oferta potencial, nesse primeiro momento será respondido se a oferta de gás natural poderá atender o mercado de gás natural brasileiro, mesmo com a expansão termelétrica.

3.2.1. Cenário de Demanda de Gás Natural no Brasil

O cenário da demanda utilizado neste trabalho foi o da EPE, apresentado no seu Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. A metodologia utilizada pela EPE se baseia em premissas macroeconômicas, demográficas e setoriais descritas em seu estudo (EPE, 2014a).

Os dados de demanda futura de gás natural, estimados pela EPE, apresentam restrições em seu uso para exercícios acadêmicos, como este presente trabalho. Por vezes, as premissas adotadas pelo estudo podem estar fora de uma perspectiva mais adequada ao cenário macroeconômico nacional e internacional e enviesada pela influência das políticas governamentais. Porém, visto que todo exercício de previsão apresenta um grau de incerteza, os dados utilizados são tomados como balizadores para o exercício realizado nesse trabalho, onde tal demanda prevista é comparada às estimativas de

disponibilidade de oferta, gerando diferentes cenários que oferecem uma visão mais ampla das hipóteses do balanço, não somente aquela mostrada no plano decenal da EPE.

Em 2014, a demanda termelétrica de gás natural ultrapassou a demanda industrial e tal fato está refletido nas previsões de demanda da EPE. A Figura 20 mostra a previsão da EPE, por setor. Cabe notar que a demanda termelétrica é dividida em duas: demanda esperada e demanda máxima.

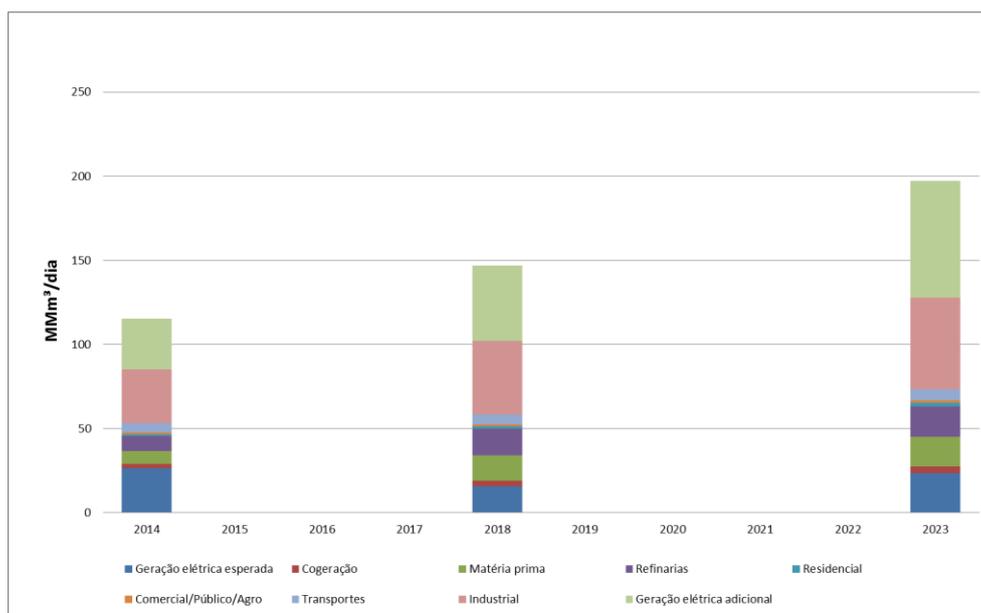


Figura 20: Previsão de Consumo Total de Gás Natural no Brasil.

Fonte: EPE, 2014a.

A diferença observada entre a demanda termelétrica esperada e a demanda máxima, insere um grande grau de incerteza na previsão de demanda de gás natural no Brasil. Assim, a previsão da demanda de gás natural é separada em demanda termelétrica esperada e demanda termelétrica máxima, conforme ilustrada na Figura 20.

De acordo com a EPE, o mercado brasileiro de gás natural experimentará um expressivo crescimento no próximo decênio. A demanda deve crescer entre 42 e 120% entre 2013 e 2023 (EPE, 2014a). Essa incerteza ocorre por causa da imprevisibilidade na demanda termelétrica, de acordo com os dados. Extrapolando-se os dados entre o primeiro e o quinto ano, assim como entre o quinto e o décimo ano, foi gerado um gráfico detalhado com as demandas setoriais por gás natural no próximo decênio, a Figura 21.

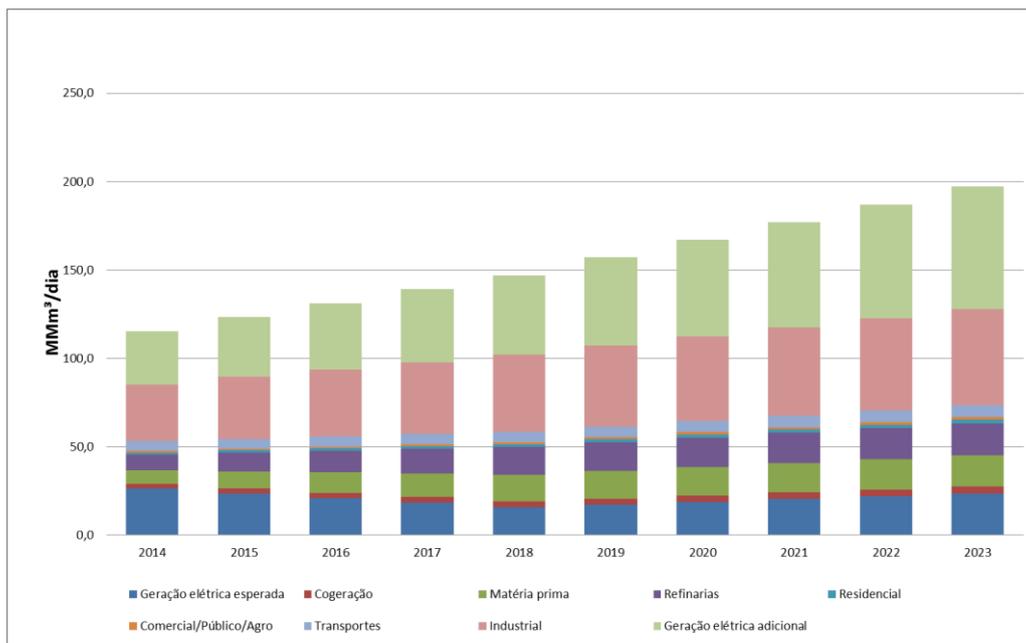


Figura 21: Previsão da Demanda Nacional de Gás Natural no Próximo Decênio.

Fonte: EPE, 2014a.

Para o ano de 2014, a previsão da demanda realizada pela EPE (EPE, 2014a) se concretizou, entre as bandas de demanda esperada e demanda máxima. A Figura 22 mostra o histórico da demanda nacional por gás natural e a previsão para o próximo decênio constante no Plano Decenal 2023 da EPE.

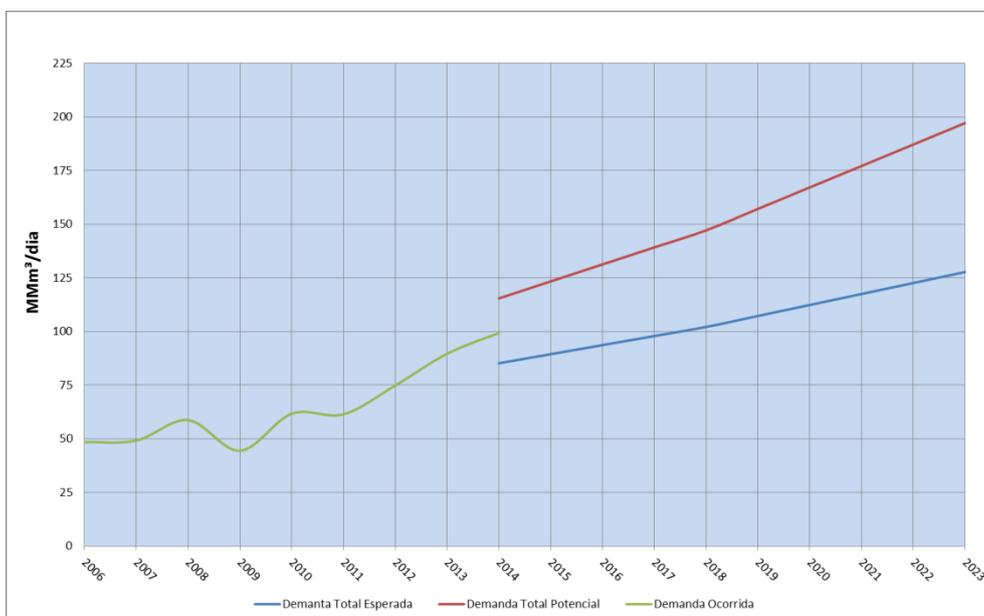


Figura 22: Demanda Ocorrida e Demanda Prevista de Gás Natural no Brasil, 2006 a 2023.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME, 2015 e EPE, 2014a.

3.2.1.1. A Previsão da Demanda Termelétrica no Brasil

A hipótese deste trabalho considera a geração termelétrica como vetor determinante da demanda de gás natural no Brasil. A partir de demanda esperada, de demanda máxima termelétrica e o histórico da demanda termelétrica, foi construído o gráfico mostrado na Figura 23.



Figura 23: Demanda Termelétrica Ocorrida e Demanda Termelétrica Prevista de Gás Natural no Brasil, de 2006 a 2023.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME, 2014a e EPE, 2014a.

Uma importante questão sobre a demanda termelétrica, que parece ser subestimada pela EPE, é a própria previsão destinada à geração de energia termelétrica. A capacidade de geração termelétrica deve aumentar cerca de 50% nos próximos 10 anos (EPE, 2014a). Dos investimentos em geração termelétrica, grande parte se dará em usinas movidas a gás natural, segundo a EPE, tanto em termos daqueles já contratados como em termos de investimentos planejados.

O estudo da EPE (2014a) ressalta, ainda, que, a expansão da geração termelétrica de gás natural é preferencial aos outros combustíveis, devido à comparação com as outras formas de geração termelétrica. Os motivos dessa preferência são os mesmos citados na seção 2.4,

em relação aos outros combustíveis, como: emissão de gases de efeito estufa, preço, tempo de partida e velocidade de carga.

Contudo, o estudo ressalta, ainda, que a escolha sobre o gás natural depende da disponibilidade do combustível e da competitividade dos empreendimentos de geração. Caso não seja possível a expansão ocorrer da maneira planejada, o carvão mineral será preferido ao óleo diesel e ao óleo combustível para a geração térmica complementar, pois o custo do carvão é significativamente inferior ao do óleo diesel e também ao do óleo combustível.

3.2.2.Oferta Futura de Gás Natural no Brasil

Dada a previsão de demanda, é investigada, a seguir, a disponibilidade de oferta de gás natural no Brasil, através da malha integrada e de seus sistemas isolados. A partir de tal informação, se averiguará o balanço do mercado nos próximos anos, destacando se haverá capacidade de oferta para a realização de uma expansão termelétrica.

3.2.2.1. A Oferta de Gás Natural Liquefeito

O desequilíbrio nas condições de oferta e demanda de gás natural no Brasil, nos últimos anos, aliado ao fim de contratos de fornecimento do gás boliviano, impôs ao país a necessidade de adoção de alternativas de suprimento, a fim de flexibilizar a oferta de gás e de assegurar o fornecimento continuado desse energético aos diferentes segmentos de consumo (ANP, 2010). Daí, a necessidade de construção de terminais de GNL no Brasil.

O preço do GNL pode ser alto em comparação ao do gás boliviano, porém a flexibilidade oferecida pelos terminais pode se configurar num fator muito importante para a segurança energética do país, caso a expansão da geração termelétrica a gás natural continue. Ainda, numa visão de consumo sazonal pelo setor elétrico (baixa frequência de despacho¹⁶), existe uma vantagem operativa: as termelétricas a GNL poderiam encomendar o combustível somente quando acionadas pelo ONS, evitando os pagamentos fixos e obrigações de geração mínima dos contratos *take-or-pay*, destinados

¹⁶ Essa baixa frequência é pensada como as termelétricas atuando na geração da ponta, fato que ocorreu até 2012. Em 2013 e 2014 as usinas termelétricas têm operado com muito mais frequência, em virtude de um quadro atípico de falta de chuvas nas regiões dos grandes reservatórios hidrelétricos.

à remuneração dos investimentos fixos em produção e transporte de gás local (KELMAN, 2008).

O Brasil conta com três terminais de regaseificação, operando a plena capacidade como mencionado na seção 3.1. A Figura 24 mostra a evolução da capacidade de regaseificação no país.

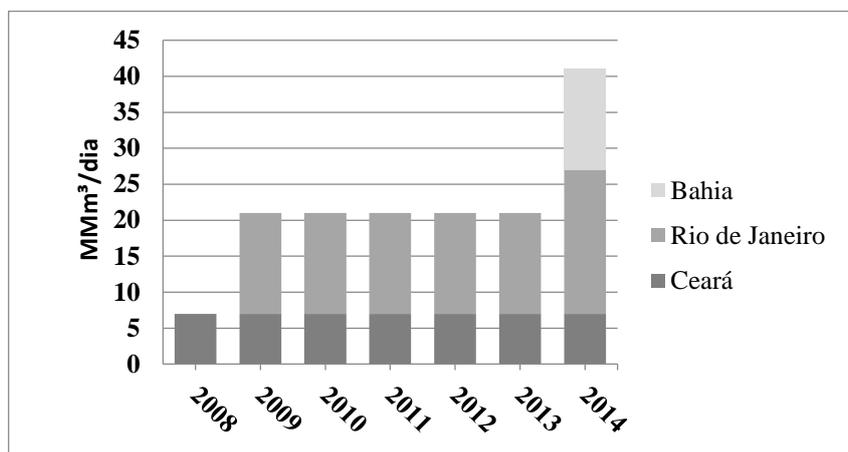


Figura 24: Capacidade de Regaseificação Nacional, por localidade.

Fonte: Elaboração própria.

Desde a entrada em operação dos terminais de regaseificação de GNL, começaram as importações por este modal. No ano de 2014 as importações de GNL chegaram a ser superiores a 35% do total das importações de gás natural feitas pelo Brasil. A Figura 25 mostra a evolução percentual das importações de gás natural via GNL no Brasil.

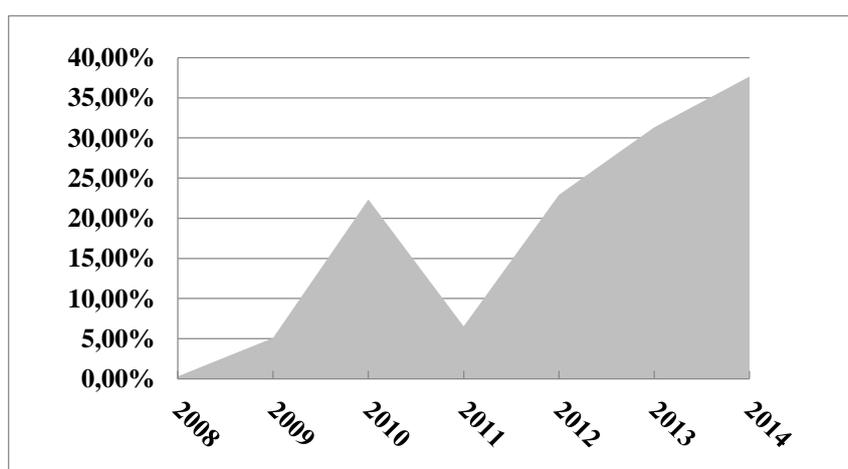


Figura 25: Porcentagem de Importação de Gás Natural via GNL.

Fonte: MME, 2015.

Segundo a EPE, com a conclusão do terminal de regaseificação da Bahia e a expansão da capacidade do terminal no Rio de Janeiro, não há mais investimentos previstos até 2023. Assim, o cenário plausível para a oferta futura de gás natural no Brasil seria a da manutenção da capacidade de regaseificação nacional para o próximo decênio (EPE, 2014^a).

No leilão A-5 de 2014, duas novas usinas termelétricas a gás natural foram vencedoras para gerar energia elétrica a partir de 2019. Esses empreendimentos, além da construção das usinas, incluem a construção de um terminal comercial de regaseificação de GNL. Tais usinas, uma no Rio Grande do Sul e outra em Pernambuco, ofertarão energia a partir de 2019 e, poderão ser construídos pela iniciativa privada dois novos terminais (EPE, 2015). Espera-se que cada terminal tenha capacidade de regaseificação de 14 milhões de m³/dia. Assim, a capacidade de importação de gás natural via GNL poderá, em 2019, ser de 69 milhões de m³/dia, distribuída em cinco terminais. A Figura 26 ilustra como seria a nova condição, com o aumento da capacidade de importação via GNL.

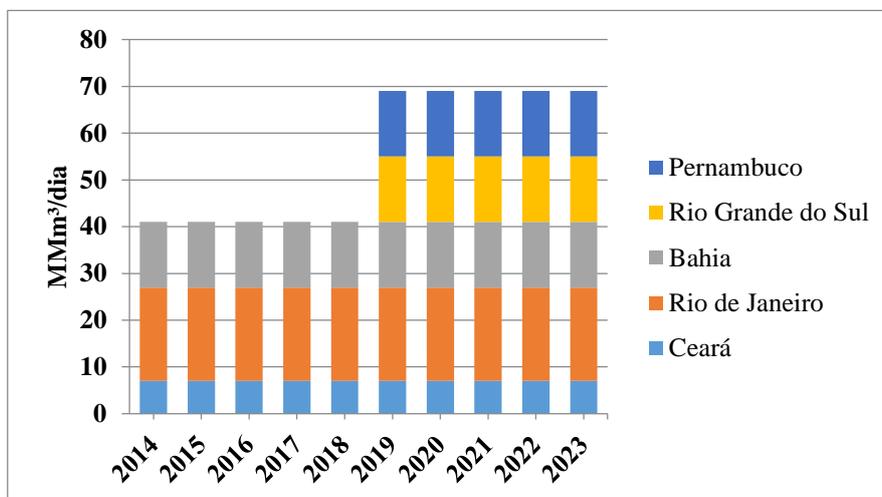


Figura 26: Previsão da Capacidade de Importação de Gás Natural via GNL no Brasil.

Fonte: Elaboração Própria.

A disponibilidade total de oferta de GNL, de 69 milhões de m³/dia atingiria um patamar superior ao dobro da capacidade de importação via gasodutos, pela Bolívia. Com esta maior capacidade de importação é de se esperar que a participação no total de importação cresça, e com isso, cresçam os custos da utilização do gás natural, pois

geralmente o GNL apresenta preços superiores aos do gás boliviano e do gás produzido no Brasil.

3.2.2.2. A Produção Nacional de Gás Natural

A oferta de gás natural nacional, como citado no início do capítulo, se dá em 3 regiões: na malha interligada (parte das regiões sul, sudeste, centro-oeste e nordeste), no Estado do Maranhão (com destinação exclusiva para a geração termelétrica) e no Estado do Amazonas (região atendida pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus). A capacidade de processamento destas regiões fornece a estimativa de capacidade máxima da oferta nacional.

A produção nacional vem crescendo, porém, ainda é suficiente para atender a toda a demanda nacional. A Figura 27 retrata a evolução da produção nacional de gás natural, desde 2000.

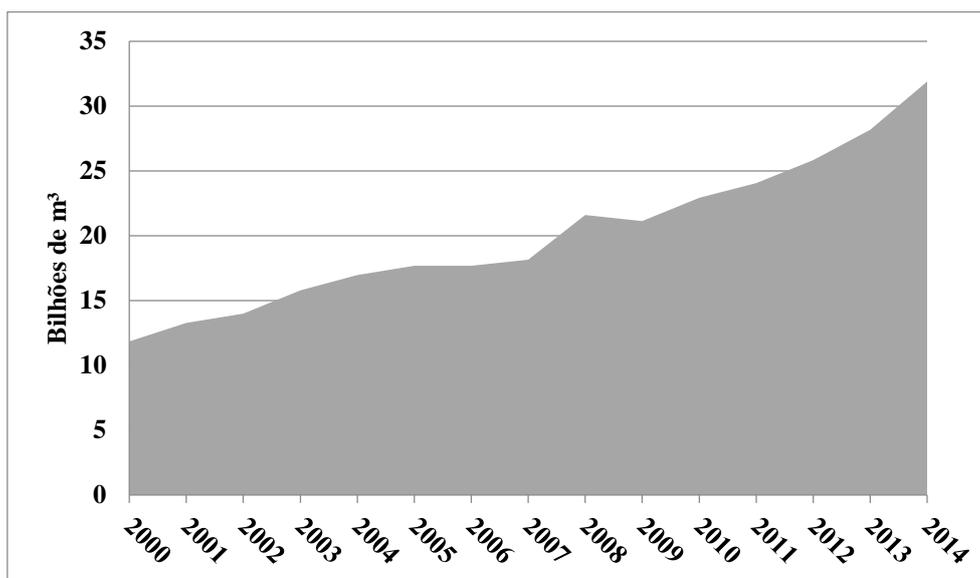


Figura 27: Evolução da Produção Nacional de Gás Natural no Brasil.

Fonte: ANP, 2009, e ANP, 2016.

3.2.2.2.1. A Capacidade de Oferta de Gás Natural na Malha Integrada

A inserção da produção nacional de gás natural na malha integrada de gasodutos está limitada à capacidade de processamento do energético. A atual capacidade nacional de processamento de gás natural (exceto as UPGNs do Amazonas e as unidades de

processamento do Maranhão) é de 87 milhões de m³/dia. São 29 unidades de processamento, distribuídas em dez estados e 14 municípios (MME, 2015).

A previsão de expansão, neste próximo decênio, é de que a capacidade de processamento passará dos 87 milhões de m³/dia para 115,4 milhões de m³/dia até o final de 2023. A ampliação de 28,40 milhões de m³/dia se dará através da expansão das unidades de Cabiúnas (5 milhões de m³/dia), Caraguatatuba 2 (milhões de m³/dia) e a construção do COMPERJ (21 milhões de m³/dia) (EPE, 2014a). Mesmo após o cancelamento da inauguração do COMPERJ na data inicialmente prevista, manteve-se a previsão da EPE de expansão da capacidade no decênio, pois acredita-se que outros empreendimentos poderão ampliar suas capacidades de processamento para atingir este patamar.

Além da capacidade de processamento de gás natural, outra forma de se estimar a oferta nacional de gás natural pode ser feita através dos dados projetados pela EPE, no PDE 2023. Nestes dados agregados, não é possível identificar de onde vem especificamente a produção, sendo uma projeção conjunta dos três pontos de oferta do país.

No PDE 2023, cabe destaque para a produção do Pré-Sal¹⁷ e o possível início da produção de gás não-convencional¹⁸ no país. As projeções de produção apontam para dois horizontes: um baseado nos recursos descobertos até então e outro baseado no acréscimo de recursos a serem descobertos. A Figura 28 apresenta estas projeções.

¹⁷ A camada Pré-Sal é a camada que contém os reservatórios de petróleo e gás natural abaixo da camada salina, que se estende na região da costa afora entre os estados de Santa-Catarina e Espírito Santo, numa faixa de cerca de 800 quilômetros de comprimento por 200 quilômetros de largura. Em tal faixa, a lâmina d'água varia de 1.500 metros a 3.000 metros de profundidade, e os reservatórios estão localizados sob uma pilha de rochas com 3.000 a 4.000 metros de espessura, situada abaixo do fundo marinho (RICCOMINI, 2012).

¹⁸ Os recursos não convencionais são aqueles que se apresentam em acumulações (depósitos) de hidrocarbonetos distribuídos em grandes áreas de bacias sedimentares não afetadas significativamente por processos aerodinâmicos. Os principais tipos desses recursos são: metano de carvão (*coal bedmethane* - CBM), acumulações de gás de centro de bacia (*basin-centered gas*), gás de folhelho (*shale gas*), hidratos de gás, betume natural (ou arenitos oleígenos – *tar sands*) e óleo de folhelho (*shale oil*) (ANP, 2013).

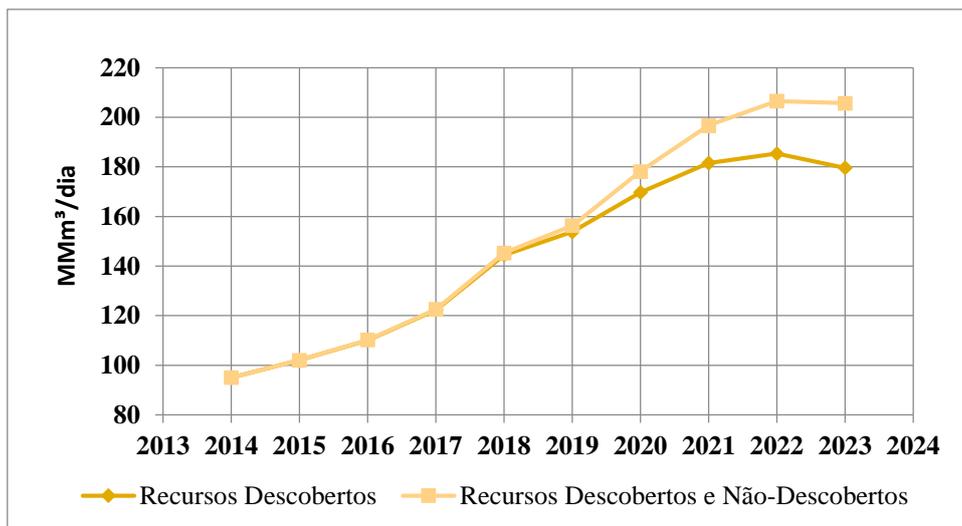


Figura 28: Estimativas de Produção Bruta de Gás Natural no Brasil.

Fonte: EPE, 2014a.

Ainda no PDE 2023 é feita uma projeção de produção líquida de gás natural, com base apenas nos recursos descobertos. São estimativas de volumes de gás natural disponibilizados para as UPGNs, obtidos a partir da previsão de produção bruta e estimativas de reinjeção nos reservatórios, perdas, queimas e autoconsumo. A estimativa de produção líquida nacional é mostrada na Figura 29.

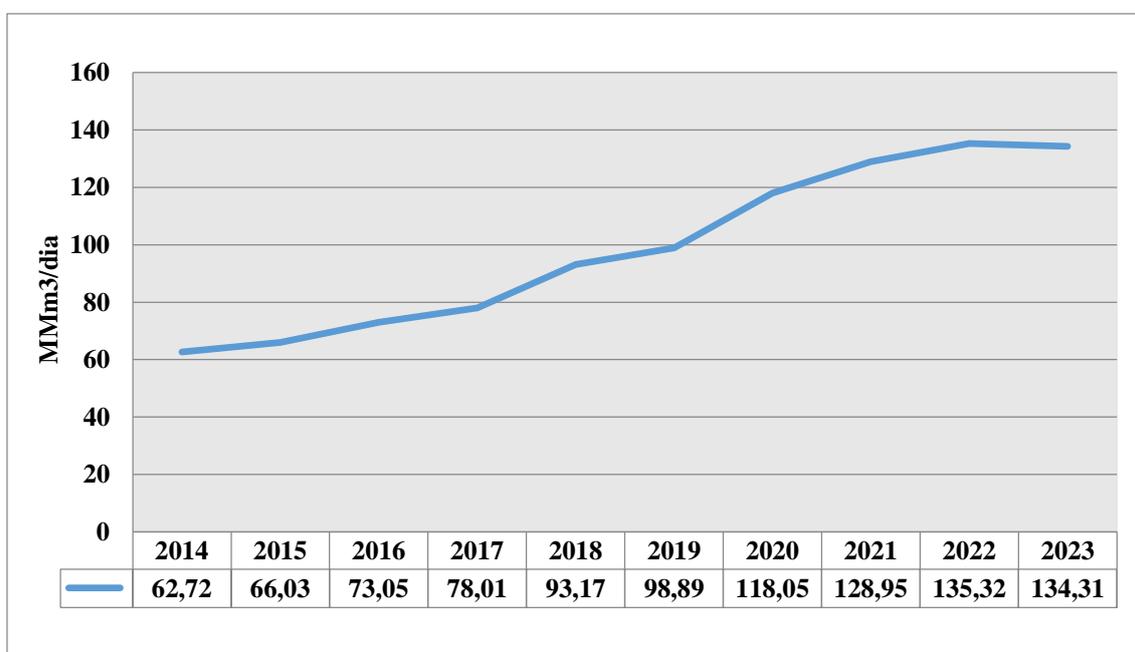


Figura 29: Estimativa de Produção Líquida de Gás Natural no Brasil.

Fonte: Elaboração própria, baseado em EPE, 2014a.

3.2.2.2. Oferta de Gás Natural no Maranhão

Um empreendimento num modelo único no Brasil ocorre na Região da Bacia do Parnaíba, localizada no Nordeste do Brasil, abrangendo uma área aproximada de 680.000 km² distribuídos pelos estados do Maranhão, Piauí, Tocantins e, pequena parte nos estados do Pará, Ceará e Bahia. Inicialmente pertencente à OGX, hoje o empreendimento pertence à Parnaíba Gás Natural, sociedade de propósito específico pertencente à Cambuhy (73%), ENEVA (18%) e EON (9%), que possui participação majoritária na concessão de oito blocos exploratórios terrestres na Bacia do Parnaíba (ENEVA, 2015).

A produção do gás natural na Bacia do Parnaíba se dá exclusivamente para a geração de energia termelétrica *in loco*. Devido às características do reservatório (gás convencional de alta permeabilidade, grandes volumes, baixo custo de processamento para a finalidade termelétrica, poços de pequena profundidade) (ENEVA, 2015) e a facilidade de se ligar à rede de transmissão de energia elétrica ser maior que a da malha integrada de gás natural, esse foi o modelo de empreendimento escolhido.

A ENEVA opera o complexo de usinas da Parnaíba, que possui licença de instalação para 3.722 MW de geração termelétrica a gás natural. Atualmente conta com 908 MW de capacidade instalada e previsão de expansão para 1.426 MW em 2017 (MME, 2015).

Integram o Complexo Parnaíba as usinas: Parnaíba I (em operação, 2 usinas de 338MW cada), Parnaíba 2 (em construção, 518MW), Parnaíba III (em operação, 176MW) e Parnaíba IV (em operação, 56MW) (MME, 2015). Não são consideradas UPGN's as unidades que processam o gás natural nesse empreendimento, pois, devido às características do gás e às necessidades das usinas, ocorre apenas um processamento primário.

Para se estimar a oferta potencial de gás natural na Bacia do Parnaíba, partiu-se da premissa que oferta de gás seria igual à demanda das usinas termelétricas operando de forma contínua, a plena capacidade. Utilizando-se os valores de capacidade instalada de 908MW (até 2016) e 1.426 MW (a partir de 2017), e a partir dos dados de consumo específico divulgados pelo MME (2015), obtém-se uma demanda total equivalente a 5,91 mil m³/dia/MW. Até 2016, estimou-se que existe a possibilidade de ampliação de

5,37 milhões de m³/dia e, após 2017, com a entrada da usina de Parnaíba II, a oferta poderá ser ampliada para 8,43 milhões de m³/dia.

3.2.2.2.3. Oferta de Gás Natural no Amazonas

Outro sistema isolado de oferta de gás natural no Brasil está presente no Estado do Amazonas. O gás produzido em Urucu (AM) é transportado pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus. Uma parcela do gás natural fica em Coari, para ser transportada para outras localidades através do terminal aquaviário de Coari. O restante do gás natural é entregue em Manaus.

O gás produzido em Urucu é processado na UPGN Urucu, dividida em três trens de processamento: Urucu I (desde 1993, processando 0,71 milhões de m³/dia), Urucu II (desde 2000, processando 6 milhões de m³/dia) e Urucu III (desde 2004, processando 3 milhões de m³/dia). Totalizando uma capacidade atual de 9,71 milhões de m³/dia, não há planejamento da expansão de processamento na região (EPE, 2014a).

Em Manaus, existem oito usinas termelétricas, três das quais já operam movidas a gás natural. Outras cinco estão em processo de conversão de óleo combustível para gás natural.

3.2.2.3. A Oferta de Gás Boliviano

O Brasil possui três contratos de importação de gás com a Bolívia, via Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL), cada um com diferentes volumes de gás e durações, além da importação de gás por outro gasoduto que abastece o estado do Mato Grosso. Dois contratos se encerrarão em pouco tempo: um em 2019 e outro em 2021. O fim desses contratos pode levar a uma grande mudança no mercado nacional de gás natural.

3.2.2.3.1. A Oferta de Gás Boliviano via GASBOL

A construção do GASBOL se iniciou em 1997, sob a responsabilidade da Petrobras. Em julho de 1999, a TBG iniciou suas operações entre Corumbá (MS) e Guararema (SP), no chamado trecho norte do gasoduto. Em março de 2000 o trecho sul, entre Campinas (SP) e Canoas (RS), entrou em operação. Neste mesmo ano, a TBG entrou em operação plena, com um gasoduto com extensão total de 2.593 quilômetros. Em 1º de março de

2003, a capacidade de transporte do lado boliviano do GASBOL atingiu 30,08 milhões de m³/dia, capacidade máxima contratada que é mantida até os dias de hoje.

O GASBOL é um gasoduto de 3.150 km de extensão, com 557 km na Bolívia e 2.593 km no Brasil. Operado pela GTB na Bolívia e pela TBG no Brasil, onde possui dois trechos: o trecho norte, de Corumbá (MS) a Guararema (SP) e, o trecho sul, de Paulínia (SP) a Canoas (RS). Atravessa 136 municípios e cinco estados brasileiros, a saber: Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

O gasoduto apresenta capacidade total de transporte de 30,08 milhões de m³/dia. Possui 15 estações de compressão, 45 *city gates*, 4 estações de medição (3 no Brasil), 2 estações de medição operacional, 2 estações de redução de pressão e 1 *hub* (Paulínia). A Figura 30 mostra um mapa esquematizando o gasoduto (TBG, 2014).

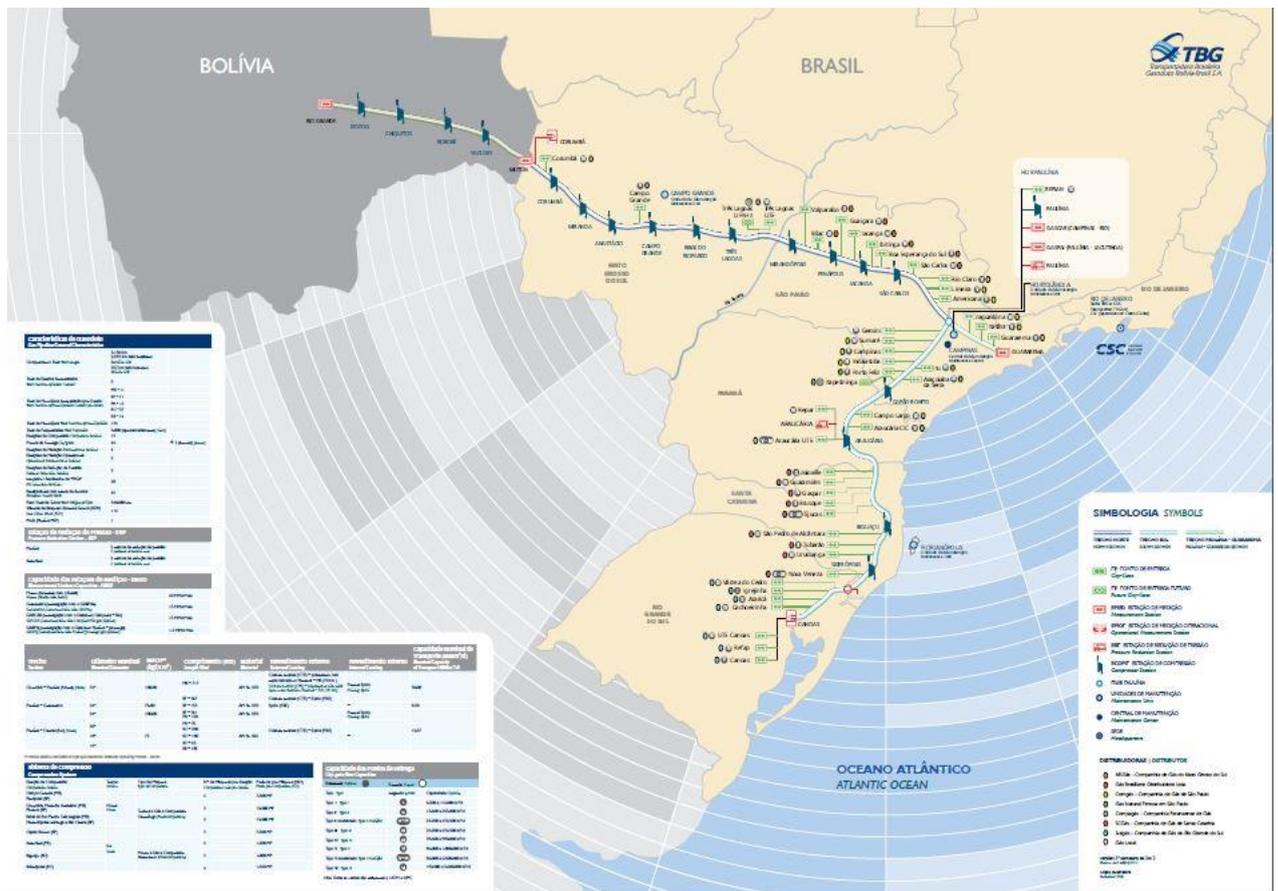


Figura 30: Mapa do Gasoduto Brasil-Bolívia.

Fonte: TBG, 2014.

Existem três contratos de transporte do gás natural boliviano no GASBOL, onde a capacidade máxima é dividida, a saber: *Transportation Contract Quantity* (TCQ), *Transportation Contract Option* (TCO) e Contrato de Transporte Adicional (TCX).

O contrato TCQ, firmado em um primeiro momento juntamente com o *Gas Supply Agreement* (GSA) de 1996, previa um fornecimento de gás durante 20 anos, começando a fornecer 9,16 milhões de m³/dia no primeiro ano e, a partir do oitavo ano uma quantidade 18,08 milhões de m³/dia. Após o novo acordo para fornecimento do gás em 1996, foi assinado o contrato definitivo em 25 de fevereiro de 1999, mantendo o prazo de duração de 20 anos e o volume contratado começando em 9,10 milhões de m³/dia, atingindo o valor final de 18,08 milhões de m³/dia. Apresenta a cláusula de *ship-or-pay*¹⁹. O TCQ acaba em 2019, sendo o maior dos contratos de transporte dentre os três, além de ser o primeiro contrato a acabar (DÁVALOS, 2009).

O contrato TCO, assinado na mesma data que o TCQ, previa o transporte de 6 milhões de m³/dia de gás boliviano. Era previsto começar em 01 de janeiro de 2000, mas o fornecimento de gás via contrato TCO só começou a funcionar em 2003. Porém, o encerramento do contrato se dará em 2040, data inicial prevista. Esse contrato foi pago antecipadamente pela Petrobras (MJ, 2007).

O outro contrato, o TCX, também foi assinado na mesma data dos contratos anteriores. Assim como o TCO, previa a importação de 6 milhões de m³/dia de gás e cláusula de *ship-or-pay*. Porém, o período de vigência do contrato seria de apenas 20 anos e não foi pago antecipadamente. Começou a vigorar em 2002 e vai até 2022. A Tabela 5 esquematiza os prazos de duração e os volumes dos contratos de transporte, assim como o volume total transportado.

¹⁹Nestes contratos, o comprador é obrigado a comprar um montante de gás fixo num determinado período de tempo. Essa obrigatoriedade de pagamento mínimo não implica imposição de consumo, ou seja, o gerador tem que pagar pelo gás, mas pode “deixá-lo guardado”, sob a forma de créditos, por um determinado número de anos contados a partir da data da compra, para uso futuro (CHABAR, 2005). São semelhantes a contratos de *take-or-pay*.

Tabela 5: Contratos de Transporte e Volumes Transportados.

Período	TCQ	TCX	TCO	Total Contratado	Total Transportado
2000	9,10	-	-	9,10	5,92
2001	10,30	-	-	10,30	10,42
2002	11,40	6,00	-	17,40	11,93
2003	18,08	6,00	6,00	30,08	14,13
2004	18,08	6,00	6,00	30,08	19,88
2005	18,08	6,00	6,00	30,08	22,81
2006	18,08	6,00	6,00	30,08	24,39
2007	18,08	6,00	6,00	30,08	26,50
2008	18,08	6,00	6,00	30,08	29,54
2009	18,08	6,00	6,00	30,08	21,89
2010	18,08	6,00	6,00	30,08	26,15
2011	18,08	6,00	6,00	30,08	26,10
2012	18,08	6,00	6,00	30,08	25,96
2013	18,08	6,00	6,00	30,08	28,33
2014	18,08	6,00	6,00	30,08	31,23
2015-2019	18,08	6,00	6,00	30,08	-
2019-2022	-	6,00	6,00	12,00	-
2023-2040	-	-	6,00	6,00	-

Fonte: Elaboração própria, a partir de DÁVALOS, 2009; TBG, 2014; e MME, 2015.

A importação de gás natural boliviano foi iniciada em julho de 1999, ocorrendo neste primeiro ano uma fase de testes, tendo sido importados apenas 400 milhões de m³ de gás em 6 meses (ANP, 2009). A partir do ano 2000 foi possível calcular a média diária importada ao longo do ano. Até 2003, o gasoduto ainda não estava operando na sua capacidade máxima e nesse ano o gasoduto passou a apresentar toda a sua capacidade operacional contratada. O volume transportado de gás natural nem sempre será igual à capacidade contratada, pois dependerá do ajuste dinâmico entre a oferta e a demanda ao longo da malha.

A partir de 2004, o gasoduto vem transportando uma quantidade de gás superior a dois terços de sua capacidade operacional. No ano de 2009, assim como ocorreu com as importações via GNL, a importação de gás natural via GASBOL apresentou queda, consequência da crise internacional de crédito de 2008. A Figura 31 ilustra esta relação no período de início das importações de gás boliviano até 2014.



Figura 31: Volume de Gás Contratado versus Gás Transportado.

Fonte: Elaboração própria, a partir de DÁVALOS, 2009; TBG, 2014; e MME, 2015.

3.2.2.3.2. A Oferta de Gás Boliviano via Mato Grosso

Outro ponto de oferta de gás boliviano é dado através do gasoduto Bolívia-Mato Grosso, operado pela Gasocidente. O gasoduto liga San Matias (Bolívia) à Cuiabá (Brasil), com 642 quilômetros de extensão, passando pelos municípios de Cáceres, Poconé, Nossa Senhora do Livramento e Várzea Grande. O gasoduto fornece gás natural para a UTE Mário Covas, em Cuiabá, além da distribuição local.

A construção do gasoduto foi iniciada no segundo semestre de 1999 e concluída em junho de 2001. Sua inauguração ocorreu em março de 2002. São acionistas da GasOcidente as empresas Prisma Energy e *Shell Gas Latin America* (GASOCIDENTE, 2015).

O trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Mato Grosso possui capacidade de 2,8 milhões de m³/dia. A UTE Mário Covas (Cuiabá) possui uma demanda máxima diária de 2,42 milhões de m³/dia de gás natural (MME, 2015). Assim, há espaço, ainda, para o desenvolvimento de um mercado local de gás natural.

Utilizando a capacidade máxima de transporte do gasoduto (2,8 milhões de m³/dia) como a capacidade máxima deste ponto de oferta, é possível observar a relação entre volume transportado e a capacidade operacional do gasoduto. A Figura 32 apresenta esta relação nos últimos anos.

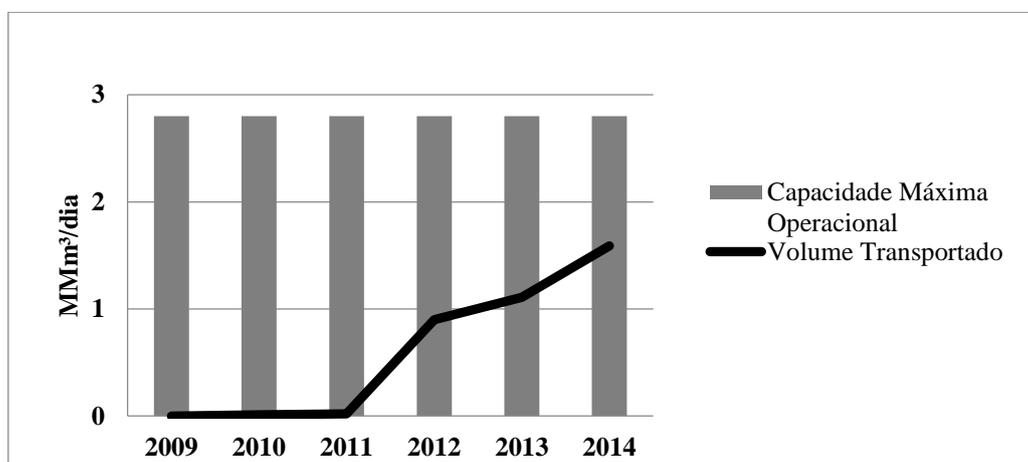


Figura 32: Volume de Gás Transportado versus Capacidade Operacional.

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME (2015).

3.2.2.4. A Oferta de Gás Argentino

Existe um ponto de oferta de gás natural argentino no Brasil, na fronteira. A região oeste do estado do Rio Grande do Sul, no município de Uruguaiiana, abriga um gasoduto proveniente da Argentina que oferta gás natural para a UTE Uruguaiiana. A oferta máxima é dada pela capacidade de transporte do trecho I do gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre.

Porém, como no local só a UTE Uruguaiiana é um ponto de demanda, neste estudo a oferta máxima nesta região será considerada como a da demanda máxima da UTE, que é de 2,8 milhões de m³/dia (MME, 2015). Não existe planejamento previsto para o aumento da demanda de gás em Uruguaiiana, devendo a oferta máxima permanecer neste volume.

Há o projeto de integração energética (Brasil-Argentina), com a construção do já autorizado gasoduto Uruguaiiana-Porto Alegre (615 km). Este gasoduto apresentaria uma capacidade de transporte de 15 milhões de m³/dia, assim como o total do trecho I, aumentando a oferta nacional de gás (TSB, 2015).

3.3. O Mercado de Gás Natural no Brasil no Próximo Decênio

A fim de confrontar a oferta máxima de gás natural no próximo decênio, com a previsão de demanda da EPE, foram criados cenários para avaliar como será o balanço energético. Com base em algumas alterações pelo lado da oferta, será possível analisar a capacidade de abastecimento do mercado interno, mesmo com circunstâncias desfavoráveis.

As estimativas sobre a disponibilidade de oferta atual e para o próximo decênio foram realizadas na seção anterior. É importante ressaltar que a oferta potencial de gás natural encerra um limite máximo para cada ponto de oferta, sendo a oferta, de fato, dependente da quantidade produzida (na oferta nacional) ou da disponibilidade de determinada fonte externa (importação). Cabe, ainda, destacar que em todos os cenários foi isolada a demanda levando-se em consideração a expansão da geração termelétrica.

Cenário Padrão

O cenário Padrão é construído a partir das informações levantadas, sem mudanças drásticas do atual *status quo*. O gás vindo da Bolívia manteria sua oferta, tanto via GASBOL, quanto Gasocidente. Os contratos de gás bolivianos seriam renovados, possibilitando esta manutenção da oferta boliviana. Não haveria mudança na situação Argentina, existindo apenas a infraestrutura para ofertar gás natural para a termelétrica em Uruguaiana.

A oferta no Estado do Amazonas se mantém constante, dada pela capacidade ofertada pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus. A oferta no Estado do Maranhão cresce, em 2017, com a entrada em operação de mais uma termelétrica no empreendimento da Bacia do Parnaíba. A capacidade de importação via GNL seria mantida, pois não haveria construção de novos terminais de regaseificação no decênio. A oferta nacional é dada pela capacidade de processamento do gás, que evoluiria segundo o PDE 2023 (EPE, 2014b). A Figura 33 traça o balanço entre a oferta potencial de gás natural e a demanda.

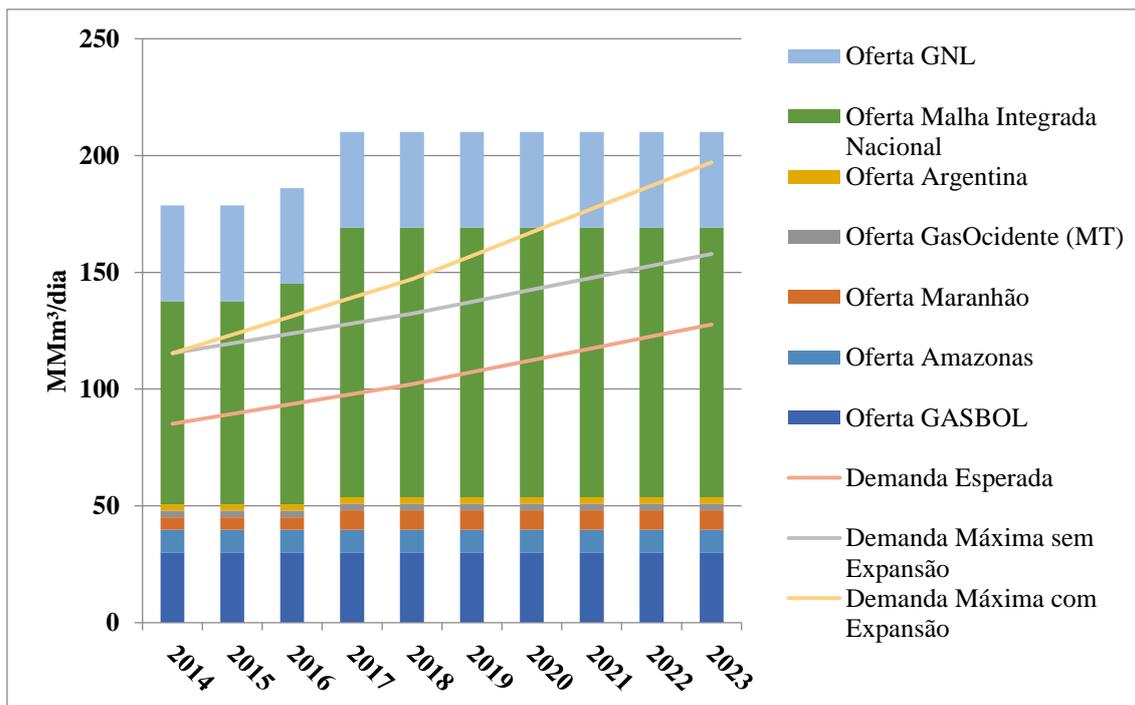


Figura 33: Cenário Padrão de Oferta e Demanda de Gás Natural.

Fonte: Elaboração própria.

Observando-se o gráfico acima exposto, é possível observar que a expansão da geração termelétrica, poderá ser realizada sem nenhum problema relativo à oferta. A curva da demanda sem expansão termelétrica indica, ainda, que para o próximo decênio, a demanda máxima de gás natural irá se aproximar da oferta potencial máxima sem o GNL, mostrando a viabilidade do atendimento da demanda de gás natural projetada para o período.

Cenário 1

O cenário 1 mantém várias das premissas adotadas no Cenário Padrão, entre essas, as de oferta do gás argentino e boliviano, além do gás nacional na malha integrada, no Maranhão e no Amazonas. A diferença entre os cenários fica por conta da ampliação da capacidade nacional de liquefação a partir de 2019, de 41 para 69 milhões de m³/dia, de acordo com a entrada de dois terminais de regaseificação privados no Brasil. A Figura 34 mostra o Cenário 1.

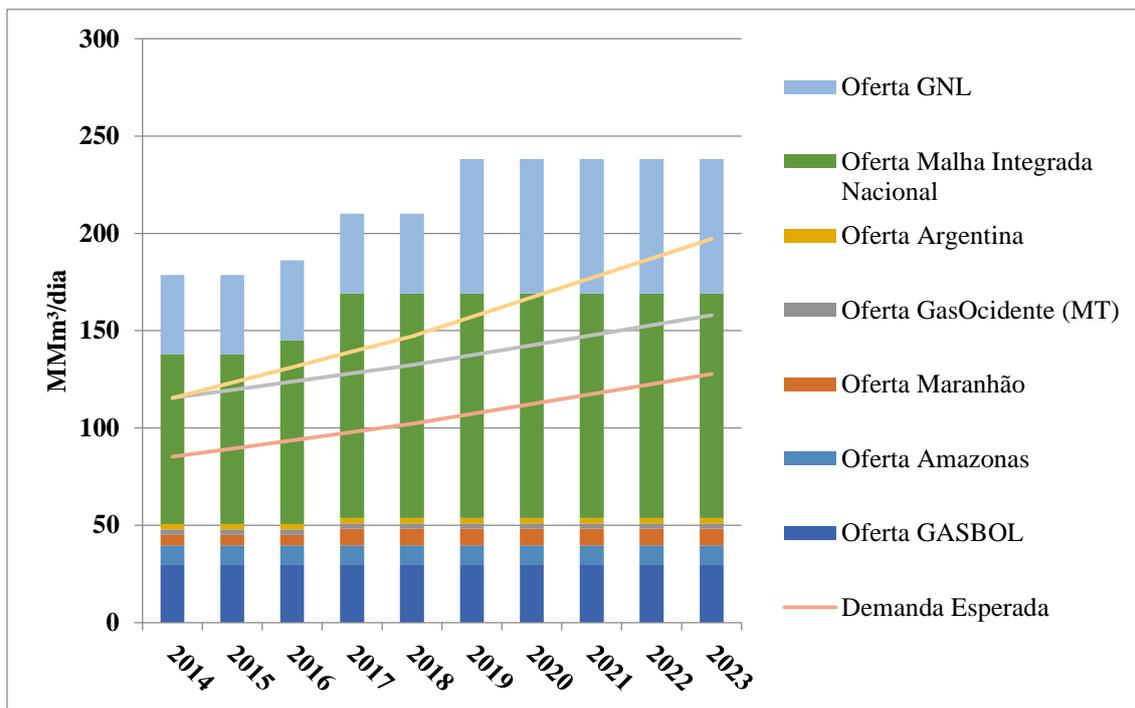


Figura 34: Cenário 1.

Fonte: Elaboração própria.

Esse cenário indica uma maior folga na capacidade nacional de oferta de gás e, no caso da demanda se aproximar da demanda máxima prevista pela EPE, há expansão da geração termelétrica.

Cenário 2

O cenário 2 baseia-se na possibilidade de não renovação dos contratos de transporte de gás natural do GASBOL. Nesse caso, a partir de 2020 ocorreria uma redução de 18 milhões de m³/dia na oferta doméstica de gás natural, que em 2023 seria reduzida para 6 milhões m³/dia, via GASBOL. Além dessa mudança, não há nenhuma outra em relação ao cenário Padrão. A Figura 35 mostra o Cenário 2.

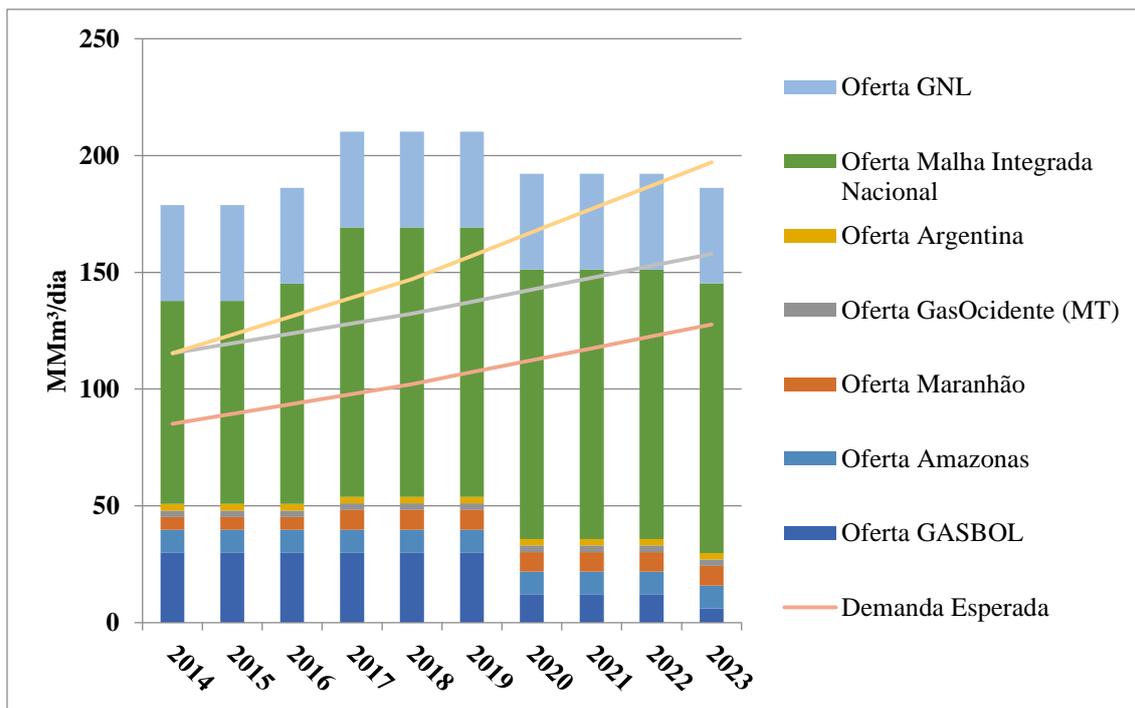


Figura 35: Cenário 2.

Fonte: Elaboração própria.

Com a restrição na oferta boliviana, observa-se que em 2022 a demanda máxima estaria muito próxima da oferta potencial máxima e em 2023. A demanda máxima poderia superar a oferta potencial máxima nacional, configurando um problema a ser contornado no caso da expansão da geração termelétrica.

Cenário 3

O último cenário, o cenário 3, apresenta algumas premissas distintas dos outros cenários. Mantém-se as premissas relativas às importações potenciais: gás boliviano, gás argentino e GNL.

Ao invés de estimar a oferta nacional desagregada, da malha integrada, do Maranhão e do Amazonas, o valor da oferta nacional agregado é dado com base na produção líquida dos recursos convencionais estimados pelo PDE 2023 (EPE, 2014b). Assim como para o Cenário Padrão, a estimativa de atendimento da demanda poderia ocorrer sem a utilização do GNL. A Figura 36 ilustra o Cenário 3.

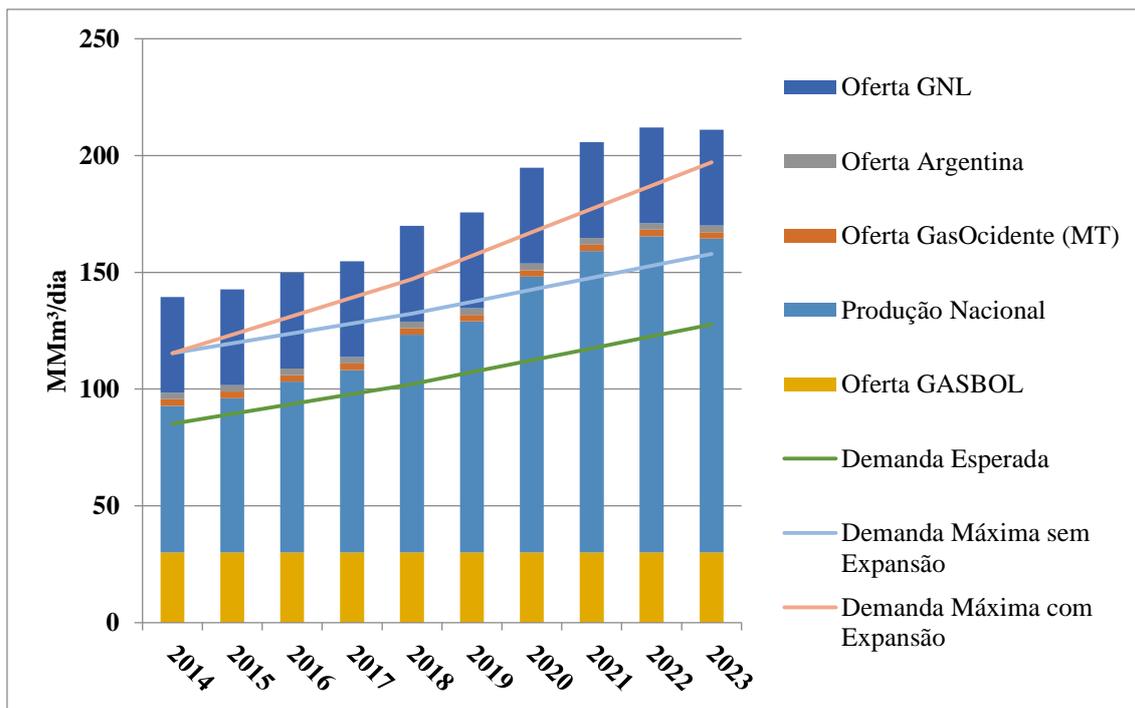


Figura 36: Cenário 3.

Fonte: Elaboração própria.

De posse da análise desses cenários, verifica-se que, mesmo com uma expansão termelétrica a gás natural de 9,5 GW, passando de 10,5 GW para 20 GW em 2013, haverá oferta do energético capaz de atender ao mercado brasileiro (EPE, 2014a).

Assim, do ponto de vista da oferta de gás natural, haverá disponibilidade para que ocorra a expansão da geração termelétrica até 2023. Porém, como já descrito, a confirmação da disponibilidade de gás natural para uma expansão da geração termelétrica dependerá de outros fatores a serem discutidos neste trabalho, como a disponibilidade de infraestrutura e de acesso a tal infraestrutura.

3.4. Infraestrutura

Após concluir que a oferta no mercado brasileiro será capaz de atender à expansão da demanda de gás natural nos próximos anos, mesmo com a expansão termelétrica planejada, pode se incorrer no erro de concluir que haverá disponibilidade de gás natural. Porém, há ainda que se analisar a infraestrutura de transporte do energético, bem como o acesso a essa infraestrutura, através da análise do modelo regulatório.

A infraestrutura de transporte do gás natural no Brasil pode ser considerada insuficiente, devido às proporções continentais do país. Nos Estados Unidos, a densidade de gasodutos do país é de 49 metros de gasodutos/km² de território, enquanto no Brasil é de apenas 1 metro de gasodutos/km² de território. O país possui 9.244 quilômetros de gasodutos de transporte (EPE, 2014b), operados por quatro transportadoras.

A Transportadora Associada de Gás (TAG) transporta o gás de origem nacional e é operada pela Transpetro. As outras três transportadoras operam a importação de gás via gasodutos. O GASBOL é operado, no Brasil, pela Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG). Importando também gás boliviano, a operadora do gasoduto Lateral-Cuiabá é a GasOcidente. O gás argentino é transportado pela Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB), que opera o gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre. A Tabela 6 indica a extensão dos gasodutos de cada operadora.

Tabela 6: Extensão de Gasodutos de Transporte no Brasil.

Transportadora	Extensão (km)
Transpetro	6.334
Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia- Brasil (TBG)	2.593
Transportadora GasOcidente	267
Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB)	50
TOTAL	9.244

Fonte: Elaboração própria, a partir de EPE, 2014b.

O segmento de transporte de gás natural é a parte da cadeia de produção que transporta o gás natural tratado para os centros consumidores. Já o segmento de distribuição é aquele que transporta o gás natural dentro dos centros consumidores, sendo as principais diferenças operativas entre as redes, a utilização de menores dutos e menores pressões pelas redes de distribuição. O ponto onde as redes de transporte se ligam às redes de distribuição são conhecidos como *city gates*²⁰ (ALMEIDA, 2013).

A expansão da malha começou com o início da construção do GASBOL em 1996 e sua posterior entrada em operação, parcial, em 1999. Já no século XXI, o aumento da malha se deu pela construção do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), integrando o sistema

²⁰*City gates* são estações de redução de pressão que conectam as redes de transporte às redes de distribuição. Além de controlar a pressão, essas estações podem possuir estações de processamento para minimizar os impactos das alterações ao longo do transporte. Além disso, também podem conter unidades para odorizar o gás, de modo a facilitar a detecção de vazamentos (ALMEIDA, 2013).

isolado nordestino à malha sudeste, conectada ao GASBOL. A Figura 37 ilustra a evolução da malha brasileira de gasodutos de transporte.

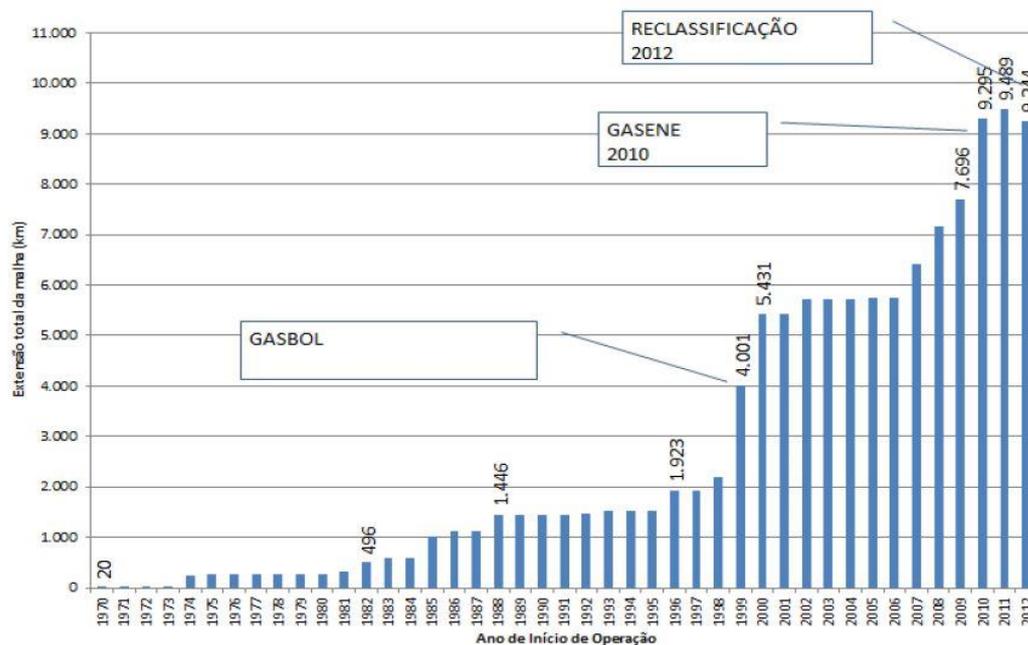


Figura 37: Evolução da Malha de Gasodutos no Brasil.

Fonte: EPE, 2014b.

A inserção do gás natural na malha integrada de gasodutos de transporte do país se dá de três maneiras: o gás produzido nacionalmente nas proximidades da malha integrada, processado em UPGN's e entregue à rede; o gás importado via GASBOL; e o gás importado via GNL, entrando na rede através dos terminais de regaseificação. A Figura 38 ilustra como está distribuída no país a malha de gasodutos de transporte.

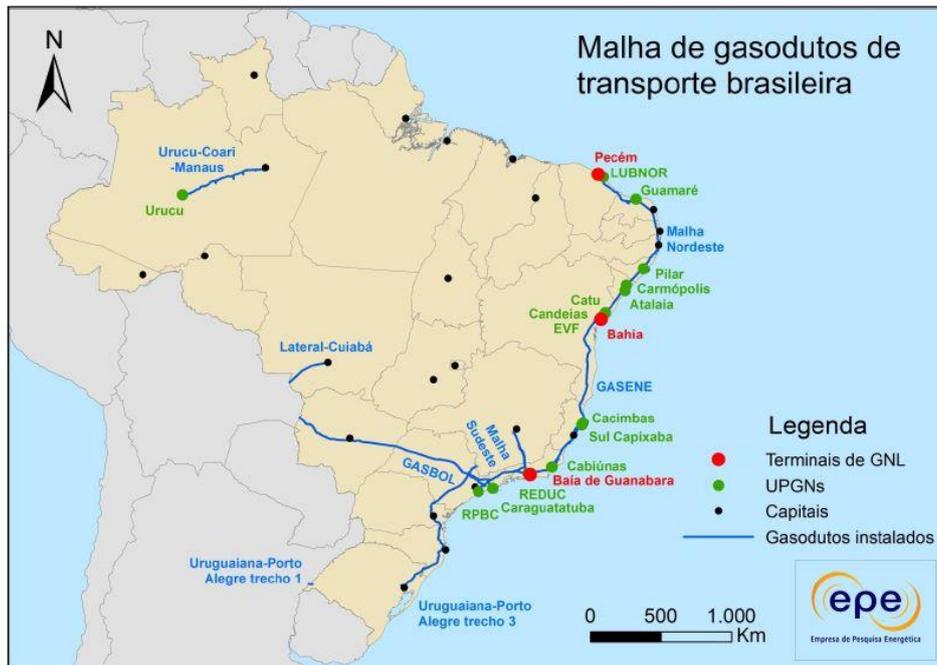


Figura 38: A Infraestrutura da Malha de Gasodutos de Transporte no Brasil.

Fonte: EPE, 2014b.

O Brasil dispõe, atualmente, de uma capacidade de processamento total de 97 milhões m³/dia (ANP, 2016). A capacidade de processamento de gás natural está concentrada no litoral sudeste e nordeste, como pode ser observado na Figura 39.

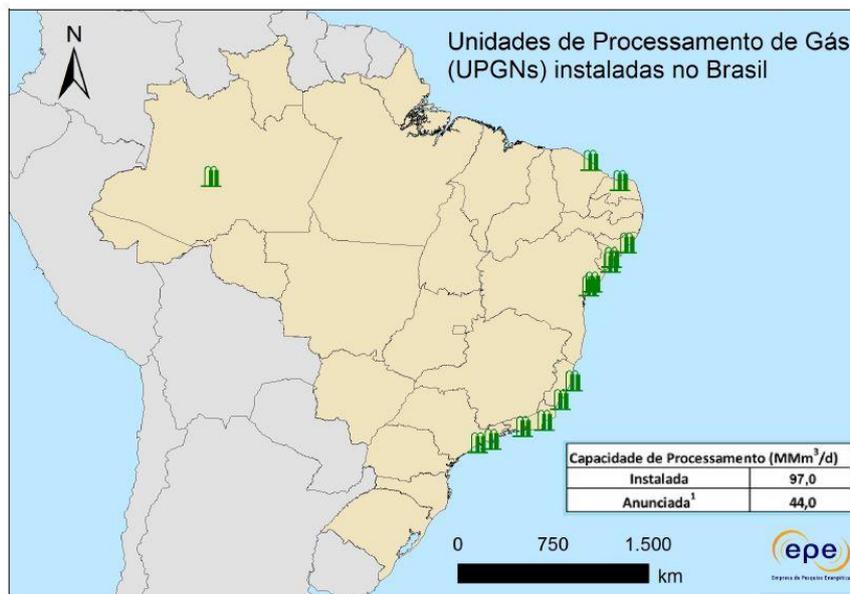


Figura 39: A Infraestrutura de Processamento de Gás Natural no Brasil.

Fonte: EPE, 2014b.

Existem 32 UPGN's no país, espalhadas por 15 municípios, em 9 estados brasileiros. A maior planta de processamento é a de Caraguatatuba, com capacidade de processamento de 18 milhões de metros cúbicos por dia, em três UPGN's. A UPGN com menor capacidade de processamento é a de Carmópolis, em Sergipe, com capacidade de processamento 350 mil metros cúbicos por dia. Um quadro completo das UPGN's no país pode ser observado na Tabela 7.

Tabela 7: Capacidade e Localização de Processamento de Gás Natural no Brasil.

UPGN	Município	Sítio	Capacidade (MMm ³ /dia)
UGN-RPBC	Cubatão (SP)	RPBC	2,30
U2500	Duque de Caxias (RJ)	REDUC	2,50
U2600	Duque de Caxias (RJ)		2,00
URGN Cabiúnas	Macaé (RJ)	Cabiúnas	2,80
UPGN Cabiúnas	Macaé (RJ)		0,58
URL Cabiúnas I	Macaé (RJ)		4,50
URL Cabiúnas II	Macaé (RJ)		4,50
URL Cabiúnas III	Macaé (RJ)		4,86
UPGN Lagoa Parda	Linhares (ES)	Lagoa Parda	0,45
DPP-Lagoa Parda	Linhares (ES)		1,50
UPGN Cacimbas	Linhares (ES)	DPP Cacimbas	3,50
DPP Camcimbias	Linhares (ES)		5,50
UPGN Cacimbas II	Linhares (ES)		3,50
UPGN Cacimbas III	Linhares (ES)		3,50
UAPO Sul Capixaba	Anchieta (ES)	DPP Sul Capixaba	2,50
UAPO Caraguatatuba	Caraguatatuba (SP)	UTGCA	3,00
UAPO Caraguatatuba II	Caraguatatuba (SP)		7,50
UAPO Caraguatatuba III	Caraguatatuba (SP)		7,50
UPGN Candeias	Candeias (BA)	Bahia	2,90
UPGN Catu	Pojuca (BA)		1,90
URGN-3 BAHIA	Pojuca (BA)		2,50
UPGN Pilar	Pilar (AL)	Pilar	1,80
UPGN Atalaia	Aracajú (SE)	Atalaia	2,90
UPGN Carmópolis	Carmópolis (SE)	Carmópolis	0,35
UPGN Guimarães I	Guamaré (RN)	Guamaré	2,30
UPGN Guimarães II	Guamaré (RN)		2,00
UPGN Guimarães III	Guamaré (RN)		1,50
UPGN Lubnor	Fortaleza (CE)	LUBNOR	0,35
São Francisco	São Francisco do Conde (BA)	São Francisco	6,00
UPGN Urucu I	Coari (AM)	Urucu	0,71
UPGN Urucu II	Coari (AM)		6,00
UPGN Urucu III	Coari (AM)		3,00

Fonte: Elaboração própria, a partir de MME, 2015.

Resumindo, a infraestrutura de gás natural brasileira, está dividida entre alguns sistemas: dois sistemas isolados baseados na importação de gás, um de gás argentino em Uruguiana e outro de gás boliviano no Mato Grosso; dois sistemas isolados nacionais,

um no Maranhão e outro no Amazonas; e a malha interligada nacional, com oferta de gás nacional, de gás boliviano (via GASBOL) e de GNL.

O sistema isolado de Uruguaiana apresenta capacidade de oferta de gás natural maior que a demanda máxima da UTE Uruguaiana, sendo possível a instalação de novos empreendimentos termelétricos na cidade. Existe autorização e mercado para o transporte de 2,8 milhões m³/dia, porém, o gasoduto tem capacidade nominal de transporte equivalente a 15 milhões de m³/dia, havendo, assim, possibilidade de oferta adicional de gás natural para a geração termelétrica em Uruguaiana (TSB, 2015), apesar de ainda não haver autorização de importação.

No sistema isolado do Mato Grosso, a capacidade de transporte de gás boliviano equivale à demanda da UTE Mário Covas. Ambos são de 2,8 milhões de m³/dia, não havendo possibilidade de expansão da geração nesta região com a infraestrutura de transporte de gás natural existente.

No Maranhão, devido ao modelo de negócio de produção de gás natural e de geração de energia elétrica ser verticalizado, a expansão do parque gerador dependerá de uma expansão concomitante da produção de gás. Porém, o acesso de outros investidores interessados na expansão da produção de gás natural não ocorrerá devido ao acesso ao gás, de exclusividade da empresa operadora, vencedora tanto do leilão de energia quanto o dos direitos de exploração e produção de gás natural.

No Amazonas, o gás natural utilizado é transportado do Campo de Urucu até Manaus através do gasoduto Urucu-Coari-Manaus. As UTEs instaladas e em processo de conversão utilizam esse gás, havendo ainda alguma capacidade ociosa de transporte de gás natural no gasoduto. Porém, esse excedente de gás poderá diminuir com o término das conversões das UTEs, não sendo a quantidade excedente após a conversão das usinas suficiente para motivar o investimento em novas usinas termelétricas.

No sistema integrado, há um problema mais complexo. As formas de acesso à malha integrada podem se dar de três maneiras: o gás boliviano proveniente do GASBOL, o gás nacional processado nas UPGN's e o gás natural liquefeito importado.

O GASBOL não apresenta capacidade de transporte ociosa, pois opera, em média, muito próximo de sua capacidade máxima, não havendo disponibilidade de gás natural disponível para a expansão de empreendimentos termelétricos. O gás nacional,

processado nas UPGNs, apresenta possibilidade de oferta extra na malha nacional. Porém, há trechos nos quais a oferta já é máxima, devido à relação entre as capacidades dos gasodutos de transporte e de processamento das UPGN's. Os locais da rede que não se encontram próximos do seu limite de operação e estão disponíveis para receber gás dos terminais de regaseificação ou de UPGN's, são os pontos onde, do ponto de vista da infraestrutura, há a possibilidade de ocorrer expansão termelétrica.

Com isso, é possível, então, determinar que do ponto de vista da infraestrutura há possibilidade de entrada de novos negócios de geração termelétrica. Porém, esta possibilidade fica condicionada à região de Uruguiana e à malha integrada, exceto nos trechos do GASBOL.

3.5. O Acesso à Infraestrutura de Transporte de Gás Natural

3.5.1. A Questão Regulatória

Sobre o acesso à malha integrada, totalmente controlada por uma subsidiária da Petrobras, é preciso levantar a questão do acesso à infraestrutura de transporte. Para isso, é importante verificar como é a regulação do setor em vigência no país.

A “Lei do Gás”, a Lei nº 11.909 de 2009, regulamenta principalmente o *midstream* da cadeia do gás, mantendo-se a exploração e a produção no âmbito da Lei do Petróleo²¹ e a distribuição regulada pela Constituição Federal (artigo 25 da Constituição de 1988), sendo de responsabilidade dos governos estaduais. No *midstream* o transporte do gás natural e o acesso aos gasodutos de transporte são as partes mais importantes da nova legislação.

Devido às diferenças no transporte de óleo e de gás, era extremamente importante uma nova legislação que tratasse de modo diferente os energéticos, não sendo mais o gás tratado como um subproduto do petróleo. A Lei do Gás resultou de mais de quatro anos de debate e unificou três projetos de lei²². Assim, a indústria de gás natural não dependeria mais de resoluções e portarias da ANP, frágeis instrumentos jurídicos quando comparadas às Leis, para ter suas necessidades atendidas (ALMEIDA, 2013).

²¹ Lei nº 9.478 de 1997, conhecida como Lei do Petróleo.

²² Projeto de Lei nº226/2005 (Senador Tourinho-PFL/BA); Projeto de Lei nº6.666/2006 (Deputado Luciano Zica-PT/SP) e o Projeto de Lei nº6.676/2006 (Poder Executivo-Ministério de Minas e Energia).

As mudanças advindas da Lei do Gás podem ser divididas em dois grupos: mudanças regulatórias (aspectos técnicos da regulação) e alterações institucionais (mudança nos papéis institucionais). As principais mudanças podem ser observadas na Figura 40.

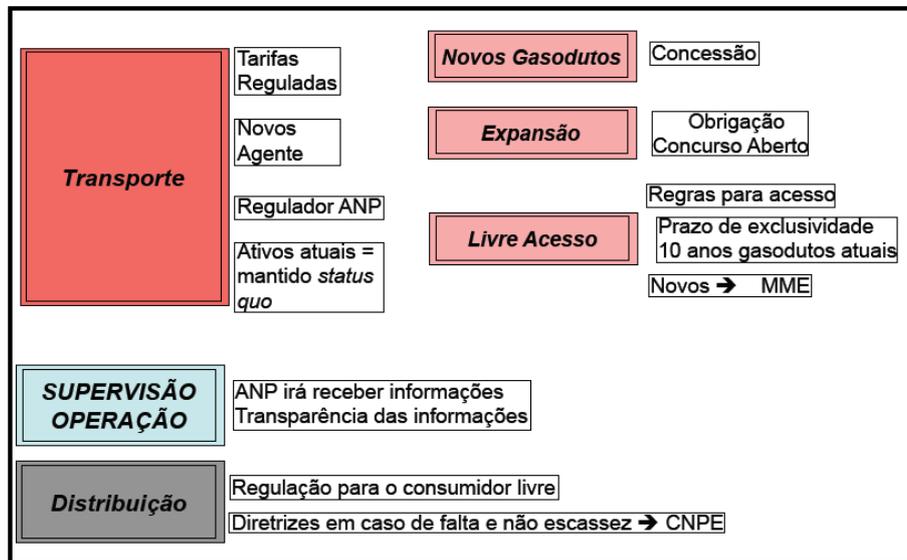


Figura 40: Principais Pontos de Destaque da Lei do Gás.

Fonte: FARIA, 2010.

No período anterior à Lei do Gás, o *midstream* da cadeia produtiva era regulado pela Lei do Petróleo, que não conseguia atender às necessidades específicas do setor gasífero nacional. As principais mudanças regulatórias estão focadas no setor de transporte do gás natural.

Existem três tipos de gasoduto: de transporte, de escoamento e de transferência. Os gasodutos de transporte são dutos que realizam a movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até os *city gates*. Os gasodutos de escoamento são dutos integrantes das instalações de produção, destinados à movimentação de gás natural desde os poços produtores até instalações de processamento e tratamento ou unidades de liquefação. Por fim, os gasodutos de transferência são dutos que se iniciam e terminam dentro das próprias instalações de produção, coleta, transferência, estocagem e processamento, considerados de interesse específico (BRASIL, 2009).

Algumas mudanças trazidas pela Lei do Gás foram: a atividade de transporte será exercida por sociedade ou consórcio, cuja constituição seja regida pelas leis brasileiras, com sede e administração no país; os gasodutos de transporte passam a operar sob o

regime de concessão, necessitando passar pelo processo licitatório, sendo este processo chamado de chamada pública; os gasodutos de transferência passam a necessitar de autorização (ALMEIDA, 2012).

O prazo das concessões é de 30 anos, prorrogáveis por, no máximo, mais 30 anos. O prazo das autorizações é igualmente de 30 anos, prorrogáveis por mais 30 anos, porém, as autorizações existentes não são prorrogáveis. Cabe salientar que ao final do período de concessão e autorização, a infraestrutura será revertida à União.

Na sétima seção da lei do gás, em seu artigo 32, é regulamentado o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte existentes ou a serem construídos, elemento também conhecido como “livre acesso”. O acesso, de fato, não é livre, pois ocorre dentro das condições estabelecidas na própria lei. Assim, o melhor termo seria acesso regulado.

Na lei fica definido que o período de exclusividade dos carregadores iniciais não poderá passar de dez anos. Com isso, dutos já existentes ou na fase de licenciamento ambiental terão dez anos a partir da regulamentação da lei para aproveitarem a exclusividade. Após este período, o acesso será regulado e negociado, não podendo mais ser exclusivo. Os gasodutos a serem construídos também poderão usufruir de dez anos de exclusividade.

Os artigos, 33, 34, e 35 regulamentam o acesso definindo as modalidades contratuais (firme, interruptível ou extraordinário), o processo de alocação de transporte firme (chamada pública) e o direito de cessão de capacidade. O contrato firme é de capacidade contratada; o contrato interruptível é de capacidade ociosa; e, extraordinário, em capacidade disponível. A Figura 41 esquematiza os contratos de transporte de gás natural.

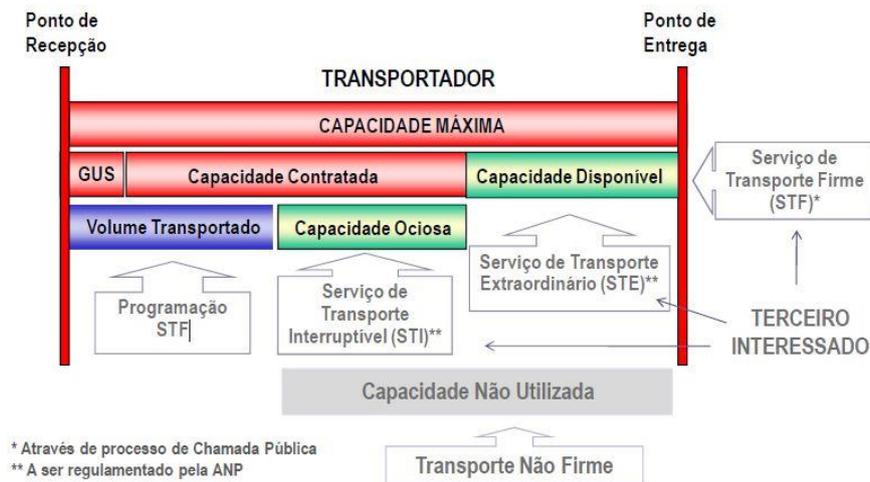


Figura 41: Acesso aos Gasodutos de Transporte.

Fonte: CAMARGO, 2013.

Dois grandes temas de interesse de toda a indústria gasífera apresentam pouca ou nenhuma mudança em relação à legislação anterior: a limitação às participações cruzadas entre carregadores e transportadores e a separação das atividades de gás natural. A situação não mudou após a regulamentação da Lei do Gás. A primeira não é contemplada enquanto que a segunda segue a mesma diretriz da Lei do Petróleo, devendo a separação ser apenas contábil, como ocorre no caso da Petrobras e da Transpetro.

A movimentação de gás natural em território nacional será de responsabilidade da ANP. Mais especificamente: o monitoramento da entrada e saída da malha nacional de gasodutos, a supervisão dos dados dos centros de controles da malha, o estabelecimento de padrões operacionais, a manutenção eficiente de transporte e estocagem, e dar publicidade à disponibilidade de transporte de dutos.

A comercialização de gás natural será autorizada pela ANP dentro da esfera de competência da união, registrando os contratos. O consumidor livre, o autoprodutor e o autoimportador, cujas necessidades de movimentação de gás que não possam ser atendidos pela distribuidora, poderão construir dutos para uso específico.

A importação de gás natural passa a ser autorizada pelo MME, após análise da ANP, sendo necessária a apresentação à ANP de um relatório detalhado sobre as importações e exportações realizadas. A exportação de gás natural também precisa de autorização do MME. Ainda, a autorização fica sujeita à garantia de pleno abastecimento no mercado interno.

O “livre acesso” aos gasodutos de transporte indica um avanço inevitável na legislação do gás natural, mas a ausência da discussão do acesso aos gasodutos de escoamento, também mostra que nem todos os temas foram debatidos. Segundo FARIA (2010), com a Lei do Gás, o “livre acesso” à malha brasileira de gasodutos se dará de forma lenta e parcial, devido, principalmente, às participações cruzadas entre os carregadores e transportadores. Enquanto houver a grande dominância de um *player* como a Petrobras no mercado de produção e transporte, a indústria sofrerá para regular o mercado de transporte.

Ainda existem pontos em aberto na regulação da indústria gasífera que podem limitar os incentivos aos novos investimentos em infraestrutura de transporte. Cabe citar, segundo ALMEIDA (2013): “a ausência de um instrumento de controle sobre o grau de integração vertical da cadeia produtiva, a falta de metodologia para o cálculo tarifário, a não definição de estrutura dos termos de compromisso assinados pelos carregadores iniciais, a ausência de regras para a resolução de conflitos entre carregadores e transportadores, a falta de referência a qualquer mecanismo e procedimento de ajuste e equilíbrio da rede, a ausência de uma diferenciação clara entre gasoduto de transporte e distribuição e a falta de clareza sobre a possibilidade de revenda da capacidade.”

3.6. Considerações sobre a Disponibilidade de Gás Natural no Brasil

Considerando histórico apresentado no capítulo anterior e, a questão regulatória, percebe-se que o acesso à malha integrada não é algo fácil de conseguir, não havendo disponibilidade de gás natural nessa rede para empreendimentos particulares. Tal cenário pode mudar a partir de 2021, com o acesso regulado vigorando no país, porém ainda distante de um “livre acesso”.

Em resumo, é possível observar os seguintes fatos:

- (i) Há possibilidade de pleno atendimento da demanda de gás natural, inclusive para uma expansão termelétrica;
- (ii) Pela infraestrutura nacional de gás natural, é possível observar atualmente apenas a disponibilidade de oferta para instalação de novos empreendimentos termelétricos apenas na região de Uruguaiana e na malha integrada abastecida por gás nacional ou importado via GNL (a capacidade operacional do GASBOL está esgotada);

(iii) A questão do acesso à malha integrada é complexa, pois não apresenta respaldo legal. Mesmo após o fim do período de exclusividade dos gasodutos (2021), haverá dificuldades de acesso aos gasodutos de transporte. Com isso, à exceção do ponto de oferta de Uruguaiana, a expansão termelétrica caso ocorra tenderá a seguir os moldes dos últimos empreendimentos vencedores de leilão, nos quais as usinas obtêm o gás natural através da importação de GNL em terminais próprios.

Com relação ao GNL, parece esta, ser uma boa opção. E, ela se mistura com a questão de Uruguaiana, pois devido aos também altos preços do gás argentino, o gás utilizado em Uruguaiana durante seu período de atividade em 2015, após três anos em que a usina não operou, foi de gás liquefeito importado e inserido na malha argentina de gasodutos. A entrada da geração termelétrica a gás natural via GNL dependerá da competitividade dos empreendimentos termelétricos, cumprindo as condições de leilões e de se manterem viáveis durante sua operação.

4. A Competitividade do GNL no Brasil

O presente capítulo tem por objetivo realizar uma análise da relação entre o preço do gás natural liquefeito no Brasil e os custos de operação na geração de energia termelétrica a gás natural. A partir desta análise, objetiva-se determinar se é competitiva ou não a instalação de novos empreendimentos termelétricos a gás natural a ciclo aberto no país.

Conforme se pode verificar no capítulo anterior, o GNL constitui a melhor e mais viável alternativa para a expansão da geração de energia elétrica baseada no gás natural. Entretanto, ainda é necessário verificar a competitividade do energético frente às demais opções. Para isso, será analisado o preço do gás natural e o custo de geração termelétrica a gás, variáveis-chaves na determinação da competitividade da entrada de novos empreendimentos de geração.

4.1. A Precificação do Gás Natural no Brasil

Não há uma precificação única do gás natural no Brasil, e os preços do energético variam em função do fornecedor e dos custos de transporte até o local desejado.

Entretanto, existem alguns preços que podem ser utilizados como referência para o mercado brasileiro: o do gás nacional, o do gás boliviano, o do gás argentino e o do GNL. Além desses, há também o preço do gás natural subsidiado para geração termelétrica, nas usinas participantes do PPT. Os novos empreendimentos não podem ter acesso a este preço subsidiado, pois apenas as primeiras usinas que se instalaram no país durante o programa, no início da década de 2000, possuem este incentivo.

A Figura 42 mostra os preços anuais, a partir de 2009, dos quatro preços de referência do gás natural atualmente existentes no Brasil (US\$/MMBTU). Há alguns anos a importação de gás argentino foi suspensa, devido à determinação do governo argentino, em virtude da diminuição das reservas do país e da desvalorização cambial da moeda local, não sendo seus preços apresentados na Figura 42. Futuramente, com o novo governo neoliberal na Argentina, este quadro pode mudar.

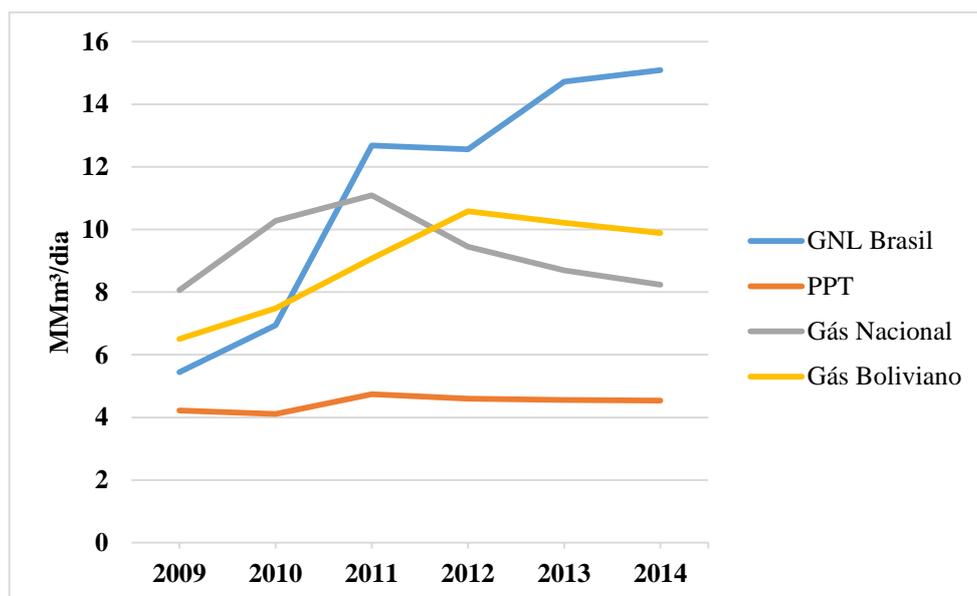


Figura 42: Preços do Gás Natural no Brasil.

Fonte: Elaboração própria, a partir de PETROBRAS, 2015b e MME, 2015.

No Brasil, o preço do gás natural nacional é regulamentado pelos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Esses estabelecem o preço máximo de venda às empresas concessionárias distribuidoras de gás canalizado, o qual resulta do somatório do valor da molécula de gás natural na entrada do gasoduto e a parcela referente aos custos de transporte entre os pontos de recepção e entrega do combustível. Porém tais parcelas não são separadas e o preço final é divulgado como um valor único (FARIA, 2010).

O gás natural na malha integrada, tanto o nacional quanto o boliviano, apresenta diferentes preços em função da região e do tipo de consumidor, e também em função dos incentivos dados pelo governo brasileiro.

A relação entre o preço do gás natural e a geração termelétrica no Brasil está ligada ao PPT. O subsídio governamental do PPT dado às primeiras usinas construídas e operadas no início da década de 2000 mostra o papel indutor do Estado na geração termelétrica a gás natural. Na Figura 43 é possível observar os preços trimestrais (gás nacional, gás boliviano e gás subsidiado pelo PPT) praticados pela Petrobras, no período entre 2006 e 2014.

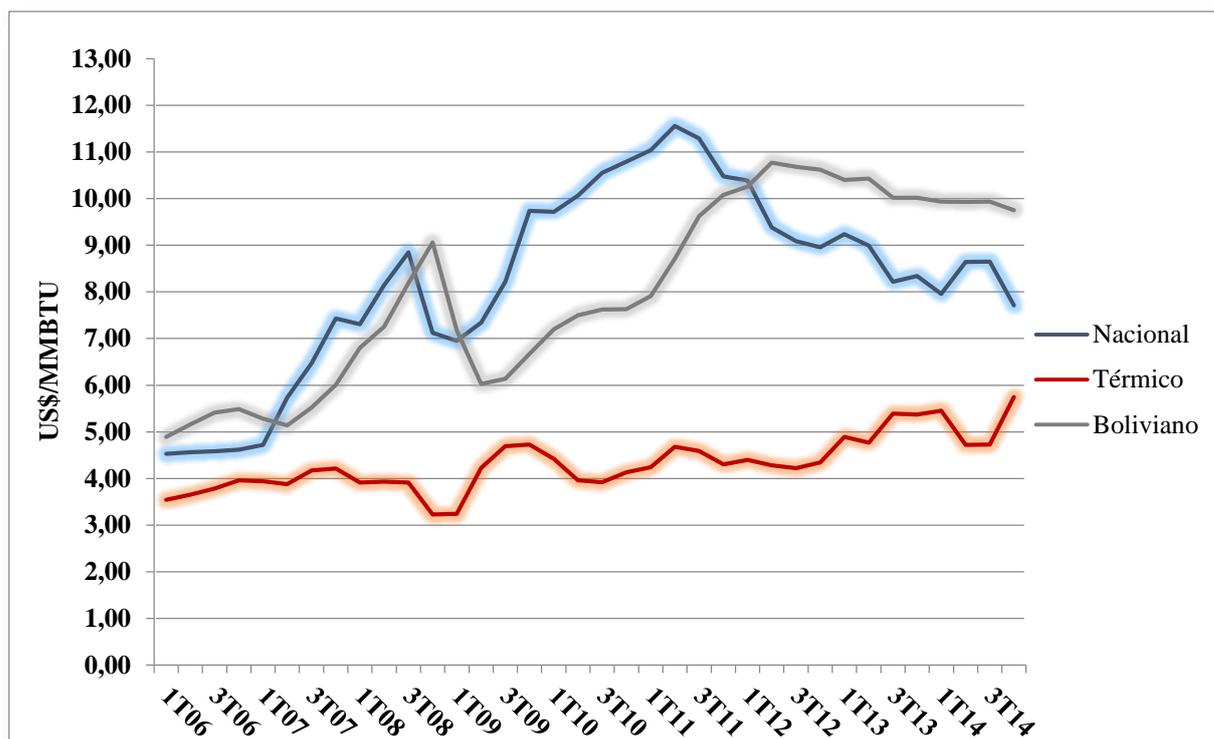


Figura 43: Preços do Gás Natural no Brasil.

Fonte: Elaboração própria, a partir de PETROBRAS, 2015b.

A partir do início da importação de GNL e da divulgação dos preços mensais, foi possível utilizar os dados para realizar um comparativo entre os preços de gás natural, entre 2011 e 2014 e em função de sua origem.

Para comparar os preços mensais praticados no Brasil e no mundo, foram utilizadas duas fontes principais: a primeira, o Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural (MME, 2015) e a segunda, o *World Bank Commodity Price Data* (World Bank, 2015).

No Boletim (MME, 2015), é possível conseguir os dados mensais nacionais dos preços do gás do PPT sem impostos e do preço FOB²³ do GNL. Além de preços internacionais dos petróleos marcadores²⁴ (Brent e WTI), do gás natural no *Henry Hub*²⁵, no *National Balancing Point* (NBP)²⁶ e do gás natural russo na fronteira alemã.

²³Free On Board, mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. O comprador é responsável por todos os custos e riscos.

²⁴ São correntes de petróleo que apresentam características físico-químicas específicas e possuem seus preços como referência para a negociação das outras correntes de petróleo no mundo.

Os preços do gás natural nacional e boliviano utilizados são os trimestrais (PETROBRAS, 2015b), sendo considerados o preço do trimestre constante nos três meses que o compõe. O preço *CIF*²⁷ do gás natural liquefeito no Japão utilizado é aquele divulgado pelo *World Bank Commodity Price Data* (WORLD BANK, 2015). A Figura 44 sintetiza os preços do gás natural no Brasil e no mundo.

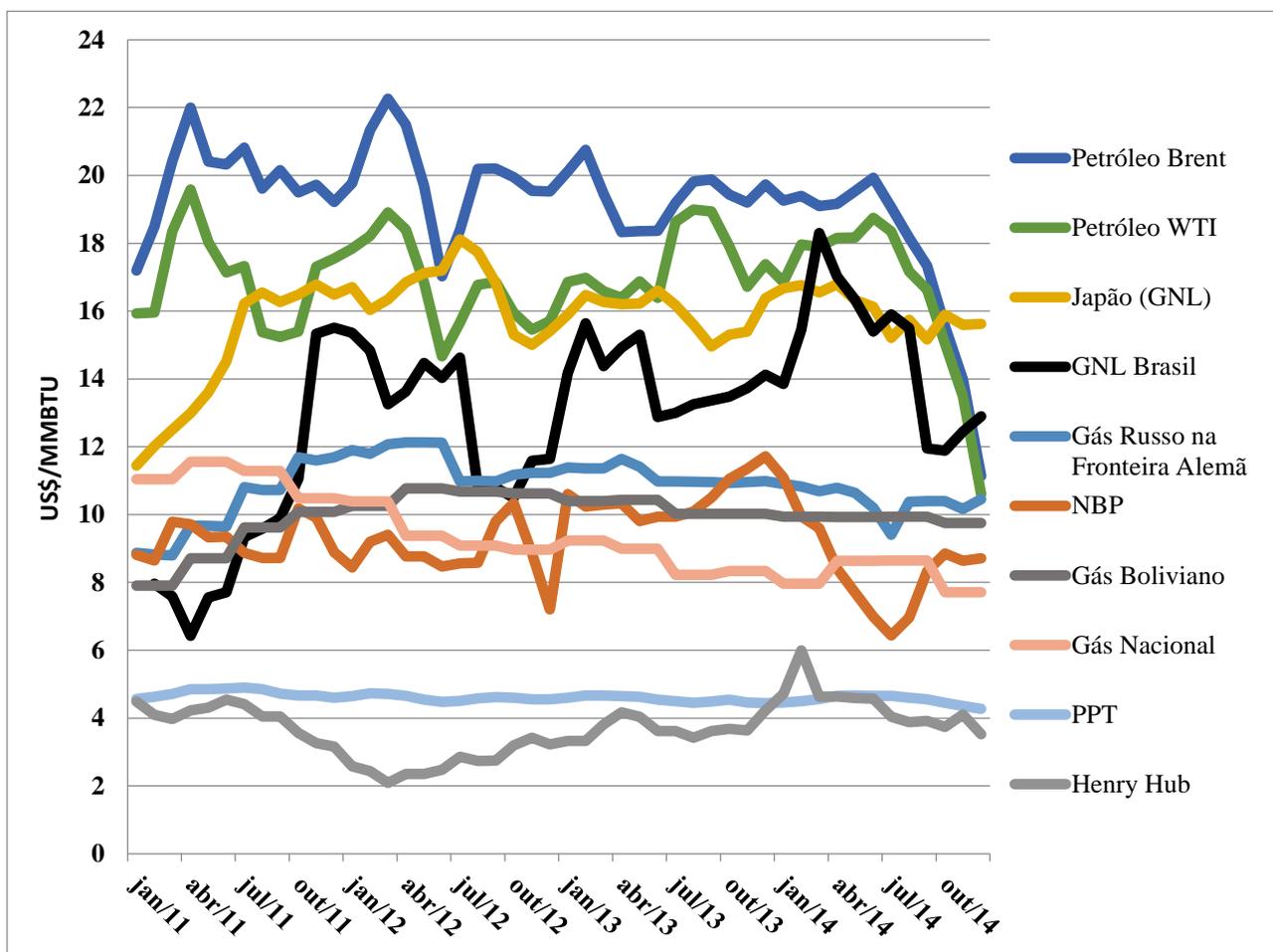


Figura 44: Preços do Gás Natural e Óleos Marcadores no Mundo.

Fonte: Elaboração própria a partir do *WORLD BANK*, 2015 e *MME*, 2015.

²⁵ É um *hub*, ou seja, é um ponto de encontro entre vários dutos de petróleo e gás natural. O *Henry Hub* é o principal *hub* de gás natural nos Estados Unidos, situado no Estado da Louisiana. Assim, a negociação de preços neste *hub* indica que o gás natural será entregue neste ponto.

²⁶ O *NBP* é o maior *hub* do Reino Unido, servido como o ponto de negociação de gás natural na Europa, assim como é o *Henry Hub* nos Estados Unidos.

²⁷*Cost, Insurance and Freight*, mercadoria entregue embarcada no destino, inclui frete e seguro. O fornecedor é responsável por todos os custos e riscos.

4.2. Previsão de preço do GNL no Brasil

Após a conclusão de que o GNL seria a maneira preferencial de suprir a demanda de gás natural no Brasil para abastecer as novas usinas termelétricas a gás natural a serem instaladas no Brasil, é preciso realizar uma estimativa de preços para o energético.

Sendo o preço do gás natural e a taxa de câmbio as variáveis-chaves que compõem o custo de geração de energia elétrica, a previsão dessas é imprescindível para a estimativa final dos custos da geração termelétrica a gás natural.

O Brasil fica localizado na Bacia do Atlântico, uma referência ao oceano pelo qual ocorre o transporte de cargas, sendo o exportador de GNL geralmente pertencente a esta mesma Bacia.

Os principais exportadores de GNL para o Brasil têm sido nos últimos anos, o Catar, Trinidad e Tobago e a Nigéria. Em menor escala, há outros exportadores como Guiné Equatorial, Reino Unido, Noruega e Holanda (ANP, 2015).

A estimativa individual dos preços futuros de cada exportador não seria viável, pois o Brasil realiza a compra do GNL de vários fornecedores. Não havendo um só exportador principal, mas um mercado com muitos fornecedores, a análise fica propensa a variações de difícil previsibilidade.

Assim, para estimar os preços futuros do GNL, dada a dificuldade de previsão de preços de gás natural em diversos estudos, esse trabalho analisou alguns estudos relacionados ao tema. São os seguintes:

- O Preço do Gás Natural em Três Continentes (*Natural Gas Prices on Three Continents*. ERDÓS e MIHÁLY, 2012)

Esse trabalho pesquisa a formação de preços do gás natural dos mercados de três continentes diferentes: a Europa, a Ásia e a América do Norte, além da relação entre eles e com o mercado mundial de petróleo. Foi utilizado o banco de dados de preços do FMI, de 1992 a 2010. O preço do petróleo considerado é dado pela média dos três principais petróleos de referência (WTI, Brent e Dubai).

Entre esses três mercados, o europeu apresenta o maior nível de integração, enquanto o mercado norte-americano possui o menor. Observou-se que entre 1992 e 2001 os preços do gás natural estiveram mais relacionados com o preço do petróleo do que no período

seguinte considerado, entre 2002 e 2010. O mercado mais relacionado com o GNL, o asiático, mostra a mesma relação com o mercado de gás, sendo mais relacionado ao mercado de petróleo no primeiro período.

O estudo conclui que, atualmente, o mercado de gás natural mundial não apresenta um nível de desenvolvimento como o do mercado mundial de petróleo, mas que esses três mercados regionais de gás natural apresentam relação com o mercado mundial de petróleo, mesmo que em níveis diferentes.

- A Relação entre os Preços do Petróleo e do Gás Natural (*The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices. JOUTZ e VILLAR, 2006*)

O trabalho analisa a relação econométrica das séries temporais entre o preço do gás natural Henry Hub e o preço do petróleo WTI. Encontrou-se uma relação de cointegração entre os preços Henry Hub e WTI, durante o período de 1989 a 2005. Por outro lado, entre 2000 e 2005, os preços do gás natural desacoplaram-se dos preços do petróleo.

Percebe-se que o efeito líquido de um aumento dos preços do petróleo sobre a oferta de gás natural pode ser ambíguo, o efeito sobre a demanda de gás natural é sempre positivo, resultando numa relação igualmente positiva entre os preços do petróleo e gás natural. Além disso, aparentemente, os preços do gás natural estão crescendo a uma taxa ligeiramente mais rápida que os preços do petróleo, reduzindo o *gap* entre os dois ao longo do tempo.

- Integração do Mercado Internacional do Mercado de Gás Natural. Uma Análise de cointegração dos preços na Europa, América do Norte e Japão (*International market integration for natural gas. A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan. SILIVERTOVS, 2005*)

Esse estudo pesquisa o grau de integração dos mercados de gás natural na Europa, na América do Norte e no Japão no período de tempo compreendido entre 1990 e 2004. Mostra um alto nível de integração dos mercados de gás natural dentro da Europa, entre os mercados da Europa e do Japão, assim como com os mercados da América do Norte. Os resultados obtidos sugerem, ainda, que os mercados europeus e o mercado japonês, não estão integrados com os mercados da América do Norte.

O trabalho indica uma relação direta entre a liberalização dos mercados de gás natural e o enfraquecimento da indexação dos preços do energético ao petróleo. No mercado livre dos EUA, ocorreu uma dissociação entre os preços do gás natural e os preços do petróleo; na Europa, a liberalização se encontra ainda em sua fase inicial e, portanto, só se observam sinais tímidos de desacoplamento.

- O Que Guia os Preços do Gás Natural? Uma Abordagem Estrutural através dos Vetores de Auto Regressão (What Drive Natural Gas Prices? - A Structural VAR Approach. NICK e THOENES, 2014)

O trabalho analisa vários fatores que influenciam os preços do gás natural na Alemanha. Com dados de 2008 a 2012, utiliza as seguintes variáveis para correlacionar os preços do gás natural com os preços do petróleo: o preço do petróleo Brent, o preço do carvão do Noroeste europeu, o desvio diário do grau de aquecimento residencial médio na Alemanha, os dados de armazenamento de gás natural alemão, deficiências de fornecimento de gás natural ao mercado europeu e de importação de GNL.

Os resultados do trabalho mostram que as temperaturas anormais e os cortes no fornecimento só afetam o preço do gás natural no curto prazo. No entanto, no longo prazo, a evolução dos preços está fortemente vinculada aos preços do petróleo e do carvão, ressaltando a importância dos efeitos cruzados entre as *commodities*.

- Previsão de Preços de Gás Natural – Séries Temporais e Abordagem Não Paramétrica. (Forecasting Natural Gas Prices - Time Series and Nonparametric Approach. MISHRA, 2012)

O estudo visa estimar o preço futuro do gás natural, propondo diferentes metodologias e formas de cálculo. Uma das metodologias utilizadas foi a previsão em termos de produto associado (petróleo). Os resultados sugerem que os modelos podem ser confiáveis, dependendo da qualidade e do volume de dados utilizados, cabendo ressaltar que além desses resultados encontrados, deve-se levar em conta fatores de curto prazo que podem alterar drasticamente as previsões.

- Funções econométricas de preços de gás natural por Mercado Regional e testes estatísticos das funções propostas (EPE, 2013d)

O estudo analisa alguns trabalhos que investigam a relação entre os preços das *commodities* energéticas (gás natural, petróleo, óleo combustível, diesel e carvão) em

vários pontos do mundo. Para tal, esse utiliza um modelo de vetores autorregressivos (VAR) para estimar no curto prazo (2013 a 2015) os preços do gás natural em alguns mercados regionais no mundo.

Com base em todos os estudos supracitados, nos dados mensais de preços no Brasil e nos mercados de referência, buscou-se elaborar uma metodologia simples para estimar os preços futuros do GNL no país através da identificação de uma correlação entre a média de preços de GNL praticados no Brasil desde 2011 e os principais petróleo marcadores (BRENT e WTI) e principais preços de referência de gás natural de mercados regionais no mundo (Henry Hub, NBP, GNL no Japão e gás russo na fronteira alemã).

Ao que diz respeito aos dados mensais, não foram identificadas altas correlações entre os preços de GNL praticados no Brasil e os dos petróleo marcadores e os preços de referência de gás natural. A partir de dados anuais, analisados de 2009 a 2014, foi possível estabelecer uma alta correlação (coeficiente de correlação de 0,914) entre a média de preços de GNL praticados no Brasil e a média anual de preços no NBP.

Dada a variação percentual no NBP ano a ano, foi proposta a mesma variação para o GNL brasileiro, utilizando-se a fórmula a seguir.

$$\text{Preço do GNL no Brasil}_{n+1} = \text{Preço do GNL no Brasil}_n + \Delta\% \text{ Preço do gás natural no NBP}$$

Sendo n o ano tomado como referência

Este preço futuro apresenta uma estimativa apenas para auxílio da estimativa principal, do CVU, que ainda sofrerá uma análise de sensibilidade. As estimativas dos artigos buscam identificar esta correlação através de ferramentas estatísticas mais robustas. A Figura 45 mostra as estimativas de preços obtidas pela fórmula anteriormente mencionada.

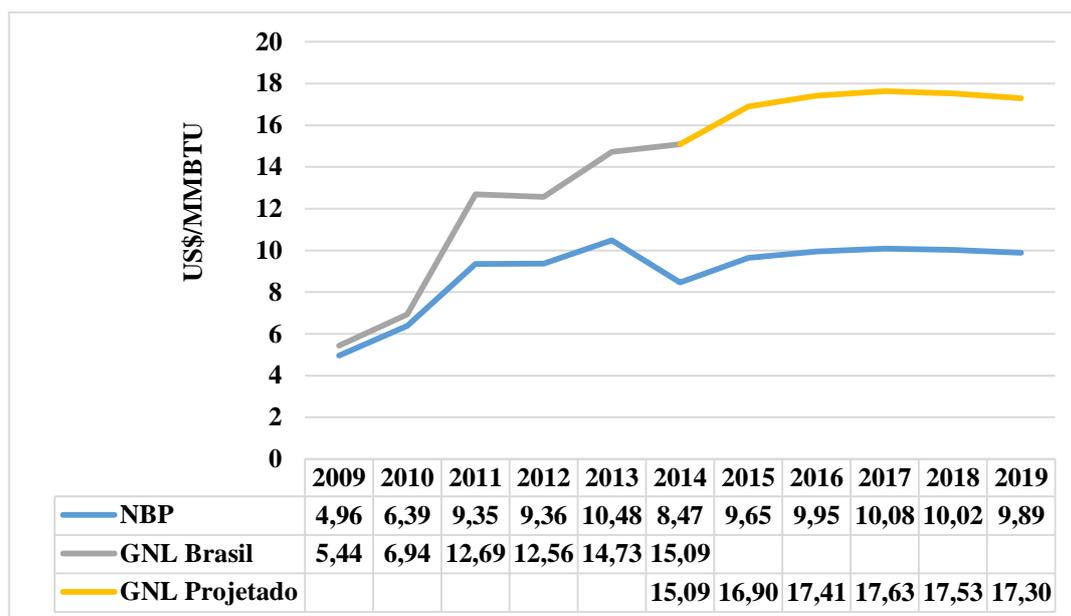


Figura 45: Estimativas de Preço do GNL no Brasil.

Fonte: Elaboração própria, a partir de ARGUS, 2014.

Como os valores obtidos foram altos, estes números foram comparados com estimativas mais conservadoras propostas pela EPE apresentadas na Tabela 8.

Tabela 8: Estimativas de Preço do GNL no Brasil em 2020.

Valores (US\$/MMBTU, a preços constantes de maio de 2013)	Origem		
	Catar	Trinidad e Tobago	Nigéria
Custo de Oportunidade do Gás Henry Hub (EUA) para o Brasil	12,87	12,87	12,87
Custo de transporte em gasoduto (EUA)	1,00	1,00	1,00
Custo de regaseificação	0,73	0,73	0,73
Custo frete (EUA - fonte)	2,16	1,53	2,60
Preço GNL na fonte	8,98	9,61	8,54
Brasil			
Custo de frete (média Brasil)	2,36	1,53	1,44
Custo de regaseificação (média Brasil)	0,73	0,73	0,73
Custo de transporte em gasoduto (média Brasil)	0,50	0,50	0,50
Preço de GNL internalizado	12,57	12,37	11,21

Fonte: EPE, 2014b.

Assim, para se estimar um intervalo de preço provável do gás natural até 2019, utilizamos os valores máximos calculados com base na correlação com o NBP e os mínimos retirados do PEMAT da EPE (EPE, 2014b). Calcula-se uma média destes valores para serem criadas três séries de preços, representando três cenários distintos.

A partir da brusca queda dos preços do petróleo verificada em 2015, serão necessárias outras estimativas de preços de GNL para o quinquênio. O petróleo Brent foi negociado, em 2014, por um preço médio de US\$ 98,98 /barril e, em novembro de 2015, estava sendo negociado por US\$ 44,42 /barril (redução de 50%). Neste mesmo período, os preços do petróleo WTI passaram de US\$ 93,11 /barril para US\$ 42,65/barril (uma queda superior a 50%). A média dos preços do GNL importado pelo Brasil, neste mesmo período, caiu de US\$ 14,89 /MMBTU para US\$ 7,06 /MMBTU (MME, 2016).

Com isso, além das três estimativas de preços realizadas, será utilizado o valor de US\$ 7/MMBTU para o quinquênio, dadas as recentes mudanças na dinâmica no mercado internacional de hidrocarbonetos, completando-se assim 4 cenários de preços de GNL. A Figura 46 mostra os valores estimados para o GNL nos próximos 5 anos.

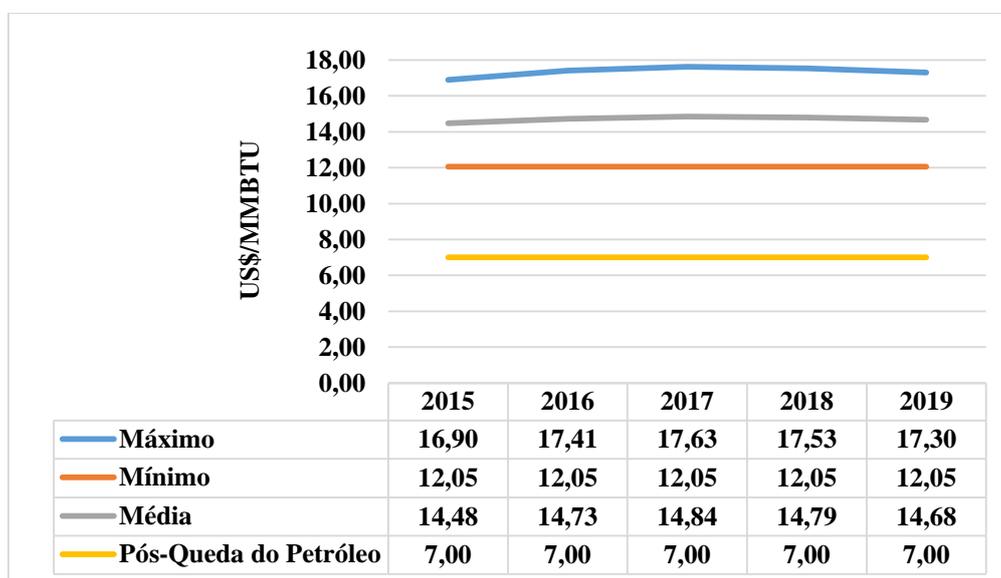


Figura 46: Estimativas de Preço do GNL no Brasil nos próximos 5 anos.

Fonte: Elaboração própria.

4.3. Estimativas Custos de Geração Termelétrica a GNL

O Custo Médio de Geração Termelétrica (CMG) é composto pelo Custo de Investimento (CI) e Custo de Operação.

$$CMG = CI + CO$$

O Custo de Operação é dado pela soma dos custos de O&M (operação e manutenção) com os custos do combustível. O custo de operação, equivalente ao CVU, é calculado

por estimativas de custos variáveis de O&M e pelo custo do combustível, dado pelo preço do combustível multiplicado pelo *heat rate*²⁸.

$$CO = CV_{O\&M} + C_{comb}$$

$$C_{comb} = P_{comb} \cdot HR$$

O Custo de Investimento é o custo de investimento total anualizado. Para realizar este cálculo, de posse do custo de investimento, sem os juros durante a construção, deve-se anualizar o investimento para encontrar o valor com os juros anualizados.

$$CI_{c/jdc} = CI_{s/jdc} \cdot (D_n \cdot (1+i)^{-n} + D_{n-1} \cdot (1+i)^{-(n-1)} + \dots + D_1)$$

Para encontrar o valor total do custo anualizado, além dos custos de investimentos, devem ser considerados os custos fixos de O&M anualizados.

$$CA = (CI_{c/jdc} + CF_{O\&M}) \cdot POT \cdot \{i \cdot (1+i)^T / [(1+i)^T - 1]\}$$

Por fim, o custo de investimento, além de anualizado, deve ser dividido pela potência da usina, do fator de capacidade e pelo número de horas no ano.

$$CI = CA / (FC \cdot POT \cdot 8760)$$

Para calcular os custos de geração foram utilizados os preços médios do GNL calculados na seção anterior, a média do câmbio do mês de abril de 2015 (R\$ 3,07/US\$, data da simulação inicial do trabalho) e os custos de operação e manutenção e o *heat rate* estimado pelo *World Energy Investment Outlook 2014* (IEA, 2014). As estimativas foram realizadas para usinas de geração termelétrica movidas a gás natural a ciclo aberto e a ciclo fechado. Os resultados são apresentados na Tabela 9.

²⁸*Heat rate* é uma medida de eficiência de uma planta termelétrica na conversão de um dado combustível em eletricidade.

Tabela 9: Variáveis de Cálculo do CVU.

Variável	Ciclo Aberto	Ciclo Fechado
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	3,07	3,07
Custo O&M Variável (US\$/MWh)	4	2,3
Custo do Combustível (US\$/MMBtu)	14,48	14,48
Heat Rate (MMBtu/MWh)	9,22	5,88
CVU (R\$/MWh)	422,1	268,5

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, 2014.

Estendendo o cálculo até 2019, mantendo-se a taxa de câmbio e as demais variáveis fixas, é possível gerar um quadro de estimativas para o próximo quinquênio. Os resultados estão na Tabela 10.

Tabela 10: Estimativas de CVU de Geração Termelétrica a Gás de 2015 a 2019.

Taxa de Câmbio (R\$ 3,07 /US\$)	2015	2016	2017	2018	2019
Preço de Gás Natural (US\$/MMBTU)	14,48	14,73	14,84	14,79	14,68
CVU Ciclo Aberto (R\$/MWh)	422,23	429,28	432,48	430,98	427,76
CVU Ciclo Fechado (R\$/MWh)	268,58	273,08	275,12	274,17	272,11

Fonte: Elaboração própria.

4.3.1. Análise de Sensibilidade

Para realizar uma análise mais profunda sobre os custos de operação, serão realizadas estimativas com todos os quatro preços de gás estimados e com a variação da taxa de câmbio. Com estes novos valores calculados será possível realizar uma análise mais completa sobre o tema, visualizando-se os diferentes cenários possíveis.

Os cenários apresentados no presente trabalho têm por foco o cálculo do CVU, pois de acordo com a Portaria nº 653/2014 do MME, o valor máximo do CVU admissível para a participação em leilões de geração de novos empreendimentos termelétricos é equivalente a R\$ 250,00/MWh. Apesar de o critério de contratação de novos empreendimentos ser o ICB, como não há limitação para o seu valor, optou-se pela análise do CVU, pois através desta variável é possível determinar se os empreendimentos poderão ou não participar dos leilões de energia nova.

De fato, cenários baseados numa análise do ICB dependeriam de um número maior de hipóteses e gerariam valores menos robustos, podendo perder-se o vínculo com a realidade. Além disso, os valores não poderiam ser comparados com algum limite

existente na legislação, como o limite do CVU estipulado na Portaria MME nº 653/2014. Assim, sua competitividade não poderia ser analisada pois os resultados somente seriam válidos para cada um dos leilões.

Não se pretende minimizar a importância dos custos de investimento nem das outras variáveis utilizadas para o cálculo do ICB, mas apenas optar por uma análise do ponto de vista do despacho do sistema, na qual é mais importante conhecer o CVU do empreendimento do que o valor do ICB na concorrência do leilão. Para conferir a flexibilidade necessária para suprir a variabilidade da inserção de novas fontes intermitentes no sistema, será necessário que as novas usinas possuam CVUs competitivos, caso contrário a inserção destas novas usinas para compensar a variabilidade na geração será suprimida pelas usinas já existentes, com menores CVUs.

Além do preço do gás natural, outra variável para a determinação do preço da energia, no caso da geração termelétrica a gás natural, é a cotação do dólar no Brasil. Devido ao fato do gás natural ser precificado em dólares americanos, inclusive o gás nacional, mesmo que ocorra uma diminuição nos preços do energético, o custo da energia termelétrica pode ser aumentado em função da desvalorização do real frente ao dólar.

A política cambial nacional se mostra, para os preços de petróleo, gás e derivados, tão importante quanto os próprios preços dessas *commodities*. Assim, entende-se que a previsão de uma taxa de câmbio para os próximos anos é um exercício especulativo e que para efeito científico não pode ser esgotado apenas através de uma seção.

Para determinar as variações usadas na taxa de câmbio é preciso, primeiro, observar a variação dessa taxa ao longo do tempo. A Figura 47 indica o histórico mensal da taxa de câmbio, obtido pela média dos dias, mês a mês, desde janeiro 1996 até janeiro de 2016.

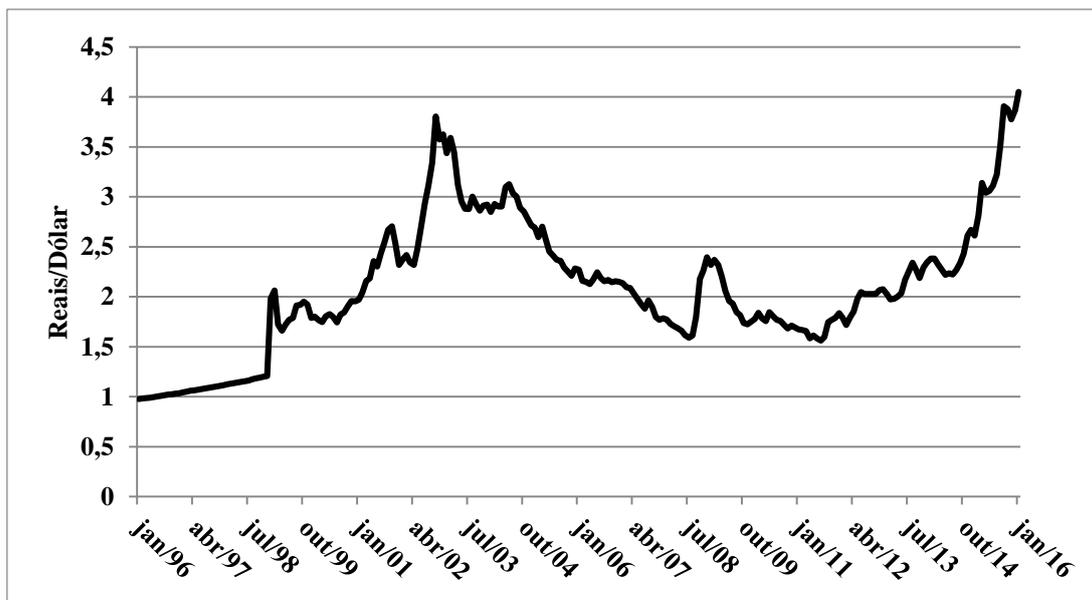


Figura 47: Cotação do Dólar no Período de Janeiro de 1996 a Janeiro de 2016.

Fonte: Elaboração própria, a partir de Banco Central do Brasil, 2016.

A Figura 48 indica a projeção do Banco Central do Brasil para 2016 e 2017.

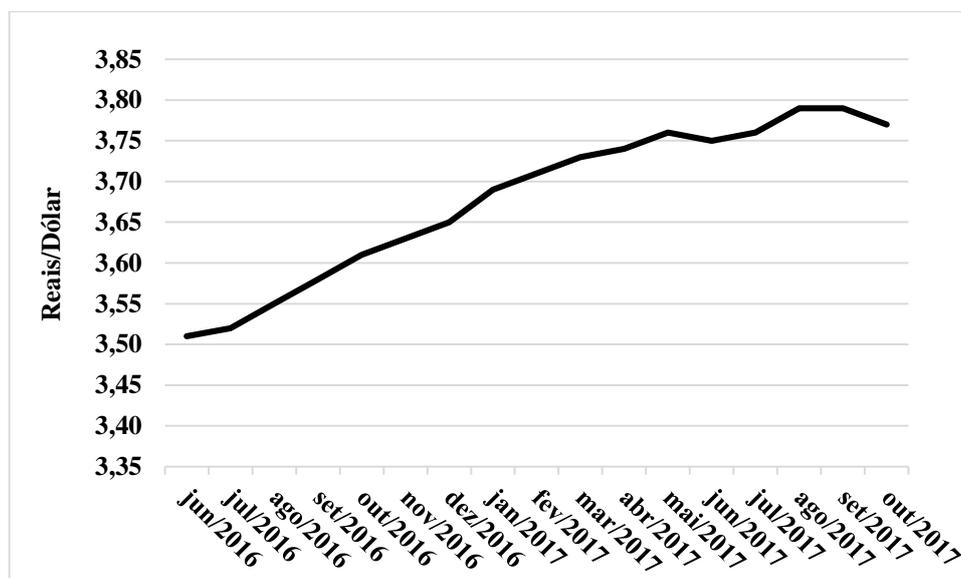


Figura 48: Projeção do Dólar no Período de Junho de 2016 a outubro de 2017.

Fonte: Elaboração própria, a partir de Banco Central do Brasil, 2016.

De posse do histórico da taxa de câmbio nacional, para este estudo, além da taxa de câmbio de abril de 2015 (3,07 reais por dólar), foram elaborados outros três cenários, para poder avaliar a influência da taxa cambial na geração de energia termelétrica. Serão utilizadas as taxas de câmbio de R\$ 2,50/US\$, R\$ 3,50/US\$ e R\$ 4,00/US\$. Para os

custos de operação das usinas termelétricas a gás natural a ciclo aberto os resultados obtidos são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11: Estimativas de Cenários de CVU de Geração Termelétrica a Gás Ciclo Aberto de 2015 a 2019.

CVU Ciclo Aberto (R\$/MWh)		2015	2016	2017	2018	2019
Cenário	Câmbio					
Gás preço após queda do petróleo	R\$ 2,50 /US\$	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39
	R\$ 3,07 /US\$	210,46	210,46	210,46	210,46	210,46
	R\$ 3,50 /US\$	239,94	239,94	239,94	239,94	239,94
	R\$ 4,00 /US\$	274,22	274,22	274,22	274,22	274,22
Gás preço baixo	R\$ 2,50 /US\$	287,81	287,81	287,81	287,81	287,81
	R\$ 3,07 /US\$	353,36	353,36	353,36	353,36	353,36
	R\$ 3,50 /US\$	402,94	402,94	402,94	402,94	402,94
	R\$ 4,00 /US\$	460,5	460,5	460,5	460,5	460,5
Gás preço médio	R\$ 2,50 /US\$	343,73	349,58	352,14	350,96	348,34
	R\$ 3,07 /US\$	422,23	429,28	432,48	430,98	427,76
	R\$ 3,50 /US\$	481,22	489,41	493,06	491,35	487,67
	R\$ 4,00 /US\$	549,97	559,36	563,42	561,57	557,52
Gás preço alto	R\$ 2,50 /US\$	399,65	411,34	416,55	414,12	408,86
	R\$ 3,07 /US\$	490,77	505,12	511,53	508,53	502,08
	R\$ 3,50 /US\$	559,51	575,87	583,18	579,76	572,41
	R\$ 4,00 /US\$	639,41	658,22	666,34	662,65	654,16

Fonte: Elaboração própria.

Para os custos de operação das usinas termelétricas a gás natural a ciclo fechado os resultados obtidos são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12: Estimativas de Cenários de CVU de Geração Termelétrica a Gás Ciclo Fechado de 2015 a 2019.

CVU Ciclo Fechado (R\$/MWh)		2015	2016	2017	2018	2019
Cenário	Câmbio					
Gás preço após queda do petróleo	R\$ 2,50 /US\$	108,70	108,70	108,70	108,70	108,70
	R\$ 3,07 /US\$	133,49	133,49	133,49	133,49	133,49
	R\$ 3,50 /US\$	152,18	152,18	152,18	152,18	152,18
	R\$ 4,00 /US\$	173,92	173,92	173,92	173,92	173,92
Gás preço baixo	R\$ 2,50 /US\$	182,98	182,98	182,98	182,98	182,98
	R\$ 3,07 /US\$	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58
	R\$ 3,50 /US\$	256,17	256,17	256,17	256,17	256,17
	R\$ 4,00 /US\$	292,76	292,76	292,76	292,76	292,76
Gás preço médio	R\$ 2,50 /US\$	218,65	222,38	224,01	223,26	221,59
	R\$ 3,07 /US\$	268,58	273,08	275,12	274,17	272,11
	R\$ 3,50 /US\$	306,11	311,33	313,66	312,57	310,22
	R\$ 4,00 /US\$	349,84	355,83	358,41	357,24	354,65
Gás preço alto	R\$ 2,50 /US\$	254,32	261,78	265,1	263,55	260,2
	R\$ 3,07 /US\$	312,3	321,46	325,55	323,64	319,52
	R\$ 3,50 /US\$	356,05	366,49	371,15	368,97	364,27
	R\$ 4,00 /US\$	406,89	418,89	424,07	421,72	416,3

Fonte: Elaboração própria.

4.4. Análise de Competitividade do GNL

Analisando-se os cenários calculados para os de CVUs de geração termelétrica a GNL é possível observar que em um mesmo ano, dada a diferença entre os preços estimados para o GNL e a variação cambial, o CVU pode mais que triplicar.

De acordo com a Portaria nº 653/2014 do MME, em seu artigo 5º, não estarão habilitados tecnicamente a concorrer nos leilões os empreendimentos termelétricos cujo CVU seja superior a R\$ 250,00/MWh. Tomando-se este valor como parâmetro para se delimitar a competitividade de um novo empreendimento, foram simulados alguns cenários, utilizando as estimativas de preços de gás natural apresentadas na seção 4.2 e as taxas de câmbio apresentadas na seção 4.3.1. As Tabelas 13 e 14 mostram, destacados em vermelho, quais seriam os valores de CVU menores que o limite estipulado para os leilões.

Tabela 13: Cenários de CVU de Ciclo Aberto Menores que R\$ 250,00 /MWh.

CVU Ciclo Aberto (R\$/MWh)		2015	2016	2017	2018	2019
Cenário	Câmbio					
Gás preço após queda do petróleo	R\$ 2,50 /US\$	171,39	171,39	171,39	171,39	171,39
	R\$ 3,07 /US\$	210,46	210,46	210,46	210,46	210,46
	R\$ 3,50 /US\$	239,94	239,94	239,94	239,94	239,94
	R\$ 4,00 /US\$	274,22	274,22	274,22	274,22	274,22
Gás preço baixo	R\$ 2,50 /US\$	287,81	287,81	287,81	287,81	287,81
	R\$ 3,07 /US\$	353,36	353,36	353,36	353,36	353,36
	R\$ 3,50 /US\$	402,94	402,94	402,94	402,94	402,94
	R\$ 4,00 /US\$	460,5	460,5	460,5	460,5	460,5
Gás preço médio	R\$ 2,50 /US\$	343,73	349,58	352,14	350,96	348,34
	R\$ 3,07 /US\$	422,23	429,28	432,48	430,98	427,76
	R\$ 3,50 /US\$	481,22	489,41	493,06	491,35	487,67
	R\$ 4,00 /US\$	549,97	559,36	563,42	561,57	557,52
Gás preço alto	R\$ 2,50 /US\$	399,65	411,34	416,55	414,12	408,86
	R\$ 3,07 /US\$	490,77	505,12	511,53	508,53	502,08
	R\$ 3,50 /US\$	559,51	575,87	583,18	579,76	572,41
	R\$ 4,00 /US\$	639,41	658,22	666,34	662,65	654,16

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14: Cenários de CVU de Ciclo Fechado Menores que R\$ 250,00 /MWh.

CVU Ciclo Fechado (R\$/MWh)		2015	2016	2017	2018	2019
Cenário	Câmbio					
Gás preço após queda do petróleo	R\$ 2,50 /US\$	108,7	108,7	108,7	108,7	108,7
	R\$ 3,07 /US\$	133,49	133,49	133,49	133,49	133,49
	R\$ 3,50 /US\$	152,18	152,18	152,18	152,18	152,18
	R\$ 4,00 /US\$	173,92	173,92	173,92	173,92	173,92
Gás preço baixo	R\$ 2,50 /US\$	182,98	182,98	182,98	182,98	182,98
	R\$ 3,07 /US\$	224,58	224,58	224,58	224,58	224,58
	R\$ 3,50 /US\$	256,17	256,17	256,17	256,17	256,17
	R\$ 4,00 /US\$	292,76	292,76	292,76	292,76	292,76
Gás preço médio	R\$ 2,50 /US\$	218,65	222,38	224,01	223,26	221,59
	R\$ 3,07 /US\$	268,58	273,08	275,12	274,17	272,11
	R\$ 3,50 /US\$	306,11	311,33	313,66	312,57	310,22
	R\$ 4,00 /US\$	349,84	355,83	358,41	357,24	354,65
Gás preço alto	R\$ 2,50 /US\$	254,32	261,78	265,1	263,55	260,2
	R\$ 3,07 /US\$	312,3	321,46	325,55	323,64	319,52
	R\$ 3,50 /US\$	356,05	366,49	371,15	368,97	364,27
	R\$ 4,00 /US\$	406,89	418,89	424,07	421,72	416,3

Fonte: Elaboração própria.

De uma gama de 160 CVUs simulados, tanto para usinas de ciclo aberto quanto para usinas de ciclo fechado, 50 resultados estarão abaixo do limite fixado pelo MME, ou seja, 31,25% dos resultados obtidos.

Assim, é possível perceber que no contexto vigente no Brasil, determinado pela Portaria nº 653/2014 do MME, o GNL apresenta-se como uma opção de combustível de alto risco para os investidores em novos empreendimentos termelétricos movidos a gás natural. Cabe ressaltar, novamente, que não puderam ser incluídos nesta análise o ICB de tais empreendimentos, variável de decisão dos leilões de energia.

5. Conclusões e Recomendações

Conforme pode ser visto ao longo do presente trabalho, uma maior inserção de fontes renováveis nos sistemas elétricos dos países requer adaptações que possam garantir sua confiabilidade, uma vez que fontes de energia tais como solar (PV) e eólica são intermitentes por natureza, não se constituindo em energia firme.

Em tal contexto, a hipótese investigada neste trabalho é a de que as usinas termelétricas a gás natural, utilizando a tecnologia de ciclo aberto, poderiam agregar confiabilidade ao sistema devido às suas características inerentes: rapidez de acionamento, menores emissões de gases de efeito estufa e custos intermediários em relação às outras opções de fontes para geração térmica (carvão, diesel e óleo combustível), além da possibilidade de rápida construção. Poderiam ser investigadas outras formas de geração para desempenhar este papel, mas restringiu-se o escopo do trabalho para a análise do gás natural.

O mercado de gás natural nacional é incipiente e apresenta grandes questões. A principal delas talvez seja a horizontalidade do mercado em relação a Petrobras. Para desenvolver e amadurecer o mercado de gás natural nacional é imprescindível a entrada de novos agentes no setor.

Como formas de abrir este mercado, não apenas na criticada falta de acesso aos gasodutos de transporte, mas em outras frentes: retomada dos leilões exclusivos de gás natural (incluindo o gás não-convencional), incentivo à ampliação da oferta de gás natural nacional, oferta de serviço de armazenamento (subterrâneo ou não de gás natural), incentivo à concorrência em todas as etapas do mercado gasífero nacional e ampliar, além do acesso aos gasodutos de transporte, o acesso aos gasodutos de escoamento em alto mar.

Mas para verificar se o gás natural pode ser o energético a desempenhar este papel, como indicam suas promissoras características (mas nem tanto o atual cenário nacional), realizou-se uma análise de competitividade e de disponibilidade do energético.

De posse da análise de disponibilidade (oferta, infraestrutura, acesso à infraestrutura e histórico) do gás natural no Brasil, conclui-se que apesar de haver capacidade de oferta e uma grande infraestrutura na malha integrada, questões regulatórias impediram e ainda impedem a instalação de usinas termelétricas a gás no país. Assim, a principal

fonte de gás natural para investimentos e a expansão de negócios de geração de energia termelétrica no país deverá ser por meio do GNL.

Os resultados da análise de competitividade do GNL como combustível utilizado na expansão termelétrica a gás natural no país indicam que com o atual limite do CVU (R\$ 250,00 /MWh), apenas 17,65% dos casos o custo de operação seria inferior ao limite máximo dado pelo CNPE, para as usinas termelétricas de ciclo aberto.

As variáveis-chave da expansão termelétrica são a taxa de câmbio do Real frente ao Dólar e o preço do GNL comprado pelo Brasil. De acordo com as simulações, conclui-se que, baseado, no atual modelo de contratação de energia nova no país, a entrada de usinas termelétricas a gás natural de ciclo aberto dependeria da manutenção dos preços de GNL num patamar baixíssimo, por vezes menor do que o preço do gás nacional ou do importado nacional (historicamente mais baratos do que o GNL) e aproximando-se do preço do gás nacional subsidiado (PPT), o que impediria sua realização.

Nos últimos três leilões de energia nova (19º Leilão, 20º Leilão e 21º Leilão) os lances mínimos e máximos das outras fontes (eólica, PCH, hidrelétricas, carvão e biomassa) apresentavam-se consideravelmente inferiores, exceto a biomassa, evidenciando que através da atual metodologia usinas termelétricas apresentam desvantagem na competição puramente econômica com outras tecnologias de geração elétrica, renováveis ou não.

Há de se tomar cuidado com o que esta negligência na contratação de capacidade de reserva pode acarretar no atual quadro de expansão de geração a partir de fontes intermitentes. Deve-se minimizar a dependência dos preços de GNL e da flutuação cambial do dólar afim de incentivar a geração termelétrica a gás natural de ciclo aberto. Para tanto, são propostas algumas medidas para incentivar a entrada de novas usinas termelétricas a gás natural de ciclo aberto no quadro de disponibilidade e competitividade explorados neste trabalho:

- Aumento do limite máximo de preço de contratação de nova energia termelétrica de R\$ 250,00/MWh determinado pelo Governo Federal, pois a média dos CVUs das usinas termelétricas a gás natural em operação são bem superiores a este, chegando até a ser maior que o triplo deste valor (usinas a gás natural operando com CVU superior a R\$ 750 /MWh, como já ocorreu em Uruguaiana);

- Leilões exclusivos para capacidade de geração a gás natural, como ocorreu para eólica e solar;
- Subsídio à compra de GNL, como ocorre com o subsídio no preço do gás natural utilizado em grande parte da geração nacional (recomendado apenas de maneira urgente, em casos de grande alta nos preços do GNL, desvalorização cambial do real e iminente risco de geração ao sistema);
- Realização de contratos de geração de energia onde o gerador possa prever com certa antecipação a compra do GNL, de modo a negociar sob melhores condições a compra;
- Na tentativa de se aproveitar a capacidade ociosa da malha integrada e o preço inferior do gás nacional, poder-se-ia estimular o uso deste gás e desta infraestrutura para a expansão da geração termelétrica nacional. Com o preço inferior, o custo de operação seria inferior, tornando assim o empreendimento mais competitivo.

Assim, por entender que alguma forma de estímulo à capacidade de reserva de rápido acionamento na geração deve ser feita para contrabalancear o efeito da variabilidade da entrada das novas fontes de energia no sistema, procurou-se investigar neste trabalho a opção pela geração termelétrica a gás natural a ciclo aberto. Como mostrou a análise de disponibilidade e competitividade do energético no país, através da atual metodologia de contratação dificilmente esta expansão prevista irá ocorrer sem a intervenção, seja através de políticas públicas de incentivo, seja pela mudança na maneira de contratação de energia nova ou pela intervenção estatal através da Petrobras. De todas as maneiras, deverá existir alguma intervenção governamental.

O estudo apresenta algumas limitações. Na análise de disponibilidade do gás natural para uma possível expansão da geração termelétrica no país, as estimativas da demanda se baseiam exclusivamente em dados do PDE 2023. O estudo elaborado pela EPE sofre críticas devido à influência política, que por vezes pode prejudicar o caráter técnico-científico do estudo.

Outra limitação encontrada na realização da análise de disponibilidade do gás natural se encontra em um dos cenários do ajuste de mercado entre a oferta e a demanda. Baseado na produção nacional ao invés da capacidade nacional de processamento do gás, estes dados de produção também são do PDE 2023 e sofrem as mesmas críticas em relação à previsão da demanda. Optou-se por estes dados por apresentarem o nível de

desagregação de acordo com a abordagem anual. A alternativa, o relatório Plano de Negócios da Petrobras não apresenta os dados de produção de gás natural isoladamente e nem anualmente. Além disso, não apresentaria a produção de gás na Bacia do Parnaíba, no Maranhão, fora do sistema Petrobras.

No capítulo seguinte, onde há uma análise da competitividade do GNL na geração termelétrica no Brasil, existem outras limitações do estudo. A primeira limitação se encontra na estimativa de preços do GNL. A estimativa não utiliza um mecanismo mais robusto, como uma abordagem através de vetores de auto regressão (VAR), por exemplo. Assim, os valores encontrados, isoladamente, não possuem grande representatividade. Porém, quando são inseridos diferentes cenários de preços, através de uma análise de sensibilidade é possível minimizar esta limitação.

A análise aqui empreendida foi focada no custo de operação (CVU) e não levou em conta o ICB, que também considera os custos de instalação do empreendimento. Esta opção se justifica em função do fato de que este pode ser comparado a um valor máximo e possui relação direta com a ordem de despacho do sistema elétrico brasileiro.

Devido às particularidades do SIN brasileiro, onde as usinas termelétricas funcionam para complementar a geração hídrica em períodos de estiagem, o atual modelo de contratação por disponibilidade utilizando o ICB faz com que elas se dividam entre a atuação na base (geração inflexível) e a atuação na ponta (geração flexível, remuneradas a partir de um dado CVU). Assim, sob a ótica do sistema, o que deveria ser contratação de disponibilidade (geração flexível) na verdade é um sistema misto. Por isso o trabalho privilegiou a análise do CVU, dado que esta é a variável para decidir se haverá geração flexível termelétrica ou não.

Outra crítica ao estudo pode ser o fato de não ter simulado modelos de despacho, pois as novas fontes renováveis podem ter sua participação aumentada nas matrizes energéticas tendo seu despacho otimizado.

Nesta mesma linha acadêmica, sobre o mercado termelétrico e o mercado gasífero nacional, recomenda-se aprofundar os temas abordados na dissertação: influência da entrada de novas fontes intermitentes na geração nacional e o papel da termelétricidade, dificuldade de previsão da demanda termelétrica por gás nacional, previsão futura de preços do GNL no Brasil e análise da eficácia e eficiência do atual modelo de contratação no país.

Outra sugestão de análise futura aponta para o estudo das usinas térmicas movidas a biomassa, fonte de energia que compete naturalmente com o gás natural, e com benefícios ambientais adicionais, além de ser também bastante viável no Brasil.

Uma última recomendação seria investigar a influência dos preços de gás natural no cálculo do ICB e estender esta discussão para uma análise do ponto de vista do empreendedor. A análise do ICB possibilita verificar a competitividade dos empreendimentos termelétricos nos leilões de energia nova de forma mais abrangente e precisa.

Referências Bibliográficas

ACENDE BRASIL, 2012. *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações*. São Paulo, maio de 2012.

ALMEIDA, J. R. U. C., 2008. *A Importância da Flexibilidade na Oferta e na Demanda de Gás Natural – O Caso do Mercado Brasileiro*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

ALMEIDA, M. P., 2009. *Programa Nacional de Desestatização do Governo Collor: Uma Leitura Gramsciana*. Textos para discussão, UFF/Economia.

DE ALMEIDA, E. F.; FERRARO, M. C., 2013. *Indústria do Gás Natural – Fundamentos Técnicos e Econômicos*. Editora Synergia, UFF, Rio de Janeiro.

ANEEL, 2016. *Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 21/04/2016.

ANEEL, 2014. *Banco de Informações de Geração*. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 29/08/2014.

ANEEL, 2008. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª edição*. Brasília.

ANP, 2016. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro.

ANP, 2014. *Dados Estatísticos Mensais*. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em 15/08/2014.

ANP, 2013. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro.

ANP, 2011. Oferta ANP. Disponível em <www.anp.gov.br/?dw=43575>. Acesso em 28/05/2015.

ANP, 2010. *O Gás Natural Liquefeito no Brasil*. Rio de Janeiro.

ANP, 2009. *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Rio de Janeiro.

ANP, 2008. *Boletim Mensal do Gás Natural*. Rio de Janeiro, dezembro de 2008.

ANP, 1998. *Regulamento Técnico ANP N° 001/1998*. Rio de Janeiro.

ARAÚJO, G. da C., 2010. *Modernização do Conceito de Reservas e o Avanço dos Hidrocarbonetos Não-Convencionais*. IBP, Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro.

D'ARAÚJO, R. P., 2009. *O Setor Elétrico Brasileiro – Uma Aventura Mercantil*. Brasília, Confea.

DE ARAÚJO, R. R.; SILVA, T. C. F.; NAVA, P. C.; ALMADA, L. P.; SIMÕES, A. F., 2013. *Esforços Político-Econômicos na Redução do Volume de Queima de Gás em Flare – Experiência Nacional e Internacional*. XV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.

ARGUS, 2014. *Argus European Natural Gas*. Londres.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2016. *Taxas de Câmbio*. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em 17/02/2016.

BNDES, 2007. *Evolução da Oferta e da Demanda de Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro.

BRANCO, F. P., 2005. *Análise Termoeconômica de uma Usina Termelétrica a Gás Natural Operando em Ciclo Aberto e em Ciclo Combinado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UNESP, Ilha Solteira.

BRASIL, 2009. *Lei n° 11.909 (Lei do Gás), de 4 de março de 2009*.

BRASIL, N. P., 2003. *Impactos do Setor Elétrico e da Indústria de Gás Natural na Cogeração no Brasil*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

BHATTACHARYYA, S. C., 2011. *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*. University of Dundee, United Kingdom.

BRITISH PETROLEUM, 2014. *Statistical Review of World Energy*.

_____, 2013. *Notas de aula da disciplina Regulação e Planejamento do Setor Elétrico*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

CAMARGO, T. M. de., 2013. *Indústria de Gás Natural: Aspectos Regulatórios, Econômicos e Jurídicos*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

CAVADOS, G., 2015. *Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

CCEE, 2015. *Histórico do Resumo Vendedor de Energia*. Disponível em: <<http://www.http://www.ccee.org.br/ccee/documentos>>. Acesso em 27/05/2015.

CHABAR, R. M., 2005. *Otimização da Operação Sob Incerteza de Usinas Termelétricas com Contratos de Combustível com Cláusulas de take-or-pay*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-Rio.

CÔRTEZ, T. M. P., 2010. *Análise dos Condicionantes para a Introdução de Plantas a GNL no Setor Elétrico Brasileiro*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

DÁVALOS, V. E. O., 2009. *Raízes Socioeconômicas da Integração Energética na América do Sul: Análise dos Projetos Itaipu Binacional, Gasbol e Gasandes*. Programa de Pós Graduação em Energia, USP, São Paulo.

ENEVA, 2015. Disponível em: <<http://www.eneva.com.br/pt/nossos-negocios/recursos-naturais/Paginas/Bacia-do-Parnaiba.aspx>>. Acesso em 27/05/2015.

EPE, 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/>>. Acesso em 25/04/2016.

EPE, 2015. *Leilões de Energia*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/>>. Acesso em 10/11/2015.

EPE, 2014a. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2023*. Rio de Janeiro.

EPE, 2014b. *Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário – PEMAT 2022*. Rio de Janeiro.

EPE, 2014c. *Balanço Energético Nacional 2014: ano base 2013*. Rio de Janeiro, 2014.

EPE, 2014d. *Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional 2014: ano base 2013*. Rio de Janeiro.

EPE, 2014e. *Demanda de Energia 2050*. Rio de Janeiro.

EPE, 2013a. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2022*. Rio de Janeiro.

EPE, 2013b. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2013*. Rio de Janeiro.

EPE, 2013c. *Balanço Energético Nacional – Ano Base 2012*. Rio de Janeiro.

EPE, 2013d. *Estudo do Mercado Internacional de Gás Natural*. Rio de Janeiro, Junho de 2013.

EPE, 2012a. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2021*. Rio de Janeiro.

EPE, 2012b. *Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás*. Rio de Janeiro.

EPE, 2011a. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2020*. Rio de Janeiro.

EPE, 2011b. *Balanço Energético Nacional 2011: Ano Base 2010*. Rio de Janeiro.

EPE, 2011c. *Índice de Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração Termelétrica- Metodologia de Cálculo*. Rio de Janeiro.

EPE, 2010. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2019*. Rio de Janeiro.

EPE, 2008. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2017*. Rio de Janeiro.

EPE, 2007a. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2016*. Rio de Janeiro.

EPE, 2007b. *Plano Nacional de Energia 2030 Geração Termelétrica – Gás Natural*. Rio de Janeiro.

EPE, 2006. *Plano Decenal de Expansão da Energia 2015*. Rio de Janeiro.

ERDÓS, P., MIHÁLY, O., 2012. *Natural Gas Prices on Three Continents*. Energies, 2012.

FALCETTA, F. A., ZAMBON, R. C., 2013. *Evolução da Capacidade de Regularização do Sistema Hidrelétrico Brasileiro*. XX Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2013.

FGV ENERGIA, 2014. *Cadernos FGV Energia – Gás Natural*. Ano 1, nº 2, novembro de 2014. Rio de Janeiro.

FUSER, I., 2011. *Conflitos e Contratos – A Petrobras, o Nacionalismo Boliviano e a interdependência do Gás Natural (2002-2010)*. Programa de Pós Graduação em Ciência Política, USP, São Paulo, 2011.

DE FARIA, L. F. R., 2010. *A Integração dos Mercados de Gás Natural e Energia Elétrica no Brasil*. Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica, UFMG.

GASOCIDENTE, 2015. Disponível em: <<http://www.gasocidentemt.com.br/inicial.asp>>. Acesso em 27/05/2015.

GASNET, 2014a. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br/termeletricas/mapa.asp>>. Acesso em 29/08/2014.

GASNET, 2014b. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br/gasnatural/gas_completo.asp>. Acesso em 29/07/2014.

GOOGLE IMAGENS. Disponível em: <<http://www.google.com.br/>>. Acesso em 22/09/2014.

IGU, 2011. *IGU Whole Sale Gas Price Report*.

IEA, 2012. *World Energy Outlook 2012*. Paris, França.

IEA, 2014. *World Energy Outlook 2014*. Paris, França.

JARDIM, P. N. F. M., 2013. *Ganhos e Perdas com a Implementação do Atual Modelo Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

JI, Q., GENG, J., FAN, Y., 2014. *Separated Influences of Crude Oil Prices on Regional Natural Gas Import Prices*. Energy Police, 70 (2014) 96-105.

JOUTZ, F.; VILLAR, J., 2006. *The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices*. Energy Information Administration, 2006.

JUNIOR, J. B., 2008. *Análise Comparativa das Tecnologias Embarcadas de aproveitamento de Gás Natural*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

KAZAY, H. F., 2001. *O Planejamento da Expansão da Geração do Setor Elétrico Brasileiro Utilizando os Algoritmos Genéricos*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

- KELMAN, R., 2008. *Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural*. Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- KLIMSTRA, J.; HOTAKAINEM, M., 2011. *Smart Power Generation*. Wartsila Finland, Helsinki.
- LOSEKANN, L. D., 2003. *Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Coordenação e Concorrência*. Instituto de Economia, UFRJ.
- MACHADO, R. H. S. M., 2012. *Avaliação da Influência da Rede de Gás Natural na Disponibilidade de Geração em Estudos de Confiabilidade Composta*. Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- MALAGUTI, G. A., 2009. *Regulação do Setor Elétrico Brasileiro: da Formação da Indústria de Energia Elétrica aos Dias Atuais*. Textos para discussão, UFF/Economia.
- MARRECO, J. M., 2007. *Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- MATHIAS, M. C. P. P.; VELOSO, L. de G.; FIDELIS, M. A. B.; CORDEIRO, G. de B., 2013. *Uma Análise do Processo de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural*. XV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- MATHIAS, M. C. P. P., 2008. *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios*. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- MINISTÉRIO DA JUSTIÇA, 2007. *Processo Administrativo nº 08012.002692/2002-73*. Departamento de Proteção e Defesa Econômica, Brasília.
- DE MIRANDA, M. M., 2012. *Fator de Emissão de Gases de Efeito Estufa da Geração de Energia Elétrica no Brasil: implicações da aplicação da Avaliação do Ciclo de Vida*. Universidade de São Paulo, Programa de Pós-Graduação em Ciências da Engenharia Ambiental, São Carlos.
- MISHRA, P., 2012. *Forecasting Natural Gas Price - Time Series and Nonparametric Approach*. World Congress on Engineering, 2012 Vol. I.

- MME, 2015. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº105*. Brasília, Novembro de 2015.
- MME, 2014a. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº91*. Brasília, Setembro.
- MME, 2014b. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº82*. Brasília, Janeiro.
- MME, 2013. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº74*. Brasília, maio de 2013.
- MME, 2008. *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural nº19*. Brasília, outubro de 2008.
- MME, 2003. *Relatório: “Modelo Institucional do Setor Elétrico”*. Brasília.
- NICK, S., THOENES, S., 2014. *What Drives Natural Gas Prices? – A Structural VAR Approach*. Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Working Paper, No 13/02, 2014.
- NUCA, 2012. Disponível em <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/blogs/gesel-ufrj/index.php/?/archives/26137-Aneel-revoga-outorga-da-UTE-Jose-de-Alencar,-do-Grupo-Bertin.html>>. Acesso em 04/06/2015.
- ONS, 2014. *Geração de Energia*. Disponível em <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx>. Acesso em 29/08/2014.
- ONS, 2015a. *Dados de Operação do SIN*. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em 03/06/2015.
- ONS, 2015b. *Sistema Integrado Nacional*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>. Acesso em 28/06/2015.
- PEREIRA JUNIOR., A. O., 2005. *Operação Independente por Subsistemas: Comportamento Estratégico para a Geração no Sistema Elétrico Brasileiro*. Programa de Planejamento Energético, COPPE, UFRJ.
- PERRY, R. H.; GREEN, D. W., 1999. *Perry’s Chemical Engineer’s Handbook – Chapter 29 (Process Machinery Drives), Seventh Edition*. Editora McGraw-Hill, Nova Iorque.

PETROBRAS, 2015a. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/complexo-petroquimico-do-rio-de-janeiro.htm>>. Acesso em: 10/07/2015.

PETROBRAS, 2015b. Preço do gás natural. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em 15/08/2015.

PETROBRAS, 2014a. *Dados Operacionais para Investidores*. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/custos-e-tributos/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras/preco-de-venda-do-gas-natural-no-city-gate-para-as-distribuidoras.htm>>. Acesso em 20/08/2014.

PETROBRAS, 2014b. *Exposição Petrobras em 60 Momentos*. Disponível em: <<http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-2000-momento-36.php>>. Acessado em 01/09/2014.

PETROBRAS, 2014c. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/terminais-e-oleodutos/terminal-de-regaseificacao-da-baia-de-guanabara-gnl.htm>>. Acesso em 22/09/2014.

RECHELO NETO, C. A., 2005. *GNL para Suprimento Interno e Exportação Versus Gasodutos: Oportunidades, Ameaças e Mitos*. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, USP, São Paulo.

REVISTA FATOR BRASIL, 2014a. Disponível em: <http://www.revistafatorbrasil.com.br/ver_noticia.php?not=120768>. Acesso em 22/09/2014.

REVISTA VALOR ECONÔMICO, 2014b. Disponível em: <http://www.valor.com.br/brasil/3643822/mme-aumento-no-pre-sal-deve-incrementar-termeletricas>. Acesso em: 10/12/2014.

RICCOMINI, C.; SANT'ANNA, L. G.; TASSINARI C. C. G., 2012. *Pré-Sal: Geologia e Exploração*. Revista USP, número 95, São Paulo.

ROMERO, J. F. L., 2004. *Avaliação do Processo de Licenciamento Ambiental das Usinas Termoeletricas a Gás Natural no Estado de São Paulo a partir de Três Estudos de Caso*. Programa de Pós Graduação em Energia, USP, São Paulo.

SCHMIDT, G., 2014. *The Energy Regulation and Markets Review*. Law Business Research, Londres, Reino Unido.

SILIVERSTOVVS, B., L'HÉGARET, G., NEUMANN, A. e CHRISTIAN VON HIRSCHHAUSEN, 2005. *International market integration for natural gas. A cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan*. Energy Economics, 27, 2005.

SIQUEIRA, J. C., 2012. *Análise de Técnicas para Controle de Energia Elétrica para Dados de Alta Frequência: Aplicação à Previsão de Carga*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-Rio, Rio de Janeiro.

DOS SANTOS, R. M., 2013. *Utilização de Pontos de Estocagem Subterrânea de Gás Natural (ESGN) para Melhoria da Operação da Malha de Transporte do Gasoduto Brasil-Bolívia (GASBOL)*. XV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.

SIEMENS, 2011. *The Future Role of Fossil Power Generation*. Germany.

TBG, 2014. Disponível em: <http://www.tbg.com.br/pt_br>. Acesso em 08/10/2014.

TRANSPETRO, 2015. Disponível em: <http://www.transpetro.com.br/pt_br/imprensa/noticias/terminal-de-cabiunas-aumentara-capacidade-para-atender-demanda-do-pre-sal.html>. Acesso em: 26/05/2015.

TSB, 2015. Disponível em: <http://www.tsb.com.br/gas_natural.asp>. Acesso em 15/06/2015.

TOLMASQUIM, M. T., 2011. *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia; EPE, Brasília.

WORLD BANK, 2015. *World Bank Commodity Price Data*.

VILA, C. U., 2009. *Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas Elétricos e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UNIFEI, Itajubá.

YERGIN, D., 2012. *The Quest: Security, and the Remaking of the Modern World*. Penguin Books, New York.