



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

A TRANSIÇÃO NO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL: DESAFIOS E INICIATIVAS ESTRATÉGICAS CORPORATIVAS POTENCIAIS

Carolina Kiss Pinheiro Cabral

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Adriano Proença, D. Sc.

Rio de Janeiro
Setembro de 2020

**A TRANSIÇÃO NO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL:
DESAFIOS E INICIATIVAS ESTRATÉGICAS CORPORATIVAS
POTENCIAIS**

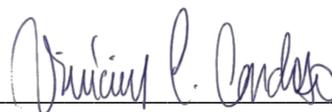
Carolina Kiss Pinheiro Cabral

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRA DE PRODUÇÃO.

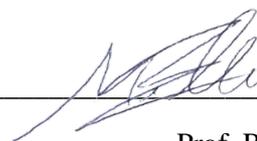
Examinado por:



Prof. Adriano Proença



Prof. Vinícius Carvalho Cardoso



Prof. Ricardo Ferreira de Mello

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

SETEMBRO de 2020

Cabral, Carolina Kiss Pinheiro

A transição no setor de gás natural no brasil: desafios e iniciativas estratégicas corporativas potenciais – Rio de janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2020.

X, 124 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Adriano Proença, D. Sc.

Projeto de Graduação – UFRJ/Escola Politécnica/Curso de Engenharia de Produção, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 117-124

1. Gás Natural: Conceitos Introdutórios 2. Aparato Regulatório 3. A Indústria de Gás Natural no Brasil 4. Cadeia de Valor do Gás Natural no Brasil 5. Desafios para a transição do Mercado de Gás no Brasil: Uma Síntese 6. Enfrentando os Desafios: Iniciativas estratégicas corporativas desde o olhar de multinacionais produtoras de gás 7. Considerações finais.

I. Proença, Adriano II. Universidade Federal do Rio de janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia de Produção. III. A transição no setor de gás natural no brasil: desafios e iniciativas estratégicas corporativas potenciais.

AGRADECIMENTOS

A todas e todos que precederam o caminho e construíram a possibilidade de uma educação pública, de qualidade, para e pelo Brasil – sempre com muitos percalços e, vale ressaltar, que ainda por muito bambeando. Continuemos atentas e atentos, o horizonte é distante e ainda com muita neblina, mas se sustenta no coletivo.

Aos docentes que cruzaram meu caminho e mantiveram aceso o sentimento de pertencimento e sentido a minha trilha universitária: minha mais profunda gratidão. Novamente, apesar dos pesares, é também por vocês que nossa existência ainda é possível. Um especial registro, com muito carinho, para o Ricardo, que faz da jornada mais humana, amiga e familiar; ao Vinícius, pelas trocas e orientações que muito marcaram meu caminho; por fim, profunda gratidão ao Adriano, pelo imenso companheirismo durante a trajetória – obrigada por continuamente se dispor.

Ao meu pai, pelo porto sempre seguro. A minha mãe, pelas flores.

Aos que se propuseram e se propõem e continuam a dividir vida comigo. Com todo amor em mim.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenharia de Produção.

A TRANSIÇÃO NO SETOR DE GÁS NATURAL NO BRASIL: DESAFIOS E INICIATIVAS ESTRATÉGICAS CORPORATIVAS POTENCIAIS

Carolina Kiss Pinheiro Cabral

Setembro/2020

Orientador: Adriano Proença, D. Sc.

Curso: Engenharia de Produção

Foram muitas as movimentações e esforços em direção ao desenvolvimento de um mercado mais competitivo no setor de gás natural do Brasil, historicamente construído com atuação majoritária da Petrobras. Em julho do presente ano, completou-se um ano do lançamento do mais recente e robusto destes esforços, o programa Novo Mercado de Gás – e o mercado de gás brasileiro ainda aguarda com expectativa a abertura competitiva da indústria em meio a representativas mudanças no setor. O presente trabalho pretende realizar uma análise sobre o mercado de gás brasileiro, sua construção histórica, e sua atual configuração; bem como sobre as expectativas em curso durante esta transição. A partir destes resultados, e de uma breve revisão da literatura consagrada sobre conceitos do campo da estratégia corporativa, serão realizadas reflexões sobre os desafios colocados diante do setor, e considerações, desses derivadas, sobre potenciais iniciativas estratégicas corporativas diante dos cenários anteriormente examinados, desde a ótica de uma produtora de gás já inserida no setor.

Palavras-chave: Gás Natural; Novo Mercado de Gás; Estratégia corporativa

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfilment of the requirements for the degree of Industrial Engineer.

THE TRANSITION IN THE NATURAL GAS SECTOR IN BRAZIL: CHALLENGES AND
POTENTIAL CORPORATE STRATEGIC INITIATIVES

Carolina Kiss Pinheiro Cabral

September/2020

Advisor: Adriano Proença

Course: Industrial Engineering

There have been many efforts towards the development of a more competitive market in the Brazilian natural gas sector, historically built mostly from Petrobras' drives. Last July we had the one year mark since the launch of the most recent and robust of these efforts, the New Gas Market program - and the Brazilian gas market still looks forward to the opening of the industry amid significant ongoing changes in this sector. This work intends to carry out an analysis of the Brazilian gas market, its historical construction and current configuration, as well as the expectations for its ongoing transition. Based on these results and on a brief review of the mainstream literature in the field of corporate strategy, some reflections have been developed, and potential strategic initiatives proposed, in face of the scenarios formerly presented, from the perspective of a gas producer in the sector.

Keywords: Natural Gas; New Gas Market; Corporate Strategy

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1. MOTIVAÇÃO	13
1.2. OBJETIVOS	14
1.2.1. Gerais	14
1.2.2. Específicos	15
1.3. METODOLOGIA	15
1.4. ESTRUTURA	16
1.5. LIMITAÇÕES	17
2. GÁS NATURAL: CONCEITOS INTRODUTÓRIOS	18
2.1. O GÁS NATURAL	18
2.1.1. O gás natural rico versus seco	19
2.2. APLICAÇÕES POSSÍVEIS	20
2.3. ESTRUTURA GERAL DA CADEIA DE VALOR DO GÁS	21
2.3.1. Upstream	22
2.3.2. Midstream	23
2.3.3. Downstream	26
3. APARATO REGULATÓRIO	27
3.1. A IMPORTÂNCIA DO SISTEMA REGULATÓRIO PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL	27
3.1.1. LINHA DO TEMPO NA EVOLUÇÃO REGULATÓRIA BRASILEIRA	29
3.1.2. A Lei do Gás	32
3.1.3. Gás para Crescer	34
3.1.4. O Novo Mercado de Gás	37
4. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL	45
4.1. SISTEMA REGULATÓRIO VIGENTE	45
4.2. O GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA	48
4.3. O PERFIL DA DEMANDA DE GÁS NO BRASIL	52
5. CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL NO BRASIL	58
5.1. <i>UPSTREAM</i>	59
5.1.1. Produção e Exploração	59
5.1.2. Processamento	67
5.2. <i>MIDSTREAM</i>	69
5.2.1. Transporte	69
5.2.2. Importação	73
5.2.3. Exportação / Estocagem de gás	79

5.3.	<i>DOWNSTREAM</i>	81
6.	DESAFIOS PARA A TRANSIÇÃO DO MERCADO DE GÁS NO BRASIL: UMA SÍNTESE	84
6.1.	ACESSO E AMPLIAÇÃO DA REDE DE INFRAESTRUTURA – ENFOQUE NO PRÉ-SAL	85
6.2.	DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA	88
6.3.	HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACOES ESTADUAIS.....	90
6.4.	FORTALECIMENTO DA ANP E ESTABILIDADE REGULATÓRIA	92
6.5.	REFLEXÕES SOBRE O CENÁRIO À FRENTE.....	93
7.	ENFRENTANDO OS DESAFIOS: INICIATIVAS ESTRATÉGIAS CORPORATIVAS DESDE O OLHAR DE MULTINACIONAIS PRODUTORAS DE GÁS.....	95
7.1.	BREVE APRESENTAÇÃO SOBRE ESTRATÉGIA CORPORATIVA	96
7.2.	SOBRE OS PRINCIPAIS <i>PLAYERS</i> MULTINACIONAIS DO MERCADO: ESTRATÉGIAS EM CURSO.....	97
7.2.1.	Shell Brasil Petróleo	99
7.2.2.	Equinor Brasil	101
7.2.3.	Total	103
7.3.	PROPOSIÇÕES DIANTE DO CENÁRIO COLOCADO.....	105
7.4.	BALANÇO FINAL: AS CHANCES DO GÁS DAR CERTO NO BRASIL.....	112
8.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	114
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Colagem de dois gráficos sobre consumo de energia no mundo. Da esquerda para direita: evolução do consumo de energia por combustível, evolução da participação de cada combustível na matriz energética.	12
Figura 2: Cadeia de valor geral do gás natural.	21
Figura 3: Evolução do transporte de gás natural por gasodutos e liquefeito.	24
Figura 4: Comparação entre a Lei do Petróleo e Lei do Gás.	32
Figura 5: Logotipo do programa Novo Mercado de Gás.	38
Figura 6: Regulação do setor de energia brasileiro.	46
Figura 7: Matriz energética brasileira.	49
Figura 8: Evolução da participação do gás natural na matriz de oferta de energia brasileira.	50
Figura 9: Demanda histórica de gás natural no Brasil.	50
Figura 10: Participação do gás natural no total de energia consumida. Referente ao ano de 2017.	51
Figura 11: Matriz elétrica brasileira.	51
Figura 12: Evolução do consumo de gás por setor.	53
Figura 13: Participação do gás natural no total de energia consumida.	53
Figura 14: Utilização do gás por setor.	54
Figura 15: Participação de cada fonte na geração termelétrica em 2018.	56
Figura 16: Cadeia de valor da gás no contexto brasileiro.	58
Figura 17: Evolução da produção nacional de gás natural no Brasil.	59
Figura 18: Evolução da proporção de gás associado e não-associado.	60
Figura 19: Média da distribuição de gás por concessionária.	61
Figura 20: Evolução da distribuição de gás por concessionária.	62
Figura 21: Média para 2019 da destinação do gás natural no Brasil.	63
Figura 22: Evolução da proporção de gás reinjetado em comparação com o total.	64
Figura 23: Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil.	64
Figura 24: Distribuição da produção de gás por estado, média 2019.	65
Figura 25: Dez maiores campos de produção de gás no Brasil em Dezembro de 2019.	66
Figura 26: Evolução da malha de transporte de gás no Brasil.	70
Figura 27: Malha de transporte de gás no Brasil.	71
Figura 28: Participação da Petrobras nas transportadoras de gás.	72
Figura 29: Evolução da participação das importações de gás natural no Brasil.	73
Figura 30: Evolução das diferentes fontes de importação de gás no Brasil.	74
Figura 31: Média das fontes de importação de gás no Brasil para 2019.	74
Figura 32: Evolução da regaseificação de gás no Brasil.	76
Figura 33: Mapa ilustrativo da localização dos terminais de regaseificação no Brasil.	77

Figura 34: Evolução da taxa de não-utilização dos terminais de regaseificação brasileiros	78
Figura 35: Evolução da malha de distribuição de gás brasileira	81
Figura 36: Previsões de produção de gás natural	85
Figura 37: Previsão da produção líquida de gás natural do pré-sal.....	86
Figura 38: Ilustrativo das rotas de escoamento de gás do pré-sal brasileiro.	87
Figura 39: Mapa da regulação do consumidor livre no Brasil.	91
Figura 40: Participação de produtoras na cadeia de gás.....	99
Figura 41: Evolução do <i>share</i> de gás da Shell Brasil.....	100
Figura 42: Consumo de energia na indústria, por fonte. Média 2019	109
Figura 43: Comparação do preço de gás natural.	110

1. INTRODUÇÃO

O termo “transição energética” se apresenta com urgência cada vez crescente nos mais diversos espaços de debates e tomadas de decisões ao redor do globo – se referindo à tendência progressiva de substituição de fontes de energia fósseis pela utilização de fontes renováveis (Instituto Millenium, 2019). Ocupar-se dessa discussão é essencial para que possamos compreender como a maneira que incorporamos energia afeta o ecossistema em que vivemos hoje – mas ainda mais no amanhã, nos dando espaço e ferramentas para pensarmos qual é esse amanhã que gostaríamos conformar.

A construção e desenvolvimento da política energética de um país é uma questão extremamente complexa, dependente de uma gama de fatores que conversam entre si e atravessam de forma primordial o cotidiano de uma sociedade – moldando as maneiras pelas quais esse cotidiano se constrói, e funcionando como um dos pilares sobre os quais um país se apoia, propiciando perspectivas de seu futuro, e transmitindo também seu impacto e posicionamento global com relação às políticas de sustentabilidade energética.

Nesse sentido, o perfil de disponibilidade energética apresentado por determinada região é um dos principais fatores que irão influenciar tais políticas. No caso brasileiro, nos vemos diante de um país com uma ampla gama de disponibilidade de recursos energéticos. Das diversas possibilidades existentes, o gás natural aparece com considerável relevância para o contexto do país – tanto em termos de volumes, tanto pelo papel que ocupa nessa jornada para transição energética.

Entre 1997 e 2017, o consumo mundial de gás natural aumentou em mais de 40% - uma taxa extremamente relevante em um período relativamente curto de tempo, sendo o combustível fóssil cujo consumo mais cresce no mundo. Em seu estudo “*The Role of Gas in Today’s Energy Transitions*”, a Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) relata a função essencial que o gás exerce na transição energética, principalmente quando utilizado em substituição ao carvão – o que representaria consideráveis reduções nas emissões de CO₂ e outros poluentes (*The Role of Gas in Today’s Energy Transitions*, p.4., IEA, 2019).

Mesmo com o objetivo principal sendo o de descarbonização da matriz energética, entende-se que essa transformação será gradual, e é aqui que o gás se concretiza como o chamado “principal energético da transição”, com justificativas que se sustentam na sua grande disponibilidade, custo competitivo, menores emissões de CO₂ dentre os combustíveis fósseis, e a segurança de suprimento energético que oferece.

No encontro do G20, grupo internacional que agrega representantes de 19 países e a União Europeia, que aconteceu em junho de 2019 no Japão, para discutir a transição energética e o ecossistema global para um crescimento sustentável, os ministros de energia da cúpula “reconheceram o papel-chave que o gás natural exerce para diversos países do grupo, e seu potencial de expansão nas próximas décadas, suportando transições direcionadas em reduzir as emissões de sistemas energéticos” (G20 - *Ministerial Meeting on Energy Transitions*, 2019).

De fato, a *British Petroleum* (BP), grande multinacional do setor de energia, que publica anualmente relatórios internacionalmente reconhecidos e utilizados como referência para o setor sobre as perspectivas energéticas mundiais, ressaltou, em seu último relatório, publicado em 2019, que o mundo continua empenhado na transição para um *mix* energético com emissões reduzidas de carbono, e que essa busca é liderada pelas energias renováveis e pelo gás natural. Na Figura 1, a seguir, evidencia-se o aumento histórico e as perspectivas futuras para a crescente participação de gás natural no mundo (BP Energy Outlook, 2019).

A BP espera que o consumo de gás natural cresça, em média, 1,7% por ano, chegando a apresentar um crescimento acumulado de 50% até 2040 – ultrapassando o carvão para se tornar a segunda maior fonte de energia global, e convergindo com o consumo de óleo até o final de 2040. Além das fontes renováveis, é o único energético que a empresa espera que aumente sua parcela na oferta primária de energia.

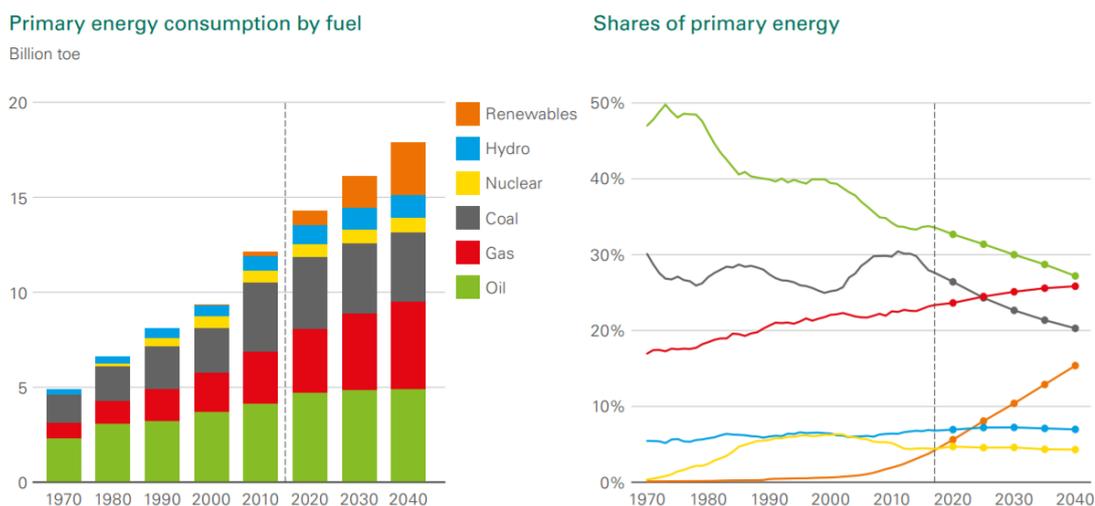


Figura 1: Colagem de dois gráficos sobre consumo de energia no mundo. Da esquerda para direita: evolução do consumo de energia por combustível, evolução da participação de cada combustível na matriz energética. Fonte: BP Energy Outlook, 2019; pg 79.

A função do gás brasileiro como energético de transição se aprofunda ainda mais quando colocado em perspectiva o contexto do país, no qual os volumes do pré-sal apontam para ofertas expressivas de gás natural. Estas podem potencialmente converter o Brasil da posição de importador para exportador de gás. O elevado preço do energético praticado atualmente no país, quando comparado com grandes mercados internacionais, acaba funcionando como um entrave à produção nacional de diversos setores industriais, que tem no gás natural uma utilização intensiva, seja como combustível, seja como matéria-prima.

O momento é propício para alterações regulatórias e discussões estruturantes em torno da indústria do gás natural, com o sentido de abordar e superar os principais desafios colocados para o setor. E, por fim, há globalmente a compreensão da necessidade de construção de novos modelos energéticos condizentes com o desenvolvimento social, as necessidades de uma economia sempre em movimento, e a limitação física dos recursos planetários.

Diante disso, o presente projeto se justifica por buscar trazer luz para a questão do gás natural e seu papel na conjuntura energética, econômica e social brasileira, apresentando o seu ecossistema tal como configurado hoje; estabelecendo os principais desafios que estão postos para seu desenvolvimento; e desenvolvendo um olhar sobre questões estratégicas empresariais associadas .

1.1. MOTIVAÇÃO

Como estagiária em uma multinacional da indústria de energia, a autora tem tido diariamente proximidade com a seriedade da situação vivida no setor – transversal a todas as esferas de movimentação do mundo. Um passo além: a autora reconhece que tem a fortuna de viver a experiência de trabalhar em uma empresa que está liderando as difíceis discussões em pauta, quando estas já não podem ser adiadas. Há uma agenda importante com relação à tomada de responsabilidade quanto aos impactos da indústria no meio-ambiente, em um paradoxo que se concretiza na coexistência da missão de entregar a energia que movimenta o mundo, porém com custos cada vez mais elevados, e alguns já irreparáveis, para a natureza.

Nesse sentido, a preservação e corrida para reparação de danos ao planeta, à humanidade, aos outros e próximos, é uma questão da qual a autora procura se apropriar diariamente, buscando sempre exercer seu comprometimento com as mudanças que estão ao seu alcance. A maneira como nosso consumo coletivo foi construído até aqui claramente já não

deixa mais espaço para questionamentos sobre sua insustentabilidade, em termos de seus custos humanos e para o bioma do planeta.

Quando falamos sobre transição energética, portanto, é preciso ter a consciência que não se trata apenas de mudanças nas potenciais fontes de obtenção de energia exploradas – mais do que isso, é preciso que o termo remeta à transição também dos pilares de consumo que construímos como sociedade, o que, por definição, pede por uma quebra de inação coletiva, o que nunca foi ou será fácil ou simples, quando estamos tratando de padrões de vivência normalizados através do globo.

O gás natural representa essa transição possível – para um perfil menos poluente e estável, que traga mais segurança energética e sustentável; que possa possibilitar a construção de políticas energéticas mais condizentes com os indicadores e perspectivas climáticas e sociais. A contribuição potencial desse energético varia entre regiões, sistemas e setores com o tempo – podendo trazer benefícios ambientais, mas com o paralelo sempre presente de que continua se tratando de um combustível fóssil, fonte de emissão de gases poluentes.

O dever de casa que se apresenta é grande. Considerando o propício momento que impulsiona discussões acerca do gás natural e sua participação na matriz brasileira, a autora se viu impelida a participar do debate, podendo contribuir de alguma forma com a produção e disseminação de informações acerca do assunto, apropriando-se do desafio de oferecer uma perspectiva sob a ótica da Engenharia de Produção sobre tais questões, tão prioritárias e essenciais no momento atual.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Gerais

Como objetivos imediatos deste projeto tem-se a estruturação e disponibilização de uma análise do ecossistema de negócios atual do gás natural brasileiro, possibilitando um olhar aprofundado e sistêmico sobre seu *modus operandi*. Em seguida, a realização de uma avaliação crítica sobre as perspectivas dos maiores desafios que estão postos para a indústria brasileira de gás natural. Por fim, uma discussão sobre estratégias corporativas potenciais, com o desenvolvimento de uma análise sobre qual seria uma estratégia ‘adequada’, sob a perspectiva da autora, considerando os horizontes colocados para a indústria.

1.2.2. Específicos

O projeto se inicia com o primeiro objetivo de fornecer uma conceituação geral sobre o gás natural – o que é, quais são suas aplicações possíveis e como se estrutura sua cadeia produtiva, em uma perspectiva generalizada. Em seguida, a autora busca iniciar uma discussão sobre a importância do aparelho regulatório na indústria em questão, procurando explorar determinadas peculiaridades do setor que o constituem com essas demandas.

Uma vez construída essa base de compreensão, dá-se início a uma exploração de como esse aparato regulatório foi construído no Brasil, continuando posteriormente para uma discussão sobre como a indústria de gás natural se constitui hoje no país. O desejo maior é que o material possa disseminar informações relevantes sobre o setor, e funcionar como um catalisador de diálogo.

Por fim, o objetivo da análise do panorama atual de gás natural no Brasil foi também o de possibilitar uma base de conhecimento para apontar quais são os principais desafios que permeiam o a indústria de gás no país, hoje – e, a partir deles, desenvolver uma perspectiva sobre qual seria um posicionamento estratégico “ótimo” em meio a este panorama, realizando um breve paralelo com a estratégia de outros participantes relevantes no mercado.

1.3. METODOLOGIA

O presente estudo tem como pilares uma extensa pesquisa exploratória sobre os conceitos fundamentais sobre o gás natural, como se estrutura sua cadeia produtiva, e um posterior desenvolvimento de um estudo de caso sobre a evolução desse setor no contexto brasileiro.

A literatura disponível sobre o energético é extensa, mas destacam-se os relatórios da *International Energy Agency (IEA)* e, para o contexto brasileiro, os materiais disponibilizados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estes contribuíram fortemente para a construção do arcabouço técnico do presente projeto.

No que tange as análises sobre perspectivas futuras para o setor, não só de gás natural, mas para a indústria de energia como um todo, foram relevantes os materiais disponibilizados por grandes empresas do setor, como a *British Petroleum (BP)* e a Petróleo Brasileiro (Petrobras). Por fim, mas não menos relevantes, foram os materiais vinculados pela imprensa,

no que tange à evolução do mercado de gás brasileiro; bem como os diversos artigos acadêmicos produzidos transversais a todos os tópicos aqui abordados – dos quais vale salientar os diversos textos e trabalhos produzidos pela Fundação Getúlio Vargas (FGV-RJ).

Os esforços exploratórios do presente projeto convergiram para a construção de uma estrutura básica, organizadora da disposição de ideias e reflexões. Um paralelo com o núcleo do desenvolvimento de uma “boa estratégia”, proposto por Rumelt (2011), foi pensado como estruturante do projeto. Inicia-se com a primeira parte de diagnóstico, na qual é realizado um esforço de síntese sobre a realidade da indústria de gás brasileira. Aqui se traduz a natureza dos desafios que se colocam. Em seguida, são realizadas reflexões sobre uma política-guia – abordagens para enfrentar os desafios identificados até então. Por fim, são estruturadas ações coerentes, que se articulam na direção das políticas-guias ponderadas.

1.4. ESTRUTURA

O primeiro segmento seguinte, o capítulo 2, se destina a oferecer uma base de conceituação geral acerca do gás natural, objeto deste projeto. Nele serão construídos os conceitos essenciais para compreensão das análises que serão elaboradas posteriormente – o que é o energético, quais são suas principais utilizações, e como sua cadeia de valor é estruturada, de forma generalizada.

Em seguida, o capítulo 3 se propõe a oferecer um panorama sobre a relevância do sistema regulatório em torno da indústria de gás natural, ressaltando algumas particularidades da natureza do setor, e delineando uma linha do tempo da construção desse sistema no panorama brasileiro: como se constituiu, quais foram os marcos relevantes para o setor, e finalmente apresentando o novo programa proposto para desenvolvimento do mercado de gás brasileiro.

Os capítulos quatro e cinco, por sua vez, se debruçam sobre uma análise específica da indústria brasileira de gás, tal qual como se apresenta hoje. O capítulo 4 oferece uma perspectiva geral sobre o ambiente na qual o setor de gás brasileiro se encontra, quais são os agentes regulatórios atuantes, bem como os perfis da demanda pelo gás brasileiro. O capítulo 5 se dedica à análise da cadeia produtiva do gás, tal como como foi abordada no capítulo 2, agora descrita sob a ótica da realidade do país.

Em seguida, o capítulo 6 procura, com base nas descrições e análises tecidas ao longo do projeto, desenvolver uma investigação crítica sobre os principais desafios que se apresentam

a esse ecossistema de negócios – para, finalmente, oferecer, no capítulo 7, uma discussão sobre estratégia corporativa, em um exercício de concepção, desde a perspectiva da autora, de quais as iniciativas estratégicas potenciais a serem consideradas, sob a ótica de uma produtora de gás corporativa, ponderando os diagnósticos e observações anteriormente abordados.

Por fim, as considerações finais buscam estabelecer uma conclusão para o projeto, reforçando seu escopo e limitações, apresentando sugestões para futuras análises a serem aprofundadas, e acompanhamentos sugeridos sobre as movimentações esperadas da indústria.

1.5. LIMITAÇÕES

A primeira limitação imediata que se apresenta a este projeto é com relação ao objeto de análise, que é o gás natural dito seco, já processado para comercialização (tais nomenclaturas serão abordadas no capítulo a seguir). Esse é o gás já processado a partir do gás bruto, obtido durante a produção – nesse sentido, outros subprodutos do gás natural rico que possam ser obtidos durante seu processamento/fracionamento não serão abordados nesse trabalho. As estratégias de viabilização de projetos de produção de gás natural também incluem uma destinação a esses subprodutos (mesmo que não envolvam a comercialização dos mesmos), porém, por terem volumes de produção reduzidos, demanda consideravelmente inferior ao gás natural canalizado, e atividades da cadeia de produção destoantes, não serão abordados aqui.

Uma próxima limitação é identificada com relação às análises perante os desafios e proposições que serão realizadas, principalmente nos capítulos seis e sete. O intuito de ambos os capítulos será fornecer uma visão sistêmica sobre os desafios e oportunidades presentes no ecossistema da indústria de gás brasileiro, e não visa aprofundar análises concretas sobre a viabilidade real de tais propostas em contextos específicos. Extensos estudos técnicos e financeiros seriam necessários para exaurir cada um dos tópicos abordados.

2. GÁS NATURAL: CONCEITOS INTRODUTÓRIOS

Este capítulo se propõe a estabelecer uma conceituação geral sobre o gás natural – o que é, suas possíveis utilizações e as atividades envolvidas em sua cadeia produtiva, desde sua extração até final comercialização. Reforça-se que, nesse momento do texto, a proposta não é estabelecer um paralelo com o contexto brasileiro, mas sim oferecer uma perspectiva geral em torno do energético – tais análises serão realizadas posteriormente.

2.1. O GÁS NATURAL

O gás natural é um combustível fóssil, não renovável, resultante da degradação de matérias orgânicas acumuladas em subsolo, normalmente em distâncias profundas. Pode ser encontrado em um campo *offshore* (em alto mar) ou *onshore* (quando o reservatório se encontra em terra). Sua composição consiste em uma mistura de diferentes hidrocarbonetos que permanecem em estado gasoso em condições atmosféricas normais, com respectivas proporções que variam dependendo de sua origem e os processo de formação da matéria orgânica – essencialmente, o metano (C) é seu componente em percentuais majoritários, seguido de etano (C₂), propano (C₃) e butano (C₄), em gradual diminuição de concentração, além de hidrocarbonetos maiores (C₅₊) e impurezas não-hidrocarbonetos, como moléculas de enxofre e nitrogênio, presentes na mistura após a extração (Gasmig, 2019).

Ao longo dos últimos anos, a presença do gás em discussões sobre o setor de energia e seus impactos em questões ambientais vem ganhando destaque. Trata-se de um energético com um teor poluente menor do que outros que dividem a mesma classificação de combustível fóssil, como o óleo ou carvão, ainda largamente utilizados ao redor do globo. Em estudos realizados que analisaram as emissões de CO₂ e metano, estima-se que, em média, a substituição do uso de carvão pelo gás pode reduzir essas emissões em 50% quando se trata da produção de eletricidade; e em 33% quando são utilizados para produção de calor (IEA, 2019). Esses valores podem variar de acordo com cada região e a cadeia de gás em vigor – a adoção das melhores práticas ao longo das atividades envolvidas na cadeia de gás garantem a maximização desses benefícios.

Dependendo de sua origem, existem duas classificações para o gás natural - este pode ser dito associado, ou não associado.

No primeiro caso, “associado”, trata-se do gás que se encontra em um reservatório dito petrolífero, na qual a produção principal será de petróleo – estando o gás dissolvido no próprio petróleo ou formando uma espécie de capa de gás em torno do reservatório.

Já o gás “não associado”, como o próprio nome sugere, é aquele que se encontra em um reservatório gaseífero – ou seja, um campo no qual a exploração comercial será majoritariamente de gás natural.

O gás natural, como já mencionado, é encontrado na forma gasosa em condições normais de temperatura e pressão – no entanto, pode ser tanto liquefeito quanto comprimido, em unidades de operação específicas para tal, o que pode facilitar seu transporte ao longo da cadeia logística para comercialização. É mais comumente medido em termos de volume através de metros cúbicos (m^3); ou em termos de unidade energética, a qual é comum a utilização de barril de petróleo equivalente (*boe – barril of oil equivalente*), a unidade térmica britânica (*BTU – British Thermal Unit*), ou em quilocalorias (kcal).

2.1.1. O gás natural rico versus seco

Existem dois termos utilizados para distinguir o gás natural e o gás natural após seu processamento, próprio para comercialização – o primeiro é denominado “gás rico” e se refere ao gás bruto, assim tal como retirado do poço. Além da mistura de metano e etano, hidrocarbonetos mais leves, e que são usualmente o produto principal majoritário pós-processamento, o gás rico contém também certas impurezas (como resquícios de óleo ou quantidades pequenas de não-hidrocarbonetos, como o enxofre ou nitrogênio) e os chamados “líquidos de gás natural”, que são essencialmente hidrocarbonetos mais pesados.

Ao chegar em uma unidade de processamento de gás natural, o fracionamento desse gás rico é realizado, e os seguintes subprodutos são possíveis: o chamado “gás seco”, cuja composição majoritária é o metano, mas que também contém certa proporção de etano – e é sobre este produto em específico que o presente projeto debruçará suas análises. Este é o gás que será comercializado através da rede de distribuição de gasodutos pelo país.

Há ainda o gás liquefeito de petróleo (GLP), que é o conhecido “botijão de gás”, utilizado tanto para fins comerciais e residenciais – que consiste, essencialmente, em uma mistura de propano e butano; e hidrocarbonetos mais pesados, como a nafta, com utilização principal como matéria-prima em indústrias petroquímicas ou aditivo à gasolina comum. O

fracionamento de cada um desses componentes de forma exclusiva é possível, em plantas específicas para tal operação – e cada um poderá ter uma utilização particular – mas, em geral, estas são as separações mais praticadas.

Como apontado anteriormente, na introdução do presente trabalho, é oportuno ratificar que as análises que aqui serão realizadas tratarão do contexto e indústria do gás natural dito seco, ou seja, o “gás canalizado”. Os outros subprodutos possíveis do gás rico não serão objeto de análise. A partir desse ponto, para fins práticos, a menção ao “gás natural” será relacionada, portanto, ao gás natural seco, já processado e passível de comercialização.

2.2. APLICAÇÕES POSSÍVEIS

O gás natural é um combustível considerado versátil por suas diversas aplicações possíveis – desde finalidades domésticas, automotivas e industriais até como fonte para geração de energia elétrica, em plantas termelétricas. Por apresentar uma faixa de inflamabilidade reduzida, alto poder calorífico e estabilidade de chama, se apresenta como um flexível recurso com alto potencial de utilização (ABEGÁS, 2019).

Em aplicações com fins residenciais e comerciais, é presente majoritariamente na cozinha para preparo de alimentos, aquecimento do ambiente, secagem e afins. O contexto climático na qual determinado país se encontra influencia diretamente o consumo, principalmente residencial, deste energético. Em grande parte da Europa, por exemplo, devido às baixas temperaturas, é largamente utilizado para o aquecimento de residências e estabelecimentos comerciais, com uma demanda, portanto, que apresenta padrões de comportamento com picos relacionados às condições climáticas.

No âmbito industrial, o gás pode ser utilizado como combustível para geração de calor e eletricidade – sua combustão para determinados segmentos industriais é dita “limpa”, pela ausência de determinados agentes poluidores comuns na indústria, o que torna o recurso muito atrativo para utilização em processos que requerem alguma atividade de queima em contato direto com o produto.

São diversos os setores com intenso consumo do gás em seus processos: indústrias de cerâmica, vidro, cimento, metalurgia, farmacêutica, papel e comidas e bebidas são alguns exemplos. Além disso, é também empregado como matéria-prima na indústria química e petroquímica, majoritariamente para produção de fertilizantes, amônia e ureia.

O energético também pode ser utilizado para produção de energia elétrica – que pode ser dividida em duas modalidades.

A primeira, é a utilização de gás para geração exclusiva de eletricidade, em usinas termelétricas – instalações industriais que geram eletricidade a partir da queima de algum tipo de combustível, nesse caso, através da combustão de gás.

A segunda possibilidade é o gás como insumo para a co-geração, processo no qual se extrai também o calor e vapor utilizados em processos industriais, os quais poderão ser reaproveitados.

Por fim, tem-se também a utilização automotiva como outra aplicação possível ao gás natural – denominado Gás Natural Veicular (GNV) apenas para fins de diferenciação de sua aplicação, porém com mesma composição.

2.3. ESTRUTURA GERAL DA CADEIA DE VALOR DO GÁS

A organização da cadeia produtiva do gás natural se apresenta conforme aquela atribuída ao petróleo, se constituindo em três grandes segmentos: *upstream*, *midstream* e o *downstream* – com suas atividades específicas adaptadas para tal segmentação. Nesta seção, abordaremos a cadeia de valor generalizada do gás, ressaltando que, dependendo do contexto estabelecido em cada mercado, algumas das atividades podem estar presentes ou não – o caso específico da conjuntura brasileira será analisado posteriormente.

A Figura 2 abaixo foi elaborada como forma de exemplificar visualmente a cadeia produtiva do gás, de forma sistêmica; a seguir, uma breve descrição de cada atividade será realizada.



Figura 2: Cadeia de valor geral do gás natural. Fonte: Elaboração própria.

2.3.1. Upstream

O segmento de *upstream* concentra as atividades de exploração e produção (E&P) e de processamento. A exploração consiste nas atividades de verificação do potencial de extração de determinada reserva – é neste momento que as produtoras percorrem as etapas de investigação da existência de gás, em proporções e condições que justifiquem sua produção, que é, justamente, o processo de extração da *commodity*. Durante as atividades de processamento é quando serão obtidos os comercializáveis a partir dos produtos brutos obtidos durante a fase de produção.

2.3.1.1. E&P – Exploração e Produção

Neste primeiro elo da cadeia é quando acontecem as grandes decisões finais de investimento, que decidem com o prosseguimento ou não da produção de determinado campo – existem, portanto, elevados graus de incerteza e riscos envolvidos nesta etapa inicial da cadeia.

A etapa de produção é precedida pela exploração, que consiste nos mapeamentos geológicos da situação de determinada bacia sedimentar, com extensa utilização de tecnologias que possibilitem a redução da taxa de incerteza com relação aos potenciais volumes. A real dimensão de tais volumes, no entanto, só é obtida através da efetiva perfuração para avaliação do poço – atividade que envolve altos custos operacionais. O gerenciamento desses riscos, incertezas e custos é um dos grandes desafios para este segmento da cadeia.

Após a finalização da etapa de exploração, caso a avaliação de um reservatório apresente resultados que o qualifiquem como economicamente viável, a decisão pelo início da etapa de produção é realizada. É necessário que haja a “declaração de comercialidade”, na qual o operador de determinado bloco registrará uma espécie de relatório contendo os aparatos técnicos que justificam (ou não) a conseguinte produção de um poço.

Com a decisão para o prosseguimento da etapa de produção, dá-se início à mobilização para extração do gás natural. Esses processos não são imediatos, e as decisões finais de investimentos são usualmente realizadas em considerável período anterior aos primeiros volumes de gás a serem efetivamente extraídos.

2.3.1.2. Processamento

Após a extração, é necessário que esse gás bruto seja processado, a fim de atender as especificações para ser transportado até o consumidor final. O processamento do gás natural é realizado nas chamadas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's) – que podem

ser localizadas tanto em terra, quanto em alto mar, na própria plataforma de produção. É nesta etapa que o gás rico extraído do campo é tratado e/ou fracionado em seus subprodutos, possibilitando então a obtenção do gás seco, comercializável, dentro da composição determinada – bem como é realizada a retirada de possíveis impurezas.

Como já comentado anteriormente, a composição do gás rico assim tal como retirado do poço pode variar entre os reservatórios de origem, pois depende de diversos fatores relacionados aos processos de formação geológicos envolvidos. Nesse sentido, é importante que exista uma regulação que controle os teores mínimos e máximos de metano e etano (componentes principais do gás seco que será comercializado), bem como regulação para os contaminantes que possam estar presentes, muitos inclusive com ação corrosiva.

Alguns outros itens de controle comuns à especificação são o poder calorífico do gás a ser comercializado, o índice de Wobbe (uma relação entre o poder calorífico e a densidade relativa do gás) e o ponto de orvalho de hidrocarbonetos (POH), que é definido como a temperatura na qual os hidrocarbonetos presentes no gás natural formam um condensado, ou seja, se transformam do estado gasoso para o líquido.

2.3.2 Midstream

O segmento de *midstream* engloba as operações de transporte do gás (incluindo, também, importação e exportação), estocagem, liquefação e regaseificação.

2.3.2.1. Transporte

A movimentação do gás processado, em seu estado gasoso, é realizada através de gasodutos – que tanto podem ser marítimos quanto terrestres, a depender da localização da planta de processamento e do campo de produção. Historicamente, devido às complexidades envolvidas com o transporte de gás por dutos, e os volumosos investimentos necessários, este elo da cadeia já representou um grande desafio à viabilização da comercialização de gás, principalmente quando grandes distâncias estavam envolvidas.

Novas tecnologias proporcionaram o desenvolvimento de alternativas para o transporte de gás, em estados outros que não o gasoso, aumentando a flexibilidade existente para possibilitar sua produção e posterior comercialização. Atualmente, o transporte desse combustível pode também ser realizado através de navios, com o Gás Natural Liquefeito (GNL), que tem facilitado as movimentações à nível internacional. Alternativamente, tem-se

também o Gás Natural Comprimido (GNC), que pode ser transportado em caminhões, por via terrestre – é uma tecnologia, no entanto, com utilização ainda irrisória. A maior parte da movimentação de gás mundial, todavia, permanece sendo realizada através de gasodutos, como ilustrado no gráfico abaixo.

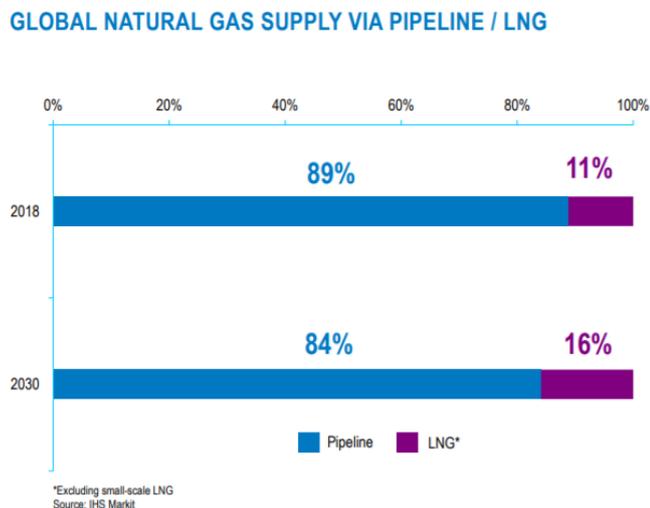


Figura 3: Evolução do transporte de gás natural por gasodutos e liquefeito. Fonte: Gazprom (acesso em 2019, link: <https://www.gazprom.com/f/posts/64/716836/investor-day-2020-presentation.pdf>).

Considerando, portanto, a participação do GNL nas movimentações de gás mundial e sua crescente relevância, cabe uma breve explicação sobre a atividade.

A partir da aplicação de ciclos de refrigeração, o volume do Gás Natural Liquefeito (GNL) é reduzido em até 600 vezes quando comparado com seu volume original em estado gasoso, à temperatura e pressão atmosféricas (PITA, 2006). Seu transporte, ao invés de dutos, é realizado através de navios específicos para tal, ou por via de caminhões próprios para a operação – facilitando as atividades de exportação e importação, principalmente para grandes distâncias.

Para reinjeção deste gás na malha, a fim de que seja destinado a um consumidor final, é necessário que este volte ao estado gasoso. Para tanto, o gás previamente liquefeito é regaseificado em plantas projetadas para tal operação, e posteriormente direcionado à malha de distribuição.

2.3.2.3. Importação / Exportação

A importação e exportação do gás natural tanto pode ser realizada através de dutos, com o gás em seu estado gasoso, como através de navios ou caminhões especializados que

transportem o GNL – Gás Natural Liquefeito. As distâncias envolvidas, em conjunto com as infraestruturas existentes e planos de comercialização, são alguns dos fatores principais envolvidos na avaliação para traçar as rotas possíveis – em distâncias relativamente curtas é mais comum o transporte por dutos. Para distâncias mais longas ou que envolvam cruzamentos de dutos em alto mar, o transporte por navios pode se apresentar como uma escolha mais atraente economicamente, além da flexibilidade oferecida.

Para tanto, no caso da comercialização de GNL, é necessária a existência de unidades específicas para transformação do gás, naturalmente em seu estado gasoso após a produção, para o estado líquido e, posteriormente, seu retorno ao estado gasoso, possibilitando seu consumo. Unidades de liquefação e terminais de regaseificação se apresentam, portanto, como infraestruturas essenciais às atividades de comercialização que envolvam GNL.

2.3.2.4. Estocagem

Uma das características da indústria do gás natural, ao se constituir como uma indústria de rede, é a necessidade de um equilíbrio em tempo real entre a oferta e demanda. Os benefícios da atividade de estocagem de gás se mostram muito atrativos – e vão além de uma ferramenta apenas para lidar com as flutuações de demanda do mercado de gás. Em países com grande extensão territorial, a estocagem de gás pode servir para otimizar as infraestruturas existentes de transporte de gás natural; em mercado que apresentam grande volatilidade da demanda, possibilita uma amortização das flutuações drásticas de preços; bem como em mercados liberalizados, a estocagem pode ser operada como uma atividade independente, atuando na arbitragem de preços e atendendo a “mercados futuros” (Cenários Gás, 2018).

Dependendo do perfil geológico do país, o armazenamento subterrâneo em reservatórios naturais pode ser o mais adequado – seja em reservatórios depletados, aquíferos, cavidades salinas ou até reservatórios artificiais. Esse perfil de estocagem é amplamente utilizado ao redor do mundo – em 2018, a capacidade de estocagem mundial foi superior a 413 bilhões de metros cúbicos de gás (Cenários Gás, 2018), o que representou um pouco mais de 10% da demanda mundial correspondente àquele ano (BP, 2019).

Para alguns países com grandes movimentações de GNL, a estocagem de gás pode ser realizada através de tanques especiais localizados próximos aos terminais de exportação ou aos de recebimento do GNL importado. Na maioria dos casos, em cada país são verificadas combinações de várias soluções para estocagem ideal do gás.

2.3.3. Downstream

Este último elo da cadeia envolve, por fim, a comercialização e distribuição do gás natural – que, já processado, se encontra dentro das composições especificadas e poderá ser direcionado ao consumidor final. Após o elo de transporte, portanto, considera-se que a etapa de fornecimento aos consumidores inicia-se a partir dos chamados *citygates*, que são instalações para o recebimento de gás pelas distribuidoras, a partir das transportadoras, e posterior distribuição aos clientes finais.

3. APARATO REGULATÓRIO

3.1. A IMPORTÂNCIA DO SISTEMA REGULATÓRIO PARA A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL

Setores de infraestrutura são caracterizados por demandarem grandes volumes de investimento, com um tempo de maturação também elevado, gastos estes muitas vezes de natureza irreversível. São setores, como os de energia, telecomunicações, transporte e saneamento básico, que apresentam em sua natureza um relevante interesse social, com importância fundamental para a produtividade e crescimento econômico de uma região.

Entende-se que a maneira como esses setores de infraestrutura são configurados é essencial na determinação da competitividade econômica e desenvolvimento social de um país – por possuírem impactos diretos na produção de insumos básicos para o setor produtivo como um todo e/ou por apresentarem impactos relevantes à população – e, portanto, se diferenciando de outros segmentos ao necessitarem, em algum nível, alguma forma de atuação do estado.

Vários exemplos de setores de infraestrutura possuem também a característica em comum de constituírem uma indústria de rede – a indústria de gás natural é um exemplo. “Indústrias de rede” são assim denominadas por apresentarem elevada complementaridade entre os segmentos que compõem suas cadeias produtivas, que, por razões tecnológicas ou da própria natureza da indústria, apresentam um grau de dependência entre suas atividades muito mais proeminente que em outros tipos de setores (INAE, 2005).

Podemos apontar a indústria de gás natural como uma indústria de rede física, se referindo ao grupo do conjunto de indústrias de rede que têm suas atividades dependentes da implantação de uma malha física, nas quais as interconexões são essenciais para a prestação de serviços.

Como apontam autores como Pinto Júnior (1997), Trebing (1996), Pires (2000) e Rodrigues e Farias (2001), algumas das características básicas das indústrias de rede são:

- A constante necessidade de balanceamento entre oferta e demanda, dada a usual dificuldade ou impossibilidade a realização de atividades de estocagem;
- Uma usual imprevisibilidade da demanda relacionada com o insumo em questão;
- Necessidade de elevados investimentos na construção de seus ativos;
- A caracterização dos segmentos de transporte e distribuição (movimentação) como clássicos exemplos de monopólios naturais;

- A presença de economias de escala – principalmente a nível de transporte e distribuição.

Monopólios naturais, na definição de Viscusi (2000), surgem quando a produção de um produto ou serviço por uma única empresa tem custos menores do que caso várias empresas estivessem produzindo o mesmo conjunto de bens ou serviços. Nesse sentido, uma única empresa atende o mercado com um custo inferior ao que existiria caso existisse competição com outras empresas.

Farrer (1902) já afirmava que existem cinco condições para a caracterização de um setor como estruturado em regime de monopólio natural: i) que este venda um produto/serviço essencial; ii) ocupe uma posição favorável a sua produção; iii) o produto/serviço envolve dificuldades de estocagem; iv) beneficia-se de economias de escala; v) envolve uma obrigação em seu fornecimento. Embora mais antiga e com atualizações posteriores, a definição de Farrer já afirma a ideia de que existe interesse público atrelado à natureza do produto/serviço prestado.

Usualmente, dentro de uma indústria de infraestrutura, alguns segmentos de sua cadeia produtiva serão potencialmente concorrenciais, outras são naturalmente monopolísticas. No caso da indústria de gás natural brasileira, exceto as atividades de transporte e distribuição, todos os outros elos da cadeia são de natureza potencialmente concorrencial. As atividades de movimentação do gás mencionadas são consideradas monopólios naturais – no caso brasileiro, a primeira, de transporte, sob regulação federal; a segunda, de distribuição, sob regulação dos estados.

Não é objetivo desta seção se estender extensivamente sobre teorias de regulação existentes, mas sim salientar as justificativas tradicionais envolvidas na importância de algum nível de intervenção estatal nas indústrias de infraestrutura – mais especificamente, na de gás natural. Devido as já mencionadas características dos setores de infraestrutura, principalmente no que diz respeito ao interesse social envolvido em seus produtos/serviços oferecidos, a atuação do Estado se dá sob o argumento tradicional de atuar para prevenir falhas de mercado que podem se formar, funcionando na direção de garantir sua eficiência econômica, qualidade e universalização de acesso.

No caso das atividades de transporte e distribuição mencionadas anteriormente, são organizadas como naturalmente monopolísticas, por apresentarem dessa forma uma estrutura mais eficiente para o desenvolvimento de suas atividades. É necessário então que exista algum tipo de intervenção/regulação que atue na prevenção de práticas que apresentem abuso de poder

ao consumidor. Na prática, isso significa que os prestadores desses serviços deverão ser regulados (ANP, 2019), a fim de salvaguardar o interesse geral, no que tange à segurança de abastecimento e à igualdade de tratamento aos consumidores (Abreu, 1999).

3.1.1. LINHA DO TEMPO NA EVOLUÇÃO REGULATÓRIA BRASILEIRA

Uma investigação sobre como foi estruturado o histórico do regulatório para o gás no Brasil funciona como ferramenta essencial para se desenvolver uma melhor percepção acerca do panorama atual do mercado de gás brasileiro, bem como oferece uma base mais robusta para se compreender os desafios ainda por serem confrontados.

Esse histórico remonta aos meados da década de 40, quando foram descobertas as primeiras reservas de gás natural que apresentavam potencial comercial que justificasse sua exploração, no estado da Bahia – mais especificamente no Recôncavo Baiano. O Conselho Nacional do Petróleo (CNP) havia sido estruturado apenas alguns anos antes, com a intenção de funcionar como órgão regulador da exploração petrolífera, à época embrionária – e foi este que então assumiu a responsabilidade de conceder autorizações a empresas interessadas na exploração do insumo (NTS, 2019).

A cada nova descoberta de uma possível região exploratória de gás, o CNC seguia replicando autorizações similares, de forma pontual, conforme demanda (ANP, 2019) – e sem perspectiva ainda de qualquer aparato regulatório direcionado a tal atividade.

Em 1953, a lei número 2.004 estabeleceu que as atividades envolvidas na cadeia de “petróleo e outros hidrocarbonetos fluídos e gases raros existentes no território nacional” são de monopólio da União, que determinou através dessa lei a criação de uma sociedade por ações, a Petróleo Brasileiro S.A. – com abreviação Petrobras.

A lei instaurou a Política Nacional do Petróleo, e se concretizou em meio a um período de intensa campanha nacionalista ao redor do país, marcada pelo *slogan* “o petróleo é nosso!”. Cabe ressaltar que essa lei foi estruturada visando às especificidades do petróleo, sem quaisquer menções diretas ao gás natural – a perspectiva em torno do gás natural, principalmente com os campos de gás associado (que, a fim de viabilizar a produção de petróleo, requerem uma destinação aos volumes de gás envolvidos), era uma percepção de ser um subproduto, um insumo “inoportuno” com o qual seria preciso “lidar de alguma forma”.

Ausente de um aparato regulatório próprio, e seguindo, portanto, à sombra da legislação que regia a exploração do petróleo, o gás natural caminhava com participação incipiente no país – não superando a cifra de 1% da matriz energética nacional em 1981.

Foi então que, durante meados da década de 80, com as descobertas de significativos volumes – tanto de petróleo quanto de gás natural – em reservas na Bacia de Campos, litoral do Rio de Janeiro, o país começou a viver uma mudança de paradigma na produção e consumo de gás.

Com a Constituição de 1988, foram estabelecidas mudanças que impactaram profundamente a maneira como a indústria de gás viria a se estruturar, a mais significativa delas sendo a determinação de que a distribuição de gás canalizado constituía um monopólio natural de cada estado da Federação, que deveria então instituir uma empresa pública para tal atividade.

Ainda que a Petrobras inicialmente passasse a exercer participação societária na maior parte destas companhias de distribuição, a lógica monopolista de que a mesma exerceria a comercialização do gás diretamente aos consumidores finais foi quebrada, e, apesar de não ter se refletido imediatamente na prática do setor, foi uma cláusula encarada como indício de uma movimentação rumo à abertura do mercado.

Seguindo adiante, em 1995, duas emendas constitucionais vieram reforçar uma tendência no sentido de esforços direcionados a permitir uma diversificação de agentes – a primeira (Emenda Constitucional nº 5/95) permitia aos Estados a concessão dos serviços de gás canalizado a empresas privadas; e a outra (Emenda Constitucional nº 9/95) dava à União o direito de contratação junto a empresas privadas de atividades no setor de óleo e gás (o que, na prática, representou o início do fim do monopólio absoluto da Petrobras, ainda que não formalizado em lei diretamente).

Acompanhando a linha do tempo, em 1997 o então presidente Fernando Henrique Cardoso sancionou a Lei nº 9.478, que ficou amplamente conhecida como “Lei do Petróleo”. O texto dispunha sobre a política energética nacional, e representou um grande marco ao determinar o fim do monopólio da Petrobras nas atividades de pesquisa, exploração, produção e refino de “depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva” (Lei do petróleo/Art. 3º).

Pela primeira vez o gás natural foi diretamente mencionado e teve sua definição estabelecida por lei. As atividades mencionadas ainda continuaram a constituir monopólio da União, mas agora poderiam ser exercidas por outras empresas que não a estatal, mediante contratos de concessão, autorização, ou sob o regime de partilha da produção.

A lei também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), sob atribuição de propor diretrizes para políticas energéticas nacionais e para as atividades envolvidas na cadeia de exploração dos insumos mencionados. Fundou também a Agência Nacional de Petróleo (ANP, que mais tarde, em 2005, viria a ser renomeada para seu atual nome, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), como órgão responsável pela regulação das atividades envolvidas nas indústrias de petróleo e gás natural e derivados. Sua atuação foi consolidada em três grandes diretrizes principais: regulação para o funcionamento das atividades do setor (com exceção do elo de distribuição, que permaneceu sob regulamentação a nível estadual); contratação e autorização a empresas para atividades de produção e exploração; e fiscalização do efetivo cumprimento das normas determinadas.

Apesar dos grandes avanços e marcos que a lei representou, a indústria de gás natural permanecia completamente verticalizada, e ainda sofria com a ausência de um *framework* regulatório robusto e específico.

Com o passar dos anos e com a indústria de gás se solidificando, seguindo regida, portanto, pela lei 9.478, cujos pilares foram construídos sob a perspectiva da cadeia de petróleo, foi se configurando a necessidade de uma legislação específica para o setor de gás natural brasileiro, por suas especificidades destoantes das atividades relacionadas ao petróleo.

Foi principalmente após o advento da descoberta dos grandes reservatórios do pré-sal, tanto de petróleo quanto de gás natural, que se intensificaram as movimentações na Câmara de Deputados e no Senado para o estabelecimento de um novo marco regulatório para a cadeia de gás – enfim conhecida como “Lei do Gás”, a Lei nº 11.909, instaurada em 2009, que tratou de criar um aparato específico para as atividades da cadeia de gás natural, desde sua exploração até a comercialização. Pela relevância que ocupam no histórico regulatório brasileiro, a Lei do Gás e suas sucessoras serão detalhadas a seguir.

3.1.2. A Lei do Gás

Em 2007, com a descoberta do pré-sal e os grandes volumes de gás natural envolvidos, o sentimento de que o aparato regulatório para o gás natural – que se apoiava inteiramente na regulação pensada para o petróleo, *commodity* de maior valor e volume no país até então – começou a se intensificar, e um debate nacional sobre o papel do Estado e sua maneira de lidar com a abundância de recursos foi desencadeado.

Em 2009, portanto, a chamada “Lei do Gás” foi promulgada, impulsionada por esta necessidade percebida de construção de um sistema legal específico para o gás natural. A Lei nº 11.909 dispunha sobre “as atividades de transporte de gás natural por meio de condutos e da importação e exportação de gás natural, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural”, bem como vinha a fortalecer o papel do MME como formulador de diretrizes para a indústria do gás natural e atribuir novas responsabilidades à ANP. No momento de sua promulgação, a indústria de gás ainda se encontrava integralmente verticalizada, e sem expansões de rede pretendidas.

A Figura 4, extraída de um folder explicativo da Lei do Gás, elaborado pela ANP, oferece um quadro visual com uma síntese das principais alterações dessa iniciativa com relação à anterior Lei do Petróleo, que até então regia a indústria de gás natural.

	Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo)	Lei 11.909/2009 (Lei do Gás)
Acesso	Negociado entre as partes	Para o transporte firme, definido em chamada pública. Para os transportes interruptível e extraordinário, a serem regulamentados pela ANP
Tarifas de transporte	Negociadas entre as partes	Estabelecidas pela ANP nos casos de concessão ou aprovada, nos casos de autorização
Estocagem		Concedida ou autorizada pela ANP
Importação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo Ministério de Minas e Energia
Comercialização	Livre	Autorizada pela ANP
Contingência	-	Supervisão, pela ANP, da movimentação de gás nas redes de transporte. Ministério coordena Comitê de Contingência
Transporte	Autorizado pela ANP (Não havia contratos firmados com o poder público nem data de expiração da autorização.)	Concedido pela ANP (Contratos de concessão firmados com a ANP, com vigência de 30 anos. Autorizações da ANP em casos particulares.)
Qualidade do gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de transporte	Enviados à ANP depois de firmados	Aprovados previamente pela ANP
Novos gasodutos	Propostos pelos agentes de mercado	Propostos pelo Ministério de Minas e Energia

Figura 4: Comparação entre a Lei do Petróleo e Lei do Gás. Fonte: Folder Lei do Gás ANP. Acesso em 2019; link: <https://www.anp.gov.br/SITE/acao/download/?id=18811>

A Lei do Gás não afetou, por um lado, o segmento *upstream*, que continuou regulamentado pela Lei do Petróleo anterior; por outro, o segmento *downstream*, que permaneceu sob regulação dos estados da Federação.

Em termos da cadeia de gás, o fragmento em que as mudanças foram mais profundas foi no transporte de gás, pertencente ao *midstream*. Destas, destacam-se as mudanças com relação ao acesso de tais infraestruturas e suas respectivas tarifas – antes negociadas entre as partes envolvidas, agora sob regulamentação da ANP.

Ainda em relação ao acesso aos gasodutos de transporte, o texto veio a ratificar o direito de acesso a terceiros a tais infraestruturas, regulamentando tal acesso a partir da definição de modalidades contratuais (interruptível, firme ou extraordinária).

Também o Estado se encontrava então diante de um novo papel, com atribuições aprofundadas na coordenação de investimentos e responsabilidades – das quais pode-se destacar o planejamento da rede de gasodutos e a organização de licitações para seleção das empresas investidoras em novas infraestruturas de transporte.

A lei, portanto, mais do que introduzir novos aparatos regulatórios, foi importante por modificar os papéis de estruturas de governo – a saber, a ANP e o MME – na regulação e coordenação do mercado de gás natural.

Para o MME, as principais novas atribuições foram a responsabilidade pela realização e divulgação dos estudos para embasamento de planos para expansão da malha – com subsequentes propostas de construção ou ampliação dos gasodutos de transporte; o estabelecimento das instruções para a contratação de empresas de transporte; e as autorizações para importação.

No caso da ANP, a agência ficou responsabilizada por coordenar os editais de licitação de atividades sob o regime de concessão; o estabelecimento das tarifas envolvidas no transporte de gás; o gerenciamento de chamadas públicas para alocação da capacidade de transporte, bem como a supervisão da movimentação geral de gás na rede de transporte, garantindo sua coordenação em possíveis situações de contingência; e a regulamentação e fiscalização geral do cumprimento dos contratos de concessão.

A Lei do Gás também foi marcante por ter aprofundado a discussão da abertura do segmento de comercialização, a partir da criação de três novas figuras nesse segmento: o autoprodutor (AP), auto importador (AI) e o consumidor livre (CL).

O autoprodutor se caracteriza como aquele produtor de gás natural que utilizará parte ou a totalidade desse insumo como matéria-prima ou combustível em instalações próprias. Em seguida, o auto importador é um agente autorizado a importar parte ou totalidade da quantidade de gás natural que utiliza em suas instalações industriais próprias. Por fim, a configuração do consumidor livre se refere àquele que poderia optar pela obtenção de gás natural de qualquer agente produtor, comercializador ou importador.

É importante ressaltar, no entanto, que em termos práticos a lei apenas caracterizou estes personagens, uma vez que a distribuição de gás natural é de regulação da esfera estadual. A criação dessas três figuras se deu pela percepção de que poderiam existir certos segmentos cujas necessidades de gás natural não seriam devidamente supridas através das distribuidoras estaduais, alargando, portanto, a flexibilidade e autonomia para tal.

Apesar de ter representado um marco, por ter manifestado a necessidade de se lidar com as especificidades da indústria de gás natural brasileira de forma exclusiva, a Lei do Gás ainda coexistiu com diversas lacunas e entraves regulatórios. Mesmo após sucessivas complementações, ao longo dos anos as expectativas derivadas não foram atingidas, e a Petrobras manteve sua presença como grande agente dominante em um setor concentrado em sua atuação.

3.1.3. Gás para Crescer

O programa Gás para Crescer foi considerado à época o mais importante esforço federal para uma efetiva implementação de um mercado de gás aberto e competitivo. Com início em junho de 2016, e tendo como núcleo operacional o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o programa tinha como objetivo a proposição de medidas para o aprimoramento do arcabouço do setor de gás – considerando um cenário no qual a Petrobras vinha reduzindo sua participação no setor através da venda de determinados ativos considerados essenciais na cadeia do gás, e, portanto, com possibilidades percebidas para diversificação de agentes e competição do mercado.

Em 2015 a estatal iniciara processos de desinvestimento em diversos ativos da cadeia de gás, a fim de reduzir sua participação no mercado – o mais significativo sendo a venda de 49% da Gaspetro, *holding* com participação societária em diversas distribuidoras de gás natural em todas as regiões do país. Com isso a Petrobras começava a mandar sinais para o mercado

que pretendia reduzir sua participação em algumas atividades da cadeia – e abrir então uma oportunidade para uma revisão da regulação do setor.

As premissas oficiais do programa se baseavam na adoção de boas práticas internacionais, atração de investimentos para o setor (com foco no segmento de E&P), uma maior diversificação dos agentes ao longo da cadeia de gás por meio da promoção da competição na oferta, maior dinamismo e acesso à informação e respeito aos contratos (MME, 2016). Além disso, temáticas como a criação de uma gestão independente do sistema de transporte de gás natural, o compartilhamento de infraestruturas essenciais e o estabelecimento de mercados de curto prazo de gás natural e capacidade de transporte apareciam como pontos relevantes em suas diretrizes estratégicas.

A iniciativa despontou com discussões sobre as medidas necessárias, com a participação das esferas federal, estadual, agentes da indústria de gás natural, consumidores, academia, consultoria, entre outras partes interessadas. Os tópicos procuraram abranger o setor de gás natural em sua totalidade, bem como sua inata integração com os setores elétricos e industrial, além de questões tributárias consideradas barreiras ao mercado. Foram grandes os esforços envolvidos para o alcance de convergências para os próximos passos do setor, e estas fases de negociação do projeto de lei sinalizaram os diversos impasses políticos que precisariam ser encarados pelo governo federal.

Dentre as mais variadas dificuldades que foram se apresentando ao longo das tentativas de encontro de concordâncias, talvez um dos maiores impasses se mostrava com relação ao papel a ser exercido pela ANP na comercialização de gás – enquanto a maioria dos agentes se dispunha favorável à regulação por parte da agência na venda de gás para as distribuidoras e consumidores livres, as empresas de distribuição, representadas principalmente pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS), reforçavam que a instituição não deveria dispor sobre a comercialização de gás, devendo esta ficar exclusivamente sob regulação estadual.

As discordâncias foram esbarrando com barreiras intransponíveis. Diante da inviabilidade de construção de um consenso para definição e votação de um projeto de lei, o governo federal, em dezembro de 2018, decidiu por tentar salvar os esforços ao longo do programa através de um Decreto presidencial (Nº 9.616) – o Decreto atuava sobre a regulamentação da Lei nº 11.909, a Lei do Gás.

Na prática, se vendo na impossibilidade de aprovação de uma nova lei, o governo decidiu então mudar determinados elementos da lei que vigorava sobre o setor, a fim de implementar algumas das questões discutidas pelo programa Gás para Crescer. O principal objetivo do Decreto foi buscar uma maior flexibilização dos procedimentos regulatórios e legais da indústria, conferindo também uma maior autonomia como agente regulador à ANP – a intenção era oferecer à agência o poder para realizar as devidas alterações necessárias ao desenvolvimento da indústria de gás de maneira contínua.

Como pontos mais relevantes, destacam-se a flexibilização de critérios e procedimentos para expansão da malha de gasodutos marítimos do país; e o estabelecimento de que as tarifas para atividade de transporte fossem propostas pelos próprios transportadores e aprovadas pela ANP (antes exclusivamente sob responsabilidade da agência).

Adicionalmente, os serviços de transporte poderiam ser agora ofertados sob o regime de contratação de capacidade de entrada e saída, com a possibilidade de serem contratados de forma independente - essa era uma temática que envolveu grandes expectativas desde o início das discussões do programa.

Anteriormente, o modelo em vigor era o de contratação de capacidade ponto a ponto, o que ocasionava uma espécie de “empilhamento” de contratos. Por exemplo, caso um agente desejasse contratar uma retirada de gás em determinado ponto, que envolvesse uma passagem desse gás por diferentes Estados, ele se via obrigado a contratar capacidade ponto a ponto, trecho a trecho, de em cada Estado, acumulando diferentes tarifas e diferentes contratos de capacidade. A proposta do Governo foi, portanto, através da criação de um sistema unificado de transporte, de possibilitar aos agentes a contratação de gás sob a ótica de uma movimentação de entrada e saída em dois pontos, considerando um único fluxo comercial e uma única contratação de dutos. A medida não ocasionou alterações nos contratos previamente acordados com base em um modelo ponto a ponto.

Outro importante item foi com relação ao acesso a infraestruturas essenciais da cadeia de gás (gasodutos, unidades de processamento, dentre outros) – o Decreto incluiu uma previsão para que a negação de acesso a tais ativos por parte de seu proprietário pudesse configurar uma conduta anticompetitiva, sujeita a sanções aplicáveis por parte do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE). A ANP poderia atuar sobre a resolução de possíveis conflitos.

O Decreto também tangenciou outra questão sensível à indústria – a regulação da figura do consumidor livre, criada no texto original da Lei do Gás, no entanto não concretizada em

termos práticos no setor. O texto porém se limitava a dispor que “a União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia e da ANP, articulará com os Estados e com o Distrito Federal para a harmonização e o aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural, inclusive em relação à regulação do consumidor livre” – sugerindo a percepção de que ainda seriam necessários esforços adicionais por parte da União para o avanço da regulação em torno da figura do consumidor livre.

A publicação do Decreto foi recebida com ânimo pelos agentes da indústria, ao sinalizar uma movimentação efetiva por parte do governo federal de busca pela implementação das medidas necessárias ao mercado de gás natural. No entanto, esse otimismo, que já coexistia com as dúvidas sobre se o Decreto seria suficiente, ou se ainda seria necessária uma mudança regulatória mais ampla, foi se deteriorando ainda mais diante da ausência da efetiva execução de alterações indispensáveis ao setor – preservando o sentimento que, posteriormente, levou ao lançamento da mais recente tentativa institucional na busca do desenvolvimento da indústria.

3.1.4. O Novo Mercado de Gás

O progresso sob o programa Gás para Crescer, apesar de ter representado um importante esforço para o desenvolvimento do setor, foi modesto – embora tenha vindo com grandes ambições associadas, que almejavam a aprovação de uma nova lei no congresso, que viria a substituir a Lei do Gás, de 2009. A estratégia, portanto, havia se centrado na realização de medidas legais que atuassem diretamente sobre a Lei do Gás, ao invés de promover a constituição de uma nova lei que governasse o setor.

Em 2019, a progressão para a abertura do mercado de gás foi impulsionada pela atual administração, reforçada pelo suporte, além do Ministério de Minas e Energia, do corrente Ministro da Economia, Paulo Guedes – este último se tornando um ativo porta-voz da reforma do setor, frequentemente realizando referências ao próximo “choque de energia barata”, com uma redução esperada de 40% no preço do insumo nos próximos anos (Agência Brasil, 2019).

Em julho de 2019, frente aos desafios ainda postos ao ecossistema de gás natural brasileiro, o MME, em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério de Economia, CADE, ANP e EPE, lançaram o programa denominado “Novo Mercado de Gás”, em mais uma tentativa de estímulo a um mercado – nas palavras do programa – “aberto, dinâmico e competitivo” (MME, 2019). Nesse sentido, a particularidade dessa nova versão da

reforma é que agora conta também com o apoio institucional do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), a autoridade *anti-trust* brasileira.

Os pilares anunciados se baseavam no desenvolvimento da concorrência, harmonização das regulações federal e estaduais, remoção de barreiras tributárias e integração do setor de gás natural com os setores elétricos e industriais, com medidas que abrangiam todos os elos da cadeia de gás, do escoamento da produção até sua distribuição. Concomitantemente, foi proposta também a criação do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), com a função de monitorar a implementação efetiva das medidas do programa.

A iniciativa foi firmada dez anos após a Lei do Gás e três anos após o programa Gás para Crescer, após um período de intensas discussões entre o governo e agentes do setor de gás, impulsionadas pelos erros e acertos das iniciativas anteriores.

Com as atividades da cadeia do gás ainda fortemente concentradas na figura da Petrobras, e a atuação de agentes privados reduzida – seja pela presença preponderante da estatal, seja por barreiras comerciais ou ausência de sinergias no mercado, seja pela ausência de perspectivas de crescimento econômico sustentável no país – o “Novo Mercado de Gás” foi anunciado em meio a grandes expectativas de concretização de um arcabouço regulatório apropriado para o gás, em um contexto no qual os substanciais volumes de gás esperados para os próximos anos aportavam um senso de urgência inédito para o equacionamento das questões colocadas.

O logotipo oficial do programa é apresentado abaixo na Figura 5:



Figura 5: Logotipo do programa Novo Mercado de Gás. Fonte: MME. Acesso em 2019.

Entre os resultados oficiais almejados do programa estavam o aproveitamento dos grandes volumes de gás esperados do pré-sal, das bacias de Sergipe e Alagoas, bem como de futuras descobertas (que, com a configuração então existente do mercado, encontrariam

barreiras à comercialização); a ampliação de investimentos em infraestrutura em todos os elos da cadeia de gás natural; o fomento à competição na geração termelétrica a gás; e a retomada da competitividade em setores industriais que utilizassem o gás fosse como matéria-prima ou como combustível, através da redução de seu preço para o consumidor final.

Em última instância, o objetivo do governo federal era possibilitar o aumento da oferta de gás natural e a redução dos custos de energia – sendo a primeira vez, portanto, em que o setor de gás estava sendo priorizado como uma âncora ao desenvolvimento industrial, energético e econômico pelo governo da União.

A discussões entre os formuladores de políticas e órgãos reguladores resultou em uma série de diretrizes e instrumentos governamentais, que serão individualmente apresentados a seguir.

3.1.4.1. Resolução CNPE N°16/2019

Como pontapé inicial, foi instituída pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a resolução N°16/2019, que estabeleceu orientações a serem seguidas no âmbito da reforma do Novo Mercado de Gás. Esta resolução foi entendida pelos agentes como um compromisso governamental de proposição de ações claras, delegação de responsabilidades e cronogramas que pudessem oferecer estabilidade jurídica e previsibilidade ao longo do processo de abertura do mercado. A resolução apresentava uma linha do tempo para a transição, e introduzia marcos esperados que deveriam ser fiscalizados no decorrer desta, trazendo transparência à implementação das ações propostas.

A deliberação trouxe ainda novas delegações de responsabilidades à ANP, que, dentre outros, ficou incumbida de estabelecer os critérios para independência das companhias de transporte; a publicação dos contratos padrões de escoamento de gás; e a implementação do programa de liberação de gás, com a cooperação do CADE, através de termo acordado com a Petrobras, tópico que será comentado mais adiante.

A resolução também trouxe recomendações à Petrobras, como empresa estatal e *player* dominante do setor. As principais se concentraram na necessidade da venda das ações diretas e indiretas que a estatal possuía nas companhias de transporte e distribuição; o fornecimento das informações e condições gerais necessárias ao acesso de terceiros a suas infraestruturas consideradas essenciais; e a definição dos volumes necessários, tendo em visto a garantia estritamente do suprimento das demandas previamente acordadas para cada ponto de transporte,

a fim de possibilitar a oferta da capacidade remanescente a outros agentes do mercado. Essas medidas estavam presentes no acordo entre a estatal e o CADE, e serão aprofundadas a seguir.

Considerando a autonomia da esfera estadual sobre o elo de distribuição, o CNPE também estipulou algumas recomendações direcionadas aos estados da Federação. Dentre elas, se destacavam as orientações para uma regulação clara sobre as figuras do Consumidor Livre, Auto Produtor e Auto Importador; para que o processo de aquisição de gás pelas distribuidoras fosse realizado de uma maneira transparente e competitiva, com uma maior compreensão e divulgação das metodologias para o cálculo das tarifas de distribuição; no sentido da criação (ou manutenção, para estados nos quais já é presente) de uma agência regulatória estadual independente; da aderência aos ajustes do sistema de impostos propostos, em uma tentativa de aumentar a uniformidade dos impostos entre estados; e, por fim, para que fosse promovida a privatização das companhias de distribuição que permanecessem sob o controle do governo estadual.

Outras orientações relevantes, também presentes na resolução, foram a indicação de um incentivo para que as companhias privadas passassem também a exercer a atividade de importação de gás, especialmente de gás boliviano, sob condições competitivas; e a promoção de incentivos para exploração e produção de campos *onshore* de gás natural (que, em 2018, representaram cerca de 18% da produção total de gás).

3.1.4.2. A agenda regulatória da ANP

Outro importante item sob o guarda chuva do programa foi a estruturação de uma agenda regulatória, a ser executada pela ANP.

A proposta incluiu um plano de trabalho, com ações previstas de 2020 a 2023 – se concentrando na abertura do setor e criação de um arcabouço regulatório modernizado. Uma síntese da linha do tempo dessa agenda e suas principais metas está detalhada abaixo (ANP, 2019).

- 2020

Para 2020, a agência espera encaminhar as resoluções sobre os critérios para autonomia e independência das companhias transportadoras, além das questões que abordam as interconexões entre gasodutos de transporte. Além disso, também se espera a revisão dos

parâmetros e metodologia de cálculo das tarifas aplicadas ao acesso desses gasodutos de transporte.

- 2021

Em 2021, espera-se que sejam elaborados os mecanismos de repasse de receita entre diferentes transportadores de gás natural que estejam interconectados. Estão previstas também as revisões dos critérios para aplicação da capacidade de transporte e da autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural, dentro da esfera da competência da União. Um último item ainda para 2021 é o planejamento de diretrizes para a Elaboração Conjunta de Códigos Comuns de Acesso (códigos de rede aplicáveis a todos os transportadores, que já seriam independentes – a prática é amparada em boas práticas internacionais e visa uma maior eficiência do sistema de transporte).

- 2022

No ano seguinte, em 2022, a agência se debruçará exclusivamente sobre a revisão de uma resolução anterior da ANP (Nº 11/2016), que regulamenta como são ofertados os serviços de transporte, como são registrados esses contratos de transportes de gás natural, e como são promovidos os processos das chamadas públicas para contratação da capacidade de transporte. É, em suma, a regulação que definirá as regras para o acesso de terceiros ao sistema de transporte.

- 2023

No último ano considerado na agenda, para conclusão da estrutura regulatória que marcará o programa Novo Mercado de Gás, a ANP se debruçará sobre as soluções de conflitos relacionados ao acesso a terminais de Gás Natural Liquefeito – GNL; ademais, tratará também da classificação do sistema de transporte de gás natural como um todo.

A agenda divulgada apresenta forte foco nas discussões acerca do sistema de transporte – principalmente no que tange as regras tarifárias e critérios de acesso a terceiros.

A ANP tem sido um dos atores mais ativos na reforma do setor de gás natural, e o planejamento dessa agenda é considerado uma das partes mais importantes dessa reforma. Ela é um importante instrumento para trazer mais estabilidade e previsibilidade para debates entre os agentes. Ademais, os quatro anos de duração previstos para o cronograma da agenda, de 2020 a 2023, oferecem a oportunidade aos *stakeholders* de participação em consultas públicas

e pleitos, para que possam apresentar seus posicionamentos e experiências e contribuir para melhoria e refinamento do novo *framework* regulatório em curso.

3.1.4.3. O Termo de Compromisso de Cessação acordado entre CADE e Petrobras

Dentre as ações previstas, o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) acordado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobras foi considerado por muitos um grande avanço em direção à abertura do mercado de gás natural. Diferentemente de iniciativas passadas, a presença e atuação do CADE proporcionou um tom inédito aos esforços de reforma do setor, e impôs ações concretas de revisão objetiva quanto à presença da estatal.

O documento foi assinado, no dia 8 julho de 2019, pelo presidente do CADE, Alexandre Barreto, e pelo presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, em solenidade na qual estavam presentes e como co-assinantes o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque; o diretor geral da ANP, Décio Oddone; e o secretário-executivo do Ministério da Economia, Marcelo Pacheco.

Por definir a presença da estatal como anticompetitiva no setor de gás, o acordo foi celebrado por evidenciar o propósito de preservar e proteger condições competitivas para o setor, com enfoque na abertura do mercado de gás natural brasileiro, ao encorajar a participação de novos agentes empresariais. Em troca da redução da participação da estatal no setor através da venda de ativos essenciais, cessões de capacidade e retirada de barreiras comerciais, o CADE arquivaria os processos que apuravam supostas práticas anticompetitivas da Petrobras no setor de gás natural – o documento cita abuso de posição dominante através do oferecimento de condições comerciais discriminatórias.

Com a assinatura, a estatal se comprometeu a sair completamente dos segmentos de transporte e de distribuição de gás até 2021.

No sistema de transporte, o acordo previu a liquidação das participações remanescentes da estatal na TAG e NTS – mesmo após os desinvestimentos passados, a Petrobras ainda mantinha 10% em cada uma das companhias. Além disso, previu a venda da TBG, última das grandes transportadoras em que a Petrobras ainda detém o controle, com 51% de participação. No elo de distribuição, a estatal deveria realizar a venda de suas participações nas distribuidoras, fosse por meio de ações diretas ou da parcela de 51% que possui na Gaspetro, sua subsidiária

que possui participação em 19 distribuidoras locais. Enquanto as vendas não fossem concretizadas, a Petrobras deveria apontar novos membros independentes para o Conselho Administrativo em cada uma dessas companhias – obedientes a diretrizes sob o guarda-chuva do Novo Mercado de Gás, direcionadas a estabelecer uma “separação funcional” das mesmas.

A fim de evitar que a venda dos ativos por parte da estatal, *player* dominante do setor, não contribuísse para a desverticalização do mercado, a aquisição das transportadoras e distribuidoras da Petrobras não poderia ser realizada por companhias que atuassem em quaisquer outros elos da cadeia. As interessadas deveriam, cumulativamente, não possuir qualquer participação direta ou indireta da estatal ou nenhuma de suas filiadadas; ter independência com relação a outros agentes da cadeia de gás natural; e possuir comprovados recursos financeiros que a manutenção de sua atividade. As regras impediam, por exemplo, que empresas produtoras de gás pudessem também estender sua atuação para estes setores.

No que tange às cláusulas sobre práticas comerciais e acesso à infraestrutura, a Petrobras deveria indicar qual sua demanda nos pontos de entrada e saída do sistema de transporte, em cada área de concessão das distribuidoras com as quais possuísse contratos de fornecimento de gás. A intenção foi que, após a definição dos volumes atualmente contratados excedentes, a estatal realizasse o ajuste dos contratos de transporte com os volumes então devidamente indicados – a medida permitiria que as companhias de transporte, portanto, sob a supervisão da ANP, pudessem ofertar essas capacidades excedentes ao mercado, permitindo dessa maneira que outras companhias além da estatal pudessem utilizar a rede de transporte de gás. Ademais, ainda no que tange o sistema de transporte, a Petrobras deveria renunciar a qualquer exclusividade de contratação remanescente que ainda possuísse, referente aos acessos dos gasodutos de transporte.

Adicionalmente, a estatal se comprometeu com outras medidas para permitir uma maior competitividade no mercado, tais como a negociação do acesso por terceiros aos seus ativos de escoamento e processamento de gás e o arrendamento, entre 2021 e 2023, de seu terminal de regaseificação de Gás Natural Liquefeito, na Bahia, o mais utilizado pela estatal em 2018.

Por fim, a Petrobras também deveria se abster da compra de novos volumes de gás natural de terceiros ou de sócias – como a estatal detém toda a infraestrutura e capacidades de transporte atuais, as companhias parceiras se veem em uma posição na qual precisam vender sua parcela de gás produzido à própria Petrobras, ainda nos campos de produção. O impedimento da prática almejou a diversificação da oferta de gás ao mercado, mas poderia ser

negociada em determinadas situações previstas no Termo, como em casos de necessidade comprovada da venda por razões técnicas ou operacionais, bem quando fosse também de interesse comprovado dos sócios.

O cronograma e cumprimento das medidas acordadas deveriam ser fiscalizadas por um agente externo, a ser contratado pela estatal de acordo com critérios que serão estabelecidos mutualmente com o CADE.

A assinatura do Termo de Compromisso de Cessação foi ao encontro da estratégia anunciada da Petrobras de aprimoramento da alocação de capital, com direcionamento de foco para o segmento de *upstream*, e contribuiu com os esforços conjuntos de construção de um ambiente favorável para o desenvolvimento do ecossistema do gás, que atraísse novos investimentos para a indústria de gás natural e contribuísse para seu desenvolvimento e o do país.

4. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NO BRASIL

Após apresentar o funcionamento da cadeia produtiva geral do gás; a relevância, devido à natureza do setor, do sistema regulatório ao qual ele está sujeito; e em seguida o histórico do desenvolvimento do aparato regulatório desse setor no país; este capítulo se propõe a realizar uma exploração do funcionamento atual do setor de gás natural no contexto brasileiro.

Ela será iniciada por um ensaio sobre o sistema regulatório que contorna a indústria, seguindo-se uma descrição da participação do gás na matriz energética brasileira, para então analisar o perfil da demanda do gás no país. Posteriormente, no capítulo cinco mais adiante, será explorado o funcionamento da cadeia de valor do gás no contexto brasileiro.

4.1. SISTEMA REGULATÓRIO VIGENTE

No que tange o aparato regulatório do gás natural, a ANP se apresenta como principal entidade atuante, a partir da elaboração de normas e fiscalização das atividades que integram a cadeia do energético; também com maior contato direto com os agentes do setor. O quadro integral do aparelho regulatório brasileiro, no entanto, é complexo – é essencial a compreensão das diversas instituições presentes, em todas as esferas; os elos e dinâmicas entre estes; e como as interações se constituem para construção das políticas públicas.

A Figura 6 possibilita uma visão esquemática facilitada dos agentes que atuam no ambiente energético brasileiro – bem como tenta também representar de forma simplória as relações entre eles.

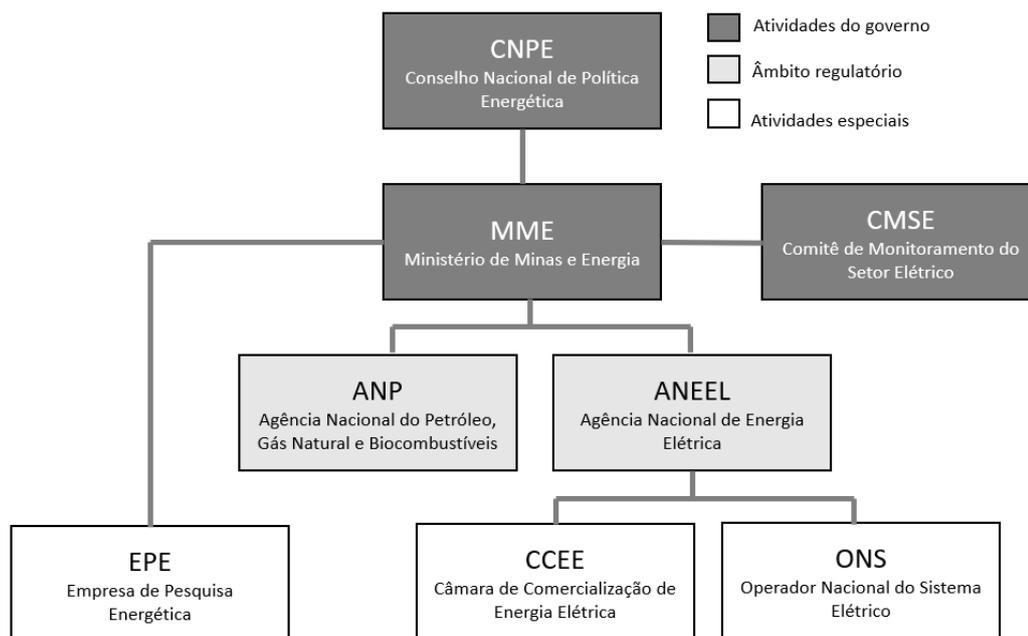


Figura 6: Regulação do setor de energia brasileiro. Fonte: Adaptado EPE.

São três as instituições que se concentram as atividades do governo no âmbito federal – o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), o Ministério de Minas e Energia (MME) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), instituído em 1997, é presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, e atua como o órgão de assessoramento mais direto ao presidente em exercício. É este órgão que, diretamente, realizará proposições para a formulação de políticas e diretrizes nacionais para o quadro energético do país. Foi este que instituiu a Resolução Nº16/2019, previamente comentada, que estabeleceu as diretrizes sob as quais o programa Novo Mercado de Gás deveria operar.

Em 2004, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), também presidido pelo Ministro de Minas e Energia, foi criado para “acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional” – além de identificar obstáculos que possam afetar a regularidade do abastecimento do sistema.

O Ministério de Minas e Energia (MME), por sua vez, foi criado em 1960, extinguido em 1990, e reconstituído novamente em 1992. Antes de sua criação os assuntos relacionados à pasta eram de competência do Ministério da Agricultura (MME, acesso em 2019).

O MME é um órgão da administração federal direta, com competência na formulação de políticas nacionais relacionadas ao setor energético – desde questões como políticas tarifárias, até assuntos mais globais do setor como, por exemplo, a integração eletroenergética com outros países. Compete a ele, nas palavras contidas no site da instituição, o zelo “pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País” – e o faz através de quatro secretarias, que irão propor e implementar diretrizes em cada uma de suas áreas de atuação, são elas: Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG); Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral (SGM); Secretaria de Energia Elétrica (SEE) e a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE). O Ministro de Minas e Energia, como já comentado, preside também o CNPE e o CMSE.

No âmbito regulatório, tem-se a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ambas autarquias em regime especial, vinculadas ao MME.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) foi implementada efetivamente em 1998, após sua instituição por lei no ano anterior. É este o órgão responsável pela regulação dos insumos mencionados – petróleo, gás natural e biocombustíveis brasileiros. No caso do gás natural, é o órgão mais atuante sob a perspectiva de regulação de sua cadeia – atuação “do poço ao posto”, como descrito no site da instituição. É a ANP que instituirá as normas para funcionamento das atividades das cadeias produtivas mencionadas, desde a exploração do insumo até sua comercialização; é também a agência que outorga as autorizações que permitem a participação de empresas nas atividades do setor; bem como é também o principal fiscalizador desse ambiente, de forma direta ou através de parcerias com outras instituições públicas.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), implementada em 1997, é responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro – com atribuições análogas àquelas da ANP, descritas anteriormente, no contexto do sistema elétrico do país, que se fundamentam nos pilares de regulação, fiscalização e as concessões e autorizações à atuação de empreendimentos no setor. No caso do gás natural, não atua no sentido de regulação direta (este é exclusivamente sob responsabilidade da ANP), porém, suas diretrizes acabam tendo interseção com o ecossistema de gás, considerando que este é largamente utilizado para geração de energia elétrica em termelétricas que utilizam o energético como combustível. Ambos sob fiscalização e regulação da ANEEL, responsáveis por atividades especiais dentro do ambiente de energia elétrica no país, se localizam a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e o

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A CCEE é uma associação civil sem fins lucrativos, que atua viabilizando as atividades de compra e venda de energia elétrica em todo o país.

O ONS, também instituído sob a forma de uma associação civil sem fins lucrativos, é responsável pela coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). Assim como a ANEEL, suas relações com o gás natural são indiretas, e exclusivas ao que tange a utilização de gás sob a forma de geração de energia elétrica.

Por fim, como último relevante ator no sistema, temos a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Fundada em 2004, é uma entidade governamental que tem como objetivo primário a prestação de serviços de pesquisas, análises e estudos direcionados a suportar o Ministério de Minas e Energia na elaboração do planejamento geral do setor energético do país.

Importantes estudos são produzidos pela EPE, que tanto fornecem as indicações para fundamentação do planejamento da indústria de gás, como também oferecem aos agentes participantes e à sociedade civil as perspectivas sob a ótica do governo para o setor – alguns exemplos recentes incluem o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT). Há ainda diversos estudos, desde investigações sobre viabilidades técnicas e econômicas de determinadas atividades do setor até análises de boas práticas internacionais e paralelos com o contexto brasileiro, produzidos pela instituição, e que funcionam como pilares para formulação de estratégias tanto para o Governo quanto para empresas do setor, ressaltando a relevância dos materiais produzidos.

Compreendendo as instituições que atuam na arquitetura do arcabouço regulatório do gás natural, a seguir serão realizadas análises mais específicas ao contexto do consumo do energético no país.

4.2. O GÁS NATURAL NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

A matriz energética brasileira tem forte participação de fontes renováveis, que representaram 45,3% em 2018. Apesar da maior parcela, 54,7% ser advinda de fontes não-renováveis, a matriz brasileira é consideravelmente “mais limpa” (em termos de energia renovável) do que a média mundial. Para 2016, a parcela que essas fontes ocuparam em uma média global foi de apenas 10,2% (IEA, 2020).

Desse total, o petróleo e seus derivados ocupam a maior fatia da matriz, com 34,4% de participação em 2018 – tal perfil é condizente com o contexto brasileiro de abundância de reservas petrolíferas a qual o país hoje tem disponível, bem como pelo histórico de construção da estratégia energética do país, que priorizou o petróleo na forma de investimentos e diretrizes específicas ao longo do tempo.

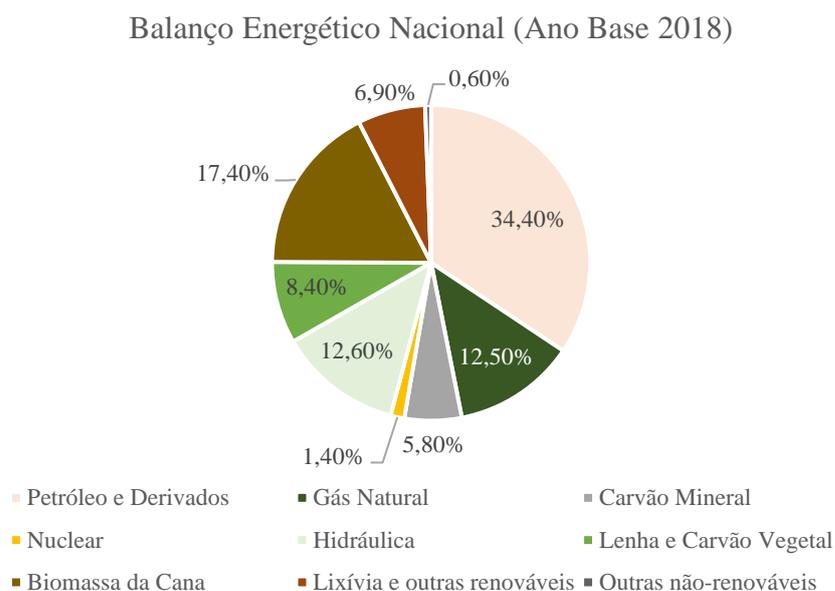


Figura 7: Matriz energética brasileira. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE (BEN EPE, 2019).

O gás natural, por sua vez, representa apenas um pouco mais de um terço dessa parcela – com 12,5% de participação na matriz, tem ainda uma cifra tímida diante de seu potencial de expansão. A Figura 8, extraída da Agência Internacional de Energia (*IEA – International Energy Agency*), ilustra o desenvolvimento histórico da participação do gás natural na matriz de oferta interna de energia brasileira, representado pela faixa de cor azul escura.

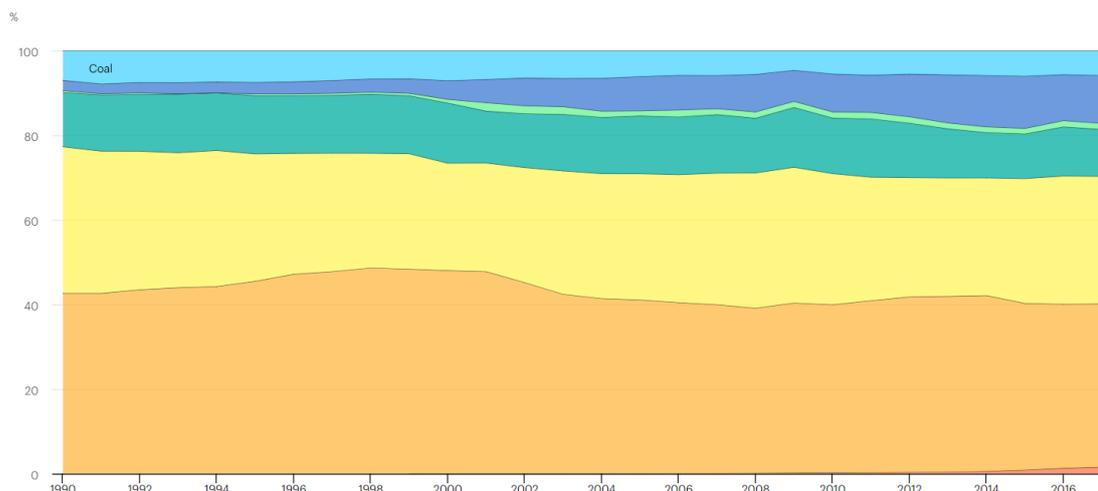


Figura 8: Evolução da participação do gás natural na matriz de oferta de energia brasileira. Fonte: Agência Internacional de Energia. Acesso em 2020. Link: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>.

A Figura 9, relativa à demanda histórica, desde 2005, do gás natural no país, também oferece uma perspectiva visual das variações de demanda de gás. Em apenas 10 anos, entre 2009 (ano no qual foi instituída a Lei do Gás, marco para o setor) e 2019, a demanda de gás aumentou 75% no país.



Figura 9: Demanda histórica de gás natural no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de gás MME. (Boletim Mensal de Gás MME, 2019)

Apesar de ter aumentado sua participação, como é possível perceber, principalmente após o período das descobertas dos grandes volumes da região do pré-sal, em 2007, a participação do gás natural na matriz brasileira ainda se encontra abaixo da média mundial – 11,3% no caso brasileiro, *versus* 15,5% da média mundial, para o ano de 2017, conforme gráfico de comparação abaixo.

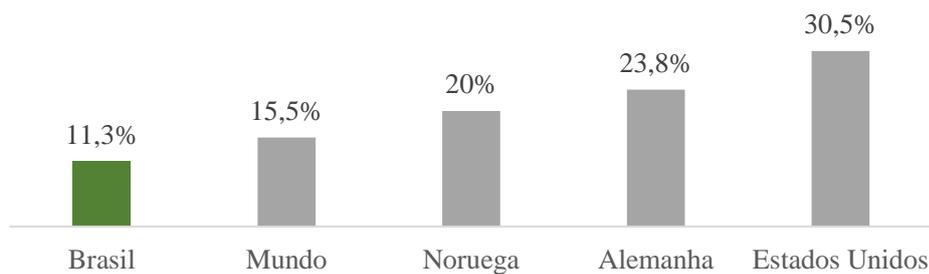


Figura 10: Participação do gás natural no total de energia consumida. Referente ao ano de 2017. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA. Link: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>

A tímida participação do gás natural na matriz brasileira é ressaltada quando comparada com outros países – mais ainda quando se coloca em perspectiva a abundante disponibilidade do recurso no país. Países vizinhos, como a Argentina, que também dispõe de grandes reservas de gás, tem um percentual de participação do energético consideravelmente maior, sustentado por uma política energética que direciona grande quantidade de recursos para o desenvolvimento de infraestrutura para tal.

Também utilizado para geração elétrica, o gás novamente apresenta participação retráida na matriz elétrica brasileira, predominantemente dominada pela geração hidráulica – apresentando menos de 9% de participação em 2018.

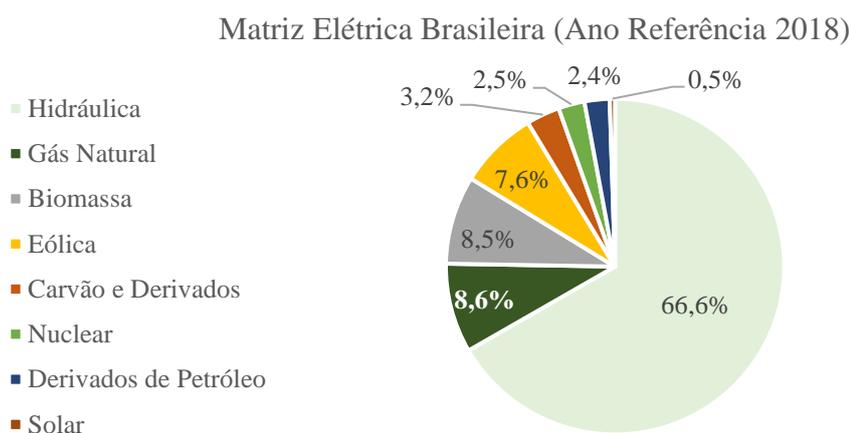


Figura 11: Matriz elétrica brasileira. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do EPE (BEN EPE, 2019).

A atuação do gás na geração elétrica é vista como uma espécie de “escudo” em casos de insegurança elétrica - a alta dependência na geração elétrica através de hidrelétricas, que representam um pouco mais de 65% do total, estabelece um vínculo direto com as condições hidrológicas em determinado período. A utilização de termelétricas a gás natural se apresenta como uma resposta rápida e segura aos períodos de seca, nos quais a geração hidráulica é reduzida. Retornando a Figura 9, é possível perceber um elevado pico na demanda de gás entre os anos de 2012 a 2015, entre os quais os índices pluviométricos de chuva resultaram em níveis de produção nas hidrelétricas abaixo do esperado, e foi então preciso o acionamento das termelétricas a gás para uma resposta rápida à manutenção do suprimento energético do país.

A partir das informações sobre a configuração do gás no panorama energético brasileiro, seguiremos para uma análise mais específica sobre a maneira como o gás é consumido no país.

4.3. O PERFIL DA DEMANDA DE GÁS NO BRASIL

As possíveis aplicações ao gás natural foram brevemente abordadas no capítulo dois, com os conceitos introdutórios sobre o energético. O crescimento do consumo de gás, a nível mundial, vem sendo impulsionado principalmente pelo seu uso nos setores industrial e de geração elétrica, como ilustrado pela Figura 12, retirada do relatório “*BP Energy Outlook*”, de 2019 – material publicado anualmente pela multinacional do setor, *British Petroleum*. O relatório também aponta para a manutenção da liderança desses dois setores no crescimento do consumo de gás mundialmente – em particular, com uma grande demanda industrial impulsionada pelo progresso de economias em desenvolvimento e pela substituição da utilização do carvão no setor (BP, 2019).

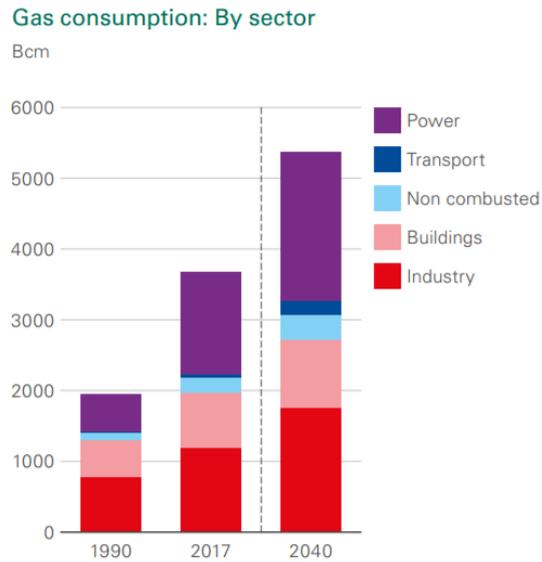


Figura 12: Evolução do consumo de gás por setor. Fonte: BP Energy Outlook 2019, pg. 97.

No Brasil, a demanda de gás natural segue a tendência mundial – majoritariamente ancorada pelos setores industrial e de geração elétrica, que, juntos, hoje representam cerca de 83% da demanda total do energético. A Figura 13 ilustra os níveis históricos de consumo do energético em cada segmento, no qual é possível perceber a predominância dos setores mencionados.

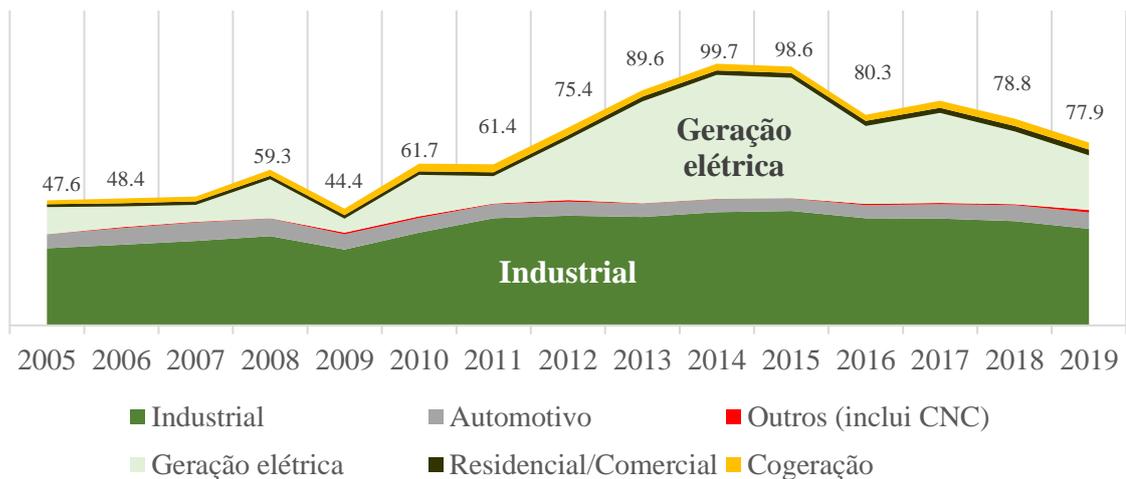


Figura 13: Participação do gás natural no total de energia consumida. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da IEA, link: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/gas>.

Utilizando dados referentes apenas ao ano de 2019, o setor industrial foi o grande consumidor de gás, representando uma fatia de mais de metade de seu mercado, como ilustrado pelo gráfico abaixo. A geração elétrica aparece logo em seguida, com quase 30% de participação - é importante ressaltar, porém, que, como percebido na Figura 13, a predominância dos setores industrial e elétrico permanecem, mas com intensidades variáveis, sujeita a fatores que serão analisados a seguir.

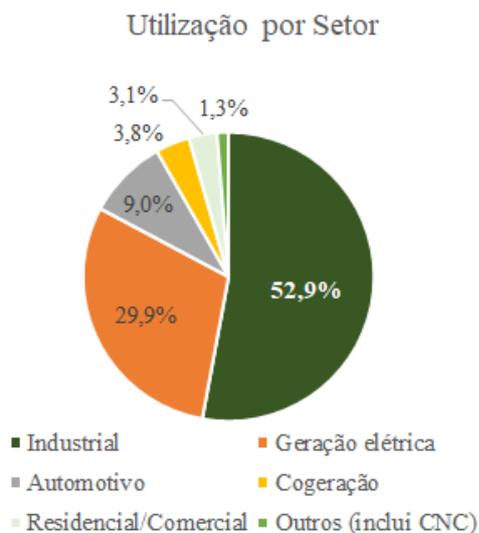


Figura 14: Utilização do gás por setor. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (Boletim Mensal de Gás, MME 2019).

No âmbito industrial, o gás é utilizado como combustível para geração de calor, eletricidade e força motriz em equipamentos – sua combustão para este setor é considerada “limpa”, na medida em que é ausente ou com presença consideravelmente reduzida de agentes poluidores comuns na queima de outros recursos, o que o torna muito atrativo para utilização em processos que requerem alguma atividade de queima em contato direto com o produto.

São diversos os setores com uso intensivo de gás natural: é empregado em processos em indústrias de cerâmica, vidro, cimento, metalurgia, farmacêutica, papel e comidas e bebidas, dentre outros. Além disso, é também utilizado como matéria-prima na indústria química e petroquímica, majoritariamente para produção de fertilizantes, amônia e ureia.

Como observado através da Figura 13, seus níveis de consumo permanecem mais ou menos lineares ao longo dos anos, com picos não muito acentuados – tal comportamento é devido a relação direta estabelecida entre o consumo de gás para fins industriais, o contexto econômico ao qual o país atravessa, e os níveis de produção dos setores industriais anteriormente

mencionados. Em 2009, é possível perceber uma brusca queda no consumo industrial, explicado pela retração na indústria brasileira em tal ano, reflexo do resultado bastante fraco da economia mundial – para os demais anos, percebem-se variações sutis, relacionadas com o comportamento da atividade industrial que, salvo situações extremas, permanece oscilando em certa faixa de regularidade.

No que diz respeito ao padrão de consumo elétrico, por sua vez, é possível perceber consideráveis variações ao longo dos períodos, explicada pela relação entre a dependência brasileira de geração elétrica através de usinas hidrelétricas e sua consequente sensibilidade com as condições climáticas que se apresentam em determinado ano.

Como comentado anteriormente, cerca de 67% da matriz elétrica do país é advinda de usinas hidrelétricas, cuja produção é extremamente dependente do nível dos reservatórios de água – por sua vez, relacionado com a quantidade de chuva de determinado período. Nesse sentido, uma espécie de *backup* é necessário, visto que em períodos de seca a possibilidade de produção de energia elétrica a partir de tais usinas é reduzida, bem como seu custo operacional é aumentado – as termelétricas a gás natural, aqui, se apresentam portanto como uma alternativa para garantir a estabilidade de segurança do suprimento elétrico do país, visto que o fornecimento de gás natural é estável, com pouco risco de falhas em seu abastecimento, podendo ser entregue via produção doméstica ou importação sob demanda.

Em 2018, a geração termelétrica representou 26,7% da geração elétrica total do país em 2018 – dos quais o maior combustível utilizado foi o gás natural, com 34%. Atualmente são 167 usinas a gás natural no país, com uma potência outorgada de 15.604kW (ANEEL, 2020).

Geração termelétrica por fonte

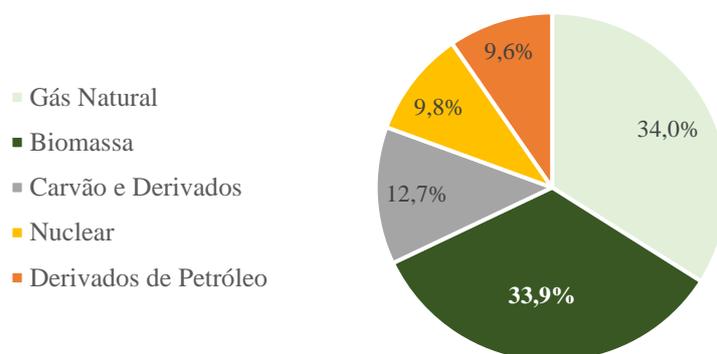


Figura 15: Participação de cada fonte na geração termelétrica em 2018. Elaboração própria a partir de dados da EPE (BEN EPE 2019).

O consumo com finalidade automotiva do gás natural, através do Gás Natural Veicular (GNV), representou, em 2019, aproximadamente 8% da demanda total de gás. Apesar da ainda tímida participação na matriz veicular brasileira, o GNV vem apresentando um crescimento relevante nos últimos anos – entre 2014 e 2017, de acordo com o Departamento Nacional de Trânsito (DENATRAN), a demanda pela instalação de kits de GNV teve um aumento de mais de 60%, passando de 80 mil kits para 130 mil nesse período de 3 anos.

Os benefícios do uso de GNV são variados – destacam-se sua competitividade de custos, reduzidos quando comparados com outros combustíveis como a gasolina comum ou o etanol; sua mais baixa relação de emissão de poluentes, dentre os combustíveis fósseis; e sua maior segurança de fornecimento, através de dutos, sendo imune portanto a cenários como o vivido em meados do primeiro semestre de 2018, na qual, com a greve dos caminhoneiros, o suprimento dos principais combustíveis automotivos tiveram uma ruptura.

No que tange o consumo do gás para uso residencial/comercial, sua parcela representou menos de 3% da totalidade de demanda do gás para o ano de 2019. Esses setores corresponderam a uma parcela 10 vezes maior, para o mesmo ano, nos Estados Unidos – 30% do gás foi consumido por estes segmentos. No caso da União Europeia, para 2017, as duas categorias totalizaram 58% da demanda total de gás na região.

Existem dois fatores principais para a discrepância da representatividade desses setores na demanda de gás brasileiro.

O primeiro é relacionado às condições climática das quais os Estados Unidos e a União Europeia, em geral, dispõem – nesses países, existem períodos cuja média de temperatura é muito menor do que na realidade brasileira, e a utilização do gás natural para o aquecimento de residências é extremamente demandada. As análises dessa demanda para estes países, inclusive, apresentam uma curva de variabilidade análoga à curva brasileira para o consumo direcionado à geração elétrica a partir do gás – no caso, nestes lugares, os picos com crescimento de demanda são visíveis em períodos de temperaturas menores. Esse potencial de utilização do gás é, de fato, praticamente irrelevante no contexto brasileiro.

O segundo fator, no entanto, é relativo às condições de infraestrutura disponíveis no país. A rede de distribuição de gás canalizado, que possibilita o uso residencial ou comercial, ainda é extremamente limitada no país – além de estar majoritariamente concentrada na região Sudeste. Em 2017, a utilização de lenha representou 24% do consumo residencial energia utilizada nas residências pelo país. Essa é uma parcela de demanda potencial ao gás natural que ainda se encontra, portanto, limitada pelas condições de infraestrutura dispostas.

Com o presente capítulo, buscou-se estabelecer uma base de conhecimento sobre a indústria de gás natural no Brasil, no que tange sua configuração regulatória, a sua penetração na matriz de energia brasileira, bem como uma descrição do comportamento característico de sua demanda. Esta conjuntura oferece meios de partida para as análises específicas sobre a cadeia de valor do gás natural no contexto brasileiro, que serão abordadas a seguir.

5. CADEIA DE VALOR DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A partir de uma compreensão geral acerca da cadeia produtiva da indústria de gás natural, de percepções sobre a construção e desenvolvimento do aparato regulatório atuante no setor brasileiro, bem como também sobre a participação do gás no segmento energético e o perfil do seu consumo no país, este capítulo se propõe a analisar a cadeia produtiva do gás no contexto brasileiro, tal como é estruturada hoje. Para tanto, será seguida a ordem de divisão tradicional dos segmentos da indústria, com início pelo elo de *upstream*, seguindo para o *midstream* e finalizando com o *downstream* – conceitos já apresentados anteriormente.

O presente capítulo trará uma extensa compilação de dados sobre a cadeia de valor brasileira, apresentados com o intuito de informar o estado do setor. Tais enunciados, em conjunto com as reflexões anteriormente travadas, serão ferramentas essenciais para impulsionar as discussões dos consequentes capítulos 6 e 7, que trarão diagnósticos e análises sobre os cenários até então retratados.

De forma análoga à figura apresentada anteriormente no capítulo dois, estruturando visualmente a cadeia generalizada do gás natural, a Figura 16 a seguir foi elaborada para o contexto brasileiro, identificando as atividades presentes em sua cadeia. Para a análise em questão, devido à configuração do mercado, que atualmente tem um agente dominante, foi indicada a forma de presença da Petrobras em cada um dos elos.

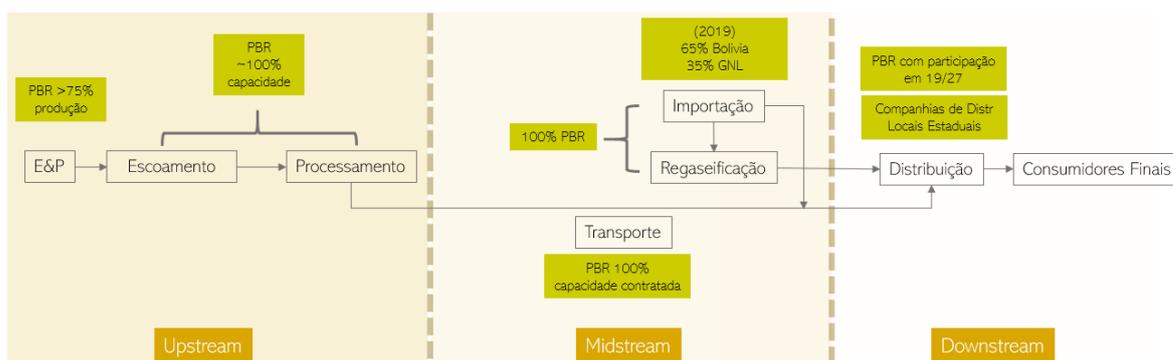


Figura 16: Cadeia de valor do gás no contexto brasileiro. Fonte: Elaboração própria.

5.1. UPSTREAM

5.1.1. Produção e Exploração

Iniciando a análise do panorama brasileiro do setor de gás natural, começamos pelas atividades de produção e exploração. Como já abordado anteriormente, em 1997, com a conhecida “Lei do Petróleo”, o país abriu efetivamente o mercado nacional de petróleo e gás à participação de empresas privadas, e hoje temos um cenário no qual este elo da cadeia do gás é aberto à participação de outros *players* e potencialmente competitivo – em dezembro de 2019, foram 48 empresas com participação na exploração e produção do gás, seja como operadoras ou com seu *share* do insumo através de concessionárias. O gráfico abaixo ilustra o histórico de produção nacional desde 2005, no qual é possível perceber que, em 10 anos, entre 2009 e 2019, a produção nacional de gás mais do que dobrou.



Figura 17: Evolução da produção nacional de gás natural no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de gás do MME (MME, 2019).

Para o contexto brasileiro, a produção majoritária de gás natural é advinda de campos associados ao petróleo – o gráfico abaixo apresenta as proporções anuais da produção de gás associado e não associados brasileiros, em média, desde 2005.

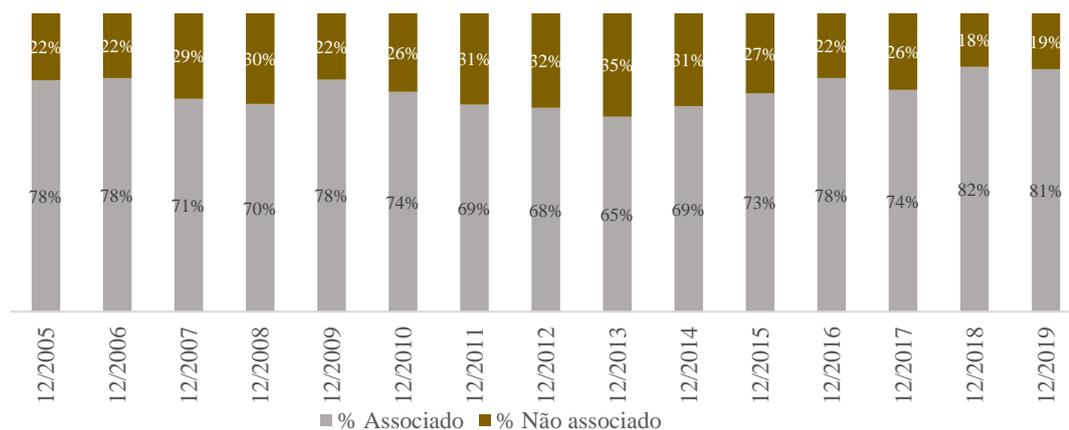


Figura 18: Evolução da proporção de gás associado e não-associado. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de gás do MME (MME, 2019).

Cabe aqui realizar algumas considerações sobre particularidades que surgem na produção de gás associado ao petróleo.

Em campos dessa natureza, as decisões técnicas e finais de investimento prezam pela otimização da produção dos volumes de petróleo presentes. Um desafio que se apresenta é a chamada “garantia de escoamento” – termo originalmente utilizado pela Petrobras no início da década de 1990, com termo equivalente anterior em inglês, “*flow assurance*”, comumente utilizado por empresas do setor.

O termo diz respeito a um componente crítico do funcionamento das plataformas de produção, e se refere a um conjunto de estratégias que possibilitem o escoamento e utilização contínuos de gás, de forma a assegurar a operação ininterrupta da produção nas plataformas. Nesses campos, o gás produzido precisa continuamente estar sendo direcionado, de forma a garantir a manutenção regular também da exploração de petróleo – caso o gás não esteja sendo produzido, isso acarreta uma redução ou até interrupção da produção do petróleo, insumo com maior valor associado, e, por conseguinte, implicações financeiras indesejáveis.

Outra especificidade que surge com a produção de gás associado se relaciona com as decisões que envolvem a escolha pela reinjeção desse gás de volta para ao reservatório. Nessas situações, o aproveitamento do gás por meio de sua comercialização concorre com seu aproveitamento através de sua reinjeção novamente no campo.

A opção pela reinjeção de gás é sustentada por dois grandes pilares: em um primeiro caso, a reinjeção contribui para a otimização da produção de petróleo, *commodity* com maiores

ganhos financeiros – ao contribuir com a manutenção da pressão nos reservatórios, a reinjeção pode aumentar as taxas de recuperação finais de petróleo.

No segundo caso, especialmente em reservatórios com altos teores de CO₂ presentes (como é o caso dos reservatórios encontrados na região do pré-sal brasileiro), a reinjeção é uma alternativa para evitar a queima de gás e suas consequentes emissões de CO₂ – danosos ao meio ambiente e com níveis limitados pela regulação vigente.

A reinjeção de gás, portanto, é um requisito técnico presente na natureza da produção em campos de gás associado, uma vez que otimiza a extração de petróleo ao elevar a pressão interna do poço, bem como se apresenta como uma alternativa como meio para evitar a queima de gás, que apresenta altos índices de emissão de poluentes e possui limites restritos pela regulação vigente da ANP.

A Petrobras sempre exerceu e mantém sua presença majoritária neste elo, com reconhecida bagagem técnica e *expertise* obtidas ao longo de seus anos de operação. A média da produção doméstica total de gás do ano de 2019 foi de 122,53 Mm³/dia, com a seguinte distribuição por concessionária apresentada na Figura 19. Além de possuir a maior fatia do mercado de gás natural, a estatal também é a maior operadora nas plataformas de produção – considerando apenas a produção relativa a dezembro de 2019, 93,2% do gás natural produzido foi sob operação da estatal (esse valor, portanto, considera todos os campos operados pela empresa, independente do percentual de sua participação no contrato).

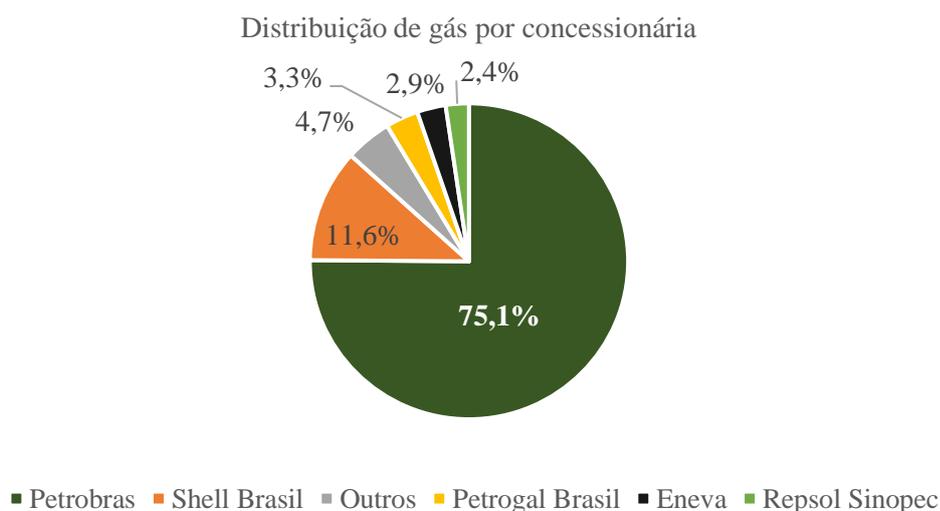


Figura 19: Média da distribuição de gás por concessionária. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de produção ANP (ANP, 2019).

A Figura 20, ilustra as proporções, de janeiro de 2019 a fevereiro de 2020, de gás e as produtoras respectivas, por concessionária – é uma figura importante para oferecer a perspectiva visual da proporção de gás que é produzida pela Petrobras, em comparação com os seis outros maiores *players* do mercado.

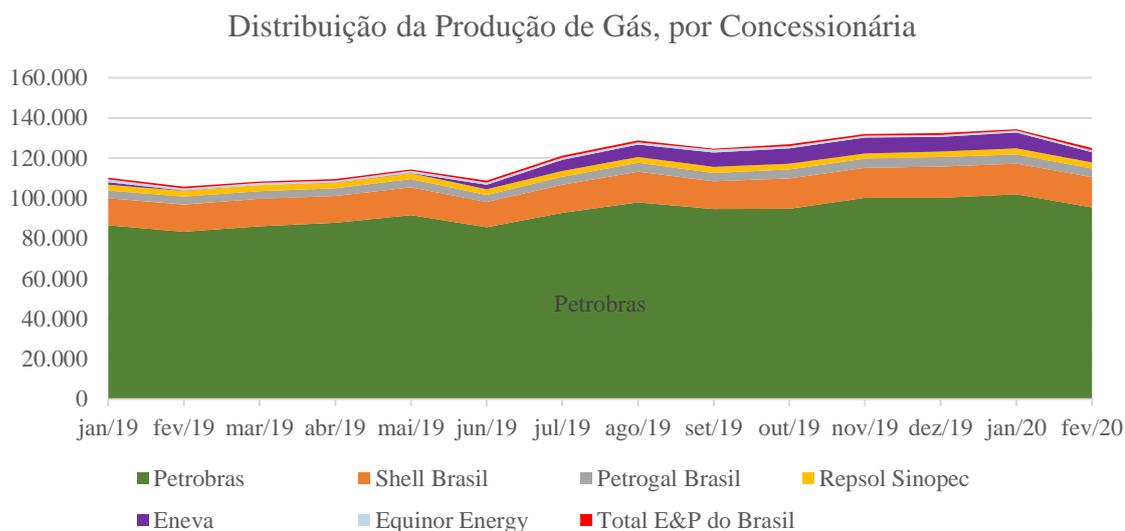


Figura 20: Evolução da distribuição de gás por concessionária. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de produção da ANP (ANP 2019).

Em termos do direcionamento do gás produzido, temos um cenário no qual, na média para o ano de 2019, apenas metade do gás extraído foi efetivamente disponibilizado para consumo, como apresentado na Figura 21 a seguir.

Destino do Gás (média 2019)

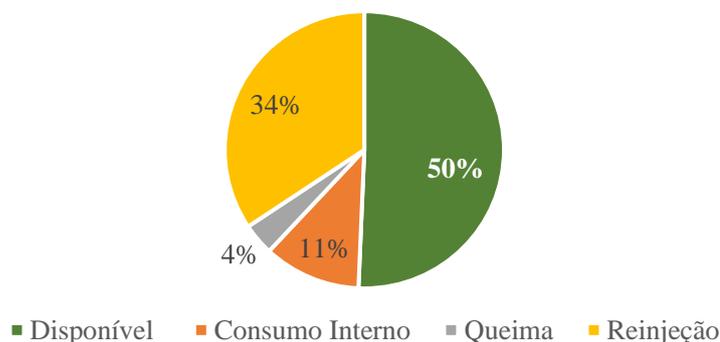


Figura 21: Média para 2019 da destinação do gás natural no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim de produção da ANP (ANP 2019).

A próxima proporção considerável é referente à reinyeção de gás – representando 34% do total. Como comentado anteriormente, a reinyeção do gás, principalmente em campos de gás associado (que são, justamente, a majoritária fonte de gás no caso brasileiro), é uma decisão técnica a ser levada em consideração – e comumente será realizada em algum nível, prezando pela otimização da extração de petróleo.

No entanto, existe um valor-teto limite de otimização que a reinyeção de gás como uma decisão técnica para manutenção da pressão nos reservatórios possibilita – no caso do contexto brasileiro, parte da reinyeção também surge como resposta à ausência de infraestrutura suficiente para o escoamento da produção, em conjunto com uma dificuldade regulatória de acesso a tais infraestruturas por outras produtoras que não a Petrobras, como será comentado mais adiante, bem como também de uma carência de absorção desses volumes pelo mercado, com seu potencial não desenvolvido.

A Figura 22, extraído do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, disponibilizado mensalmente pelo MME, ilustra os volumes de gás reinyetado no país, entre 2010 e 2019, com sua evolução considerando as produções em campos *onshore* (terra) e *offshore* (mar). Ele ilustra o notável aumento da reinyeção da produção nos campos marítimos, volumes principalmente advindos das atividades na região do pré-sal. A Figura 23 a seguir ilustra o desenvolvimento da proporção de reinyeção de gás, em comparação com o total da produção nacional, desde 2005.

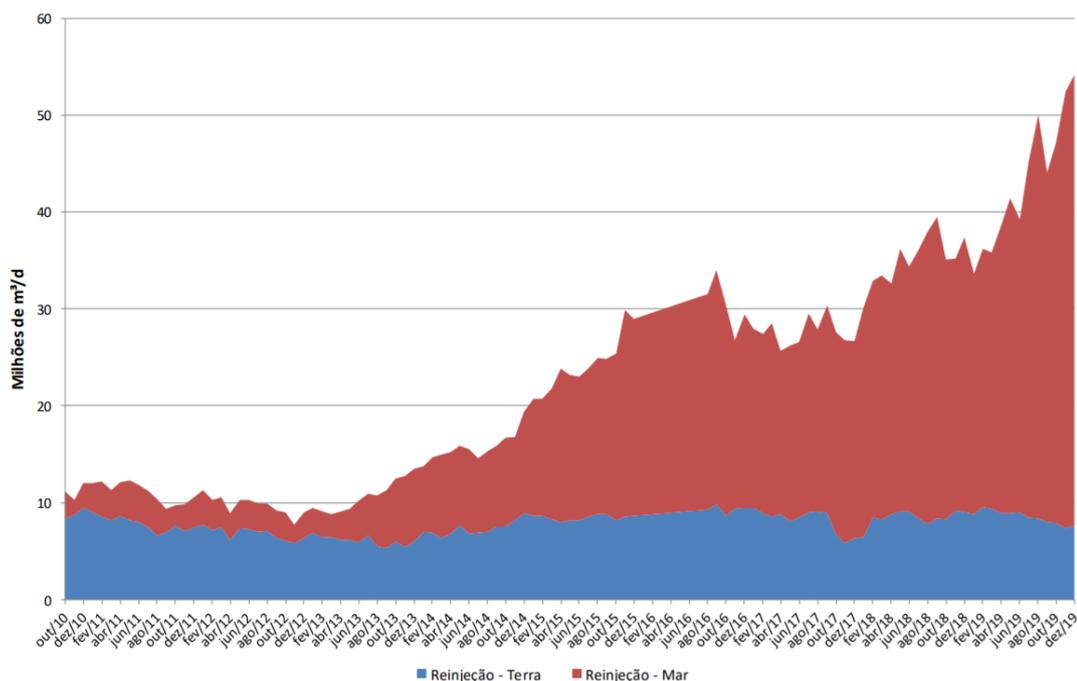


Figura 22: Evolução da reinjeção de gás natural no Brasil. Fonte: Boletim Mensal de Gás, MME; 2019; pg 9.

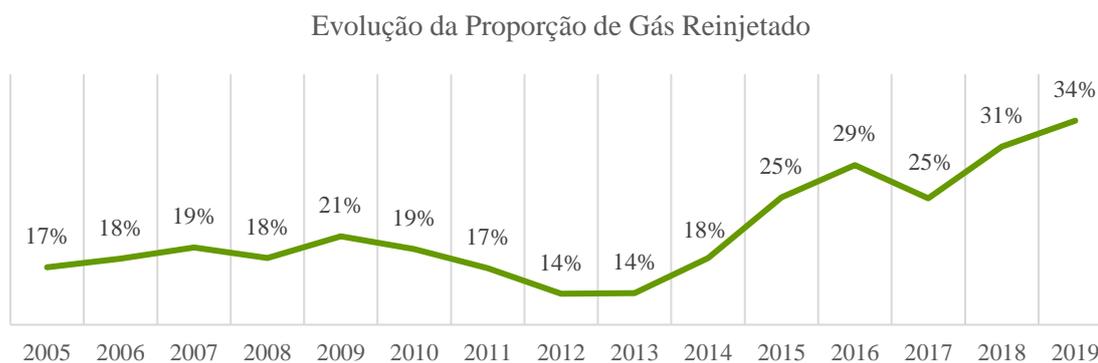


Figura 23: Evolução da proporção de gás reinjetado em comparação com o total. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (MME, 2019).

O valor referente a “consumo interno” é relacionado com a utilização de gás como combustível nas próprias plataformas de produção. A “queima” se refere à quantidade de gás queimado nas plataformas, portanto, inutilizado para quaisquer aplicações, indesejável sob o ponto de vista de emissões poluentes, e com valor limitado pela regulação vigente.

A própria ANP, em apresentação relativa ao Novo Mercado de Gás, realizada em outubro de 2019, apresenta os dados sobre os direcionamentos atuais para o gás e expressa o sentimento da agência de que há espaço para um melhor aproveitamento comercial do

insumo, ratificando para os participantes do setor uma sinalização de que há um espaço no mercado doméstico a ser desenvolvido (ANP, 2019).

No que se refere à localização, considerando os dados relativos à média do ano de 2019, a maior parte do gás produzido no país se encontra no estado do Rio de Janeiro, representando cerca de 56% da produção total – São Paulo vem em seguida, com 15%, e Amazonas com 13%.

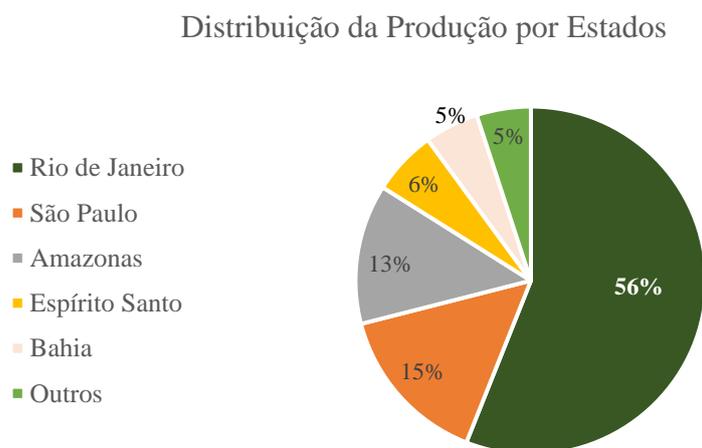


Figura 24: Distribuição da produção de gás por estado, média 2019. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (ANP, 2019).

Para o mês de dezembro de 2019, os 10 campos que apresentaram a maior produção de gás estão dispostos, em ordem decrescente, na Figura 25 abaixo. Mexilhão e Roncador, em cinza claro, são campos de gás não-associado – a parcela majoritária, portanto, de campos associados de gás. A produção conjunta desses 10 campos foi responsável por 79,2% da produção do período.

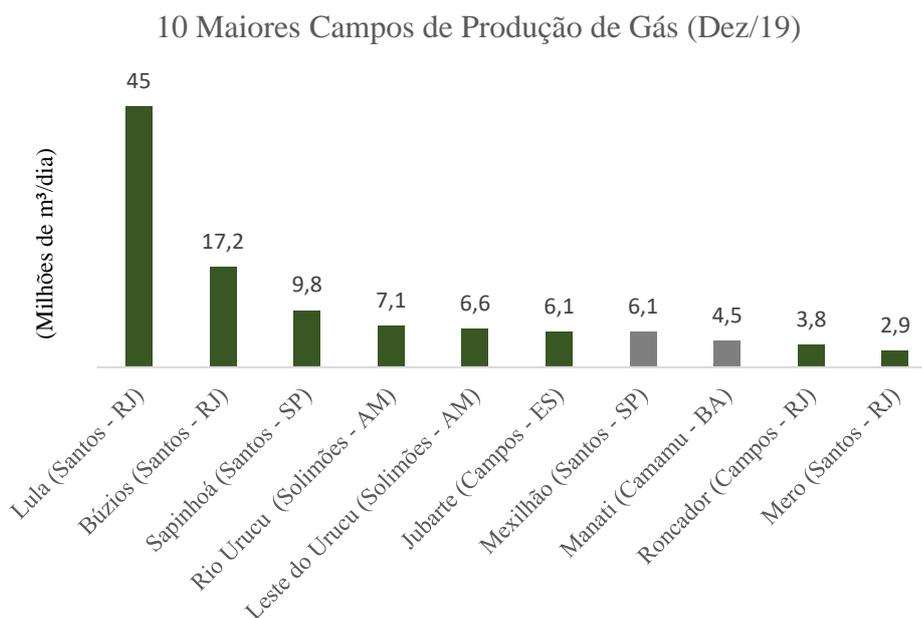


Figura 25: Dez maiores campos de produção de gás no Brasil em Dezembro de 2019. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim MME (MME 2019).

O caminho entre a plataforma de produção e as unidades de processamento é realizado através de dutos marítimos ou terrestres, a depender da localização do campo de gás e da unidade na qual este será processado. Esses dutos são classificados pela ANP como dutos de escoamento – em dezembro de 2019, de acordo com dados da agência, eram 254 dutos no país, totalizando 4.650 km de extensão de escoamento.

A legislação para os mesmos é a que vigora desde a Lei do Gás, na qual empresas interessadas na construção de dutos de escoamento precisam previamente de autorização da ANP, e que o acesso de terceiros à essa infraestrutura, considerada essencial na cadeia do gás, não é obrigatório – ou seja, proprietários de dutos de escoamento não são requeridos a oferecer capacidade a outras partes, com negociações sendo realizadas diretamente entre os interessados, sem interferência da agência regulatória (que poderá atuar, no entanto, em casos para resolução de conflitos).

A propriedade da maioria dos dutos de escoamento existentes pertence à Petrobras – na prática, devido às dificuldades de acesso a tais infraestruturas, consideradas de interesse coletivo para a indústria de gás natural, as produtoras de gás encontram-se condicionadas a vender sua produção de gás diretamente à Petrobras, ainda nas áreas de produção, comumente referenciado pela indústria como “*selling at the wellhead*”, ou “venda na boca do poço”. A

absoluta maioria da parcela de gás, portanto, que chega às unidades que irão realizar o processamento do gás, é da própria estatal.

Cabe ressaltar que a maioria dos projetos de exploração e produção são realizados através de consórcios formados por diversas empresas – desta forma, seus participantes conseguem diluir os grandes volumes de investimentos necessários pela natureza da atividade, bem como dividir os riscos exploratórios e possibilitar uma diversificação maior de seus portfólios.

Nesse sentido, é importante destacar que a Petrobras, como *player* dominante, é reconhecida também por seus extensos conhecimentos acerca das bacias sedimentares brasileiras, tendo desenvolvido relevantes tecnologias no setor. Existe, portanto, um grande interesse das empresas em fazer parte de consórcios que incluam a estatal, para, além dos benefícios pelo aproveitamento da experiência da Petrobras, possibilitar proximidades que facilitem possíveis negociações ao acesso de seus ativos essenciais. Dessa maneira, apesar da cláusula atual que prevê o acesso negociado à infraestrutura existente de escoamento, com possibilidade de resolução de conflitos pela agência reguladora, existe um sentimento geral dos participantes do mercado que preza pela manutenção de um bom relacionamento pretendido com a estatal, o que acaba reduzindo a possibilidade de contestação.

5.1.2. Processamento

Após a produção, o gás é transportado até uma Unidade de Processamento de Gás Natural, usualmente referenciadas apenas por sua sigla, como UPGN's. São nestas unidades que o gás rico, cujas composições variam de acordo com seu campo de origem e processo de formação geológica, será transformado em gás seco, comercializável, com composição predominante de metano. As especificações dessas propriedades são estabelecidas pela ANP. Atualmente a que vigora é a portaria de número 16, datada de 2008. A resolução da agência funciona como um balizador para o limite máximo de componentes contaminantes que podem estar presentes, como o enxofre ou gás sulfídrico, e tem a possibilidade de tornar o gás corrosivo e comprometer sua movimentação, bem como ocasionar perturbações em seu poder calorífico.

Hoje, existem quatorze (14) UPGN's no Brasil, que juntas somam uma capacidade de processamento de quase 100 milhões de metros cúbicos por dia de gás seco. Aproximadamente 65% da capacidade total de processamento está concentrada na região Sudeste, coerente com o

perfil de concentração da demanda também nesta região. A tabela abaixo indica os estados nas quais as plantas estão localizadas e suas respectivas capacidades nominais de processamento.

Localização (UF)	Quantidade	Capacidade nominal (milhões m³/dia)
AM	1	12.2
CE	1	0.35
RN	1	5.7
AL	1	1.8
SE	1	3
BA	3	10.9
ES	2	18.5
RJ	2	20.9
SP	2	22.3
Total	14	95.65

Tabela 1: Resumo das unidades de processamento de gás natural no Brasil. Fonte: Elaboração própria com base em dados do boletim MME (MME 2019).

A Petrobras detém 99% da capacidade total de processamento no país – a unidade Estação Vandemir Ferreira, na Bahia, é a única UPGN sem propriedade integral da estatal, construída a partir de um consórcio entre a mesma e um produtora privada.

De forma semelhante aos gasodutos de escoamento, o acesso às UPGN's é derivado do texto da Lei do Gás, também não obrigatório – ou seja, os proprietários das plantas de processamento não estão impelidos a oferecer acesso à capacidade de processamento a agentes terceiros (que podem tentar obter acesso a partir de negociação direta).

Assim como os gasodutos de escoamento da produção, as unidades de processamento são também consideradas infraestruturas essenciais para possibilitar a disponibilização da produção de gás ao mercado. Em conjunto com o cenário comentado anteriormente, no qual a estatal detém propriedade da maioria dos dutos de escoamento disponíveis, o fato de que a quase totalidade (99%) de capacidade de processamento existente pertence à estatal e a regulamentação atual não obriga o acesso a tais infraestruturas, aprofunda o dilema e complexidade à comercialização de gás por parte de outras produtoras.

Atualmente existe apenas uma nova unidade de processamento sob construção, a UPGN do Comperj, em Itaboraí, também da Petrobras. Está prevista para entrar em operação em 2021,

e contribuir com uma capacidade adicional de 21 milhões de m³/dia de processamento de gás. A EPE disponibilizou, no final do ano de 2019, um Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural, com estudos e perspectivas técnicas quanto a novas plantas de processamento e rotas de escoamento que podem vir a ser implementados no Brasil nos próximos anos, com a perspectiva do aumento da produção de gás.

A produção de gás natural brasileira, portanto, é predominantemente *offshore*, de gás associado, e concentrada nas regiões sudeste e nordeste do país. O elo de *upstream* do gás natural brasileiro se estabelece com presença majoritária da Petrobras – que representa cerca de 75% da produção por concessionária de gás e é também a maior operadora das plataformas de exploração.

Parcerias com a empresa brasileira são usualmente almejadas, em virtude de sua ampla presença histórica e experiência nas especificidades da exploração do gás brasileiro. Ademais, a Petrobras também detém 99% da capacidade de processamento de gás – na prática, devido à etapa de processamento configurar uma atividade essencial para permitir a comercialização de gás por parte de outras produtoras, e dada a dificuldade de acesso às plantas existentes, estas empresas optam por vender seus volumes de gás na “boca do poço” para a Petrobras.

As medidas projetadas com o Novo Mercado de Gás trazem também a expectativa de maior atratividade para o aumento de participação de empresas privadas nacionais e internacionais nesta parte da cadeia.

5.2. MIDSTREAM

5.2.1. Transporte

O elo de transporte se refere à etapa da cadeia na qual o gás, devidamente processado em uma UPGN, é conduzido até as distribuidoras estaduais – que irão, por fim, direcioná-lo ao consumidor final. Esta atividade da cadeia é considerada um monopólio natural, ratificado pela ANP com a justificativa de que sua estrutura sob esta forma de mercado é a mais eficiente para o desenvolvimento da atividade, devendo, portanto, ser regulada pela agência.

Nos termos da Lei do Gás, o acesso a infraestrutura dos gasodutos de transporte é obrigatório e deve ser não discriminatório, respeitando-se os períodos de exclusividade a qual os agentes que tenham contribuído para viabilização dos investimentos na malha de transporte têm direito. O acesso é regulado pela ANP, que fixa ou aprova as tarifas a serem praticadas,

bem como também é a instituição responsável por outorgar autorizações para construção de novos dutos.

Atualmente existem cinco transportadoras autorizadas a atuar no transporte de gás brasileiro – a Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS), GasOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM) e a Transportadora Sulbrasileira de Gás (TSB).

Na Figura 26, é possível perceber a evolução da malha, em quilômetros, das infraestruturas de transporte existentes no país – desde 2013, a malha se mantém sem expansões, com 9.409 km totais de extensão.

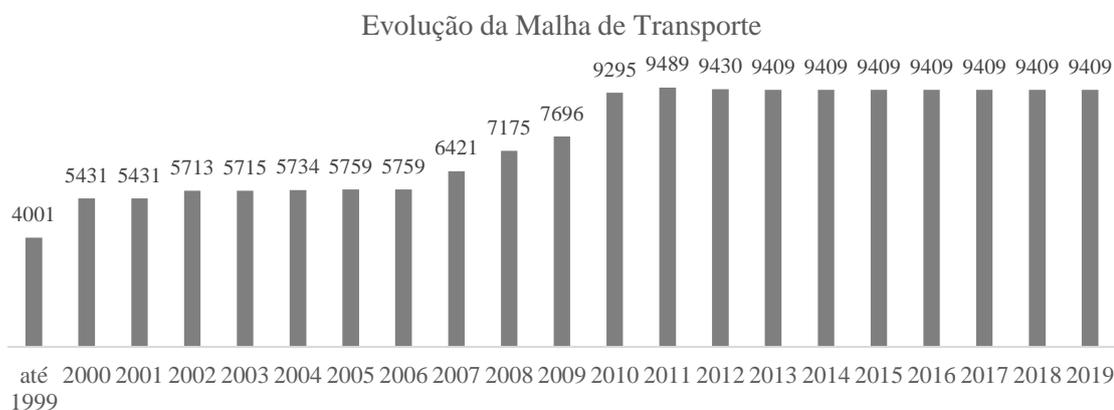


Figura 26: Evolução da malha de transporte de gás no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (MME, 2019).

Os gasodutos para transporte de gás se encontram fortemente concentrados na costa do país, como ilustrado pela Figura 27. A malha de transporte brasileira ainda é extremamente reduzida quando comparada com países com um mercado de gás mais desenvolvido – é o caso dos Estados Unidos, que possui uma malha de 485 mil quilômetros (o país tem 9,8 km² de extensão); e da Argentina, com 30 mil (2,8 milhões de km² de área territorial), *versus* 9.409 quilômetros dos gasodutos, com extensão de 8.5 milhões de km² no caso brasileiro.



Figura 27: Malha de transporte de gás no Brasil. Fonte: ANP, link: http://www.anp.gov.br/images/Palestras/Chamada_Publica_da_TBG.pdf.

A Petrobras não exerce seu poder de proprietária diretamente na gestão nos dutos de transporte – no entanto, exerce influência através de participação acionária nas transportadoras. A participação da estatal em cada transportadora varia, porém, a única que não possui parcela da Petrobras é a GasOcidente do Mato Grosso Ltda. – sua malha e movimentação de volumes é, no entanto, irrisória em comparação com a totalidade.

As três maiores transportadoras, tanto em termos de extensão da malha quanto na movimentação de volumes, são a TAG, TBG e NTS.

A primeira, TAG, com presença majoritária na região Norte e Nordeste do país; seguida pela TBG, que opera os gasodutos de importação de gás boliviano, atendendo as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul do país; e a NTS, com suas operações concentradas no Sudeste. As três empresas já passaram por 100% de participação da Petrobras – após uma série de desinvestimentos já realizados pela estatal, atualmente a mesma possui a seguinte parcela nas transportadoras mencionadas (Figura 28):

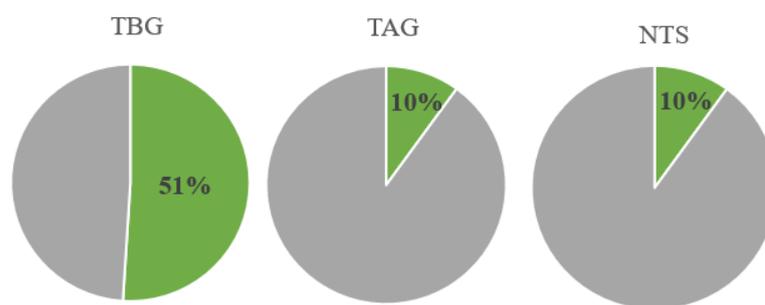


Figura 28: Participação da Petrobras nas transportadoras de gás. Fonte: Elaboração própria a partir de dados disponíveis nos sites das três companhias.

Além de possuir participação acionária, a Petrobras atualmente tem contratada a totalidade da capacidade de transporte da malha. Ao deter na prática toda a capacidade de movimentação do gás, em conjunto com a propriedade dos ativos essenciais tratados nos itens anteriores, a estatal acaba atuando como uma espécie de “operadora” do sistema de transporte, sustentando consideráveis barreiras à entrada de outros agentes no setor.

Cabe ao MME, com base em estudos elaborados pela EPE, a elaboração do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), que compila os estudos para embasamento do planejamento do desenvolvimento da malha de transporte de gás natural. O PIG apresenta as análises da instituição quanto aos gasodutos de transporte que podem vir a ser implementados ou expandidos na malha, e funciona como um documento indicativo aos participantes da indústria, especialmente para produtores, ao enviar sinalizações das perspectivas futuras para o setor. O último estudo realizado foi disponibilizado ao final do ano de 2019.

Vale lembrar que, como já abordado anteriormente, o acordo com o CADE prevê que a estatal realize a venda de suas participações nas transportadoras, até 2021 – concretizando, sua saída definitiva deste elo. A fim de prevenir que a venda dessas infraestruturas atue no sentido contrário ao da desverticalização do setor, a compra desses ativos não poderá ser realizada por empresas que atuem em outros elos da cadeia, prezando pelo princípio de independência entre as transportadoras de gás.

Além disso, é previsto já para antes da concretização da venda, que a estatal indique e libere as capacidades excedentes nos gasodutos de transporte, a fim de possibilitar contratação por parte de outros agentes. Ademais, a companhia também deverá renunciar quaisquer períodos de exclusividade de uso que ainda possa ter junto às transportadoras.

5.2.2. Importação

Apesar dos grandes volumes de produção de gás doméstico bruto que superam os volumes de demanda, a produção líquida de gás atual não seria suficiente para suprir o mercado interno – diferença esta devida aos outros direcionamentos para o gás, já comentados anteriormente, como a reinjeção e utilização do gás nas próprias plataformas de produção. O Brasil atualmente é, portanto, um dos mais importantes mercados importadores de gás da América do Sul. Considerando o ano de 2019, a oferta importada representou uma média de 32% da fatia total entregue ao mercado consumidor – na Figura 29, exibe-se o histórico das proporções que as importações ocuparam no mercado brasileiro, desde 2005.

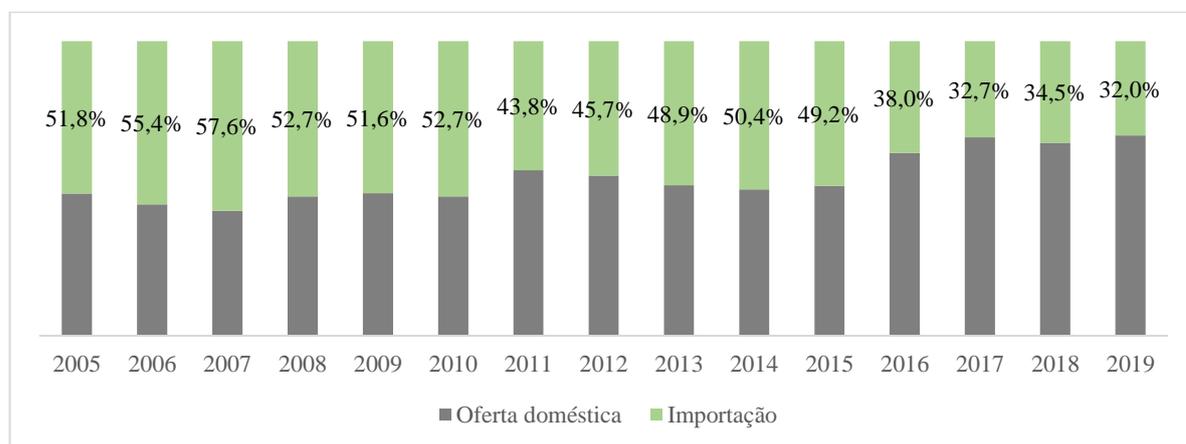


Figura 29: Evolução da participação das importações de gás natural no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Boletim Mensal de Gás do MME (MME, 2019).

Novamente, vale recordar o histórico do gás desde a percepção de ser considerado um subproduto da exploração de petróleo (com os volumes iniciais de gás associado); isso nos ajuda a compreender uma linha do tempo pobre em desenvolvimento de infraestruturas e de investimentos para esse setor. O país, a partir do momento que viu sua demanda de gás crescer, teve de assumir uma posição de importação para complementar o balanço de oferta capaz de suprir a demanda nacional – seja através do gás boliviano, argentino, ou de mercados internacionais de GNL. A Figura 30 ilustra o histórico de volumes importados, em média e em milhões de metros cúbicos por dia, desde 2005, das três respectivas fontes mencionadas de importação de gás natural presentes no Brasil. A importação do gás argentino nunca representou uma parcela considerável do total de importações, e desde 2016 está ausente do mercado.

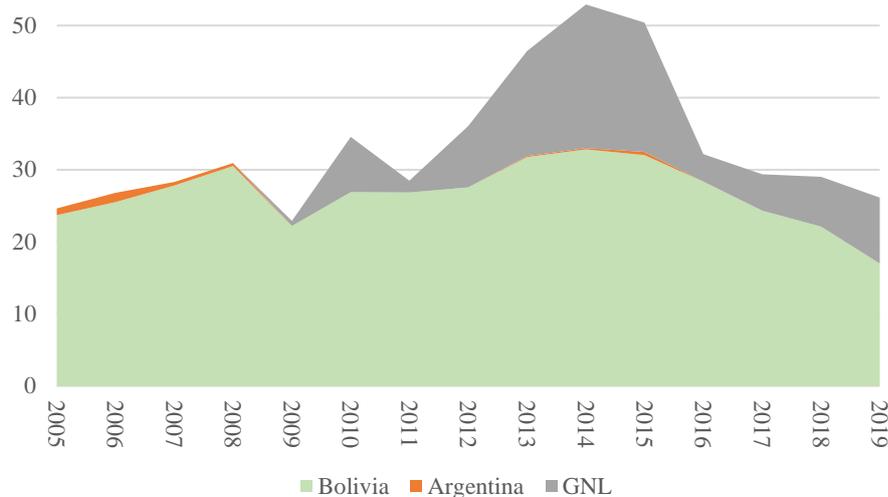


Figura 30: Evolução das diferentes fontes de importação de gás no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim mensal de gás do MME (MME, 2019).

O gás proveniente da Bolívia, que é o maior parceiro comercial deste elo para o Brasil, em 2019 representou 65% do total das importações – esse percentual, no entanto, como é possível perceber através da Figura 30, é variável e dependente de outros fatores que impactam a dinâmica das importações.

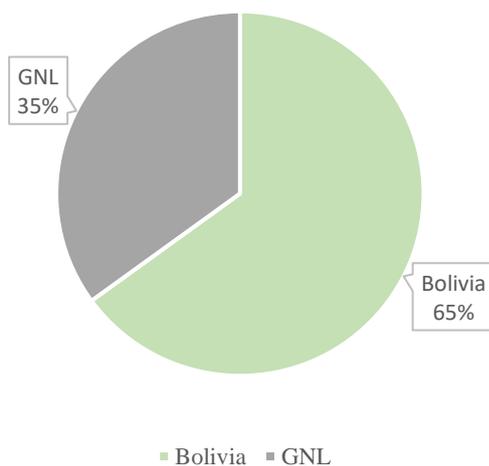


Figura 31: Média das fontes de importação de gás no Brasil para 2019. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

O início das importações de gás boliviano se deu em 1999, através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) – e se manteve relevante desde então. A Transportadora Brasileira Gasoduto

Bolívia-Brasil S.A. (TBG) foi estabelecida em 1997, com principal atividade econômica sendo a operação do trecho em território brasileiro do GASBOL, duto exclusivamente utilizado para importação de gás boliviano. Como mencionado anteriormente, a Petrobras tem 51% de participação acionária na TBG – parcela que faz parte dos desinvestimentos previstos para a estatal através do TCC acordado com o CADE.

Os contratos de compra de gás boliviano eram negociados, portanto, entre a Petrobras e a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), estatal boliviana, e estavam previstos para serem finalizados no final de 2019, quando uma chamada pública para contratação da capacidade da TBG seria realizada. No entanto, após diversos adiamentos e incertezas com relação a contratação da capacidade de transporte disponível, a renovação do contrato entre as estatais brasileira e boliviana foi realizada, a fim de manter a segurança do suprimento da demanda interna brasileira. A chamada pública e consequente contratação da capacidade de compra do gás boliviano por outros agentes ainda está por ser marcada.

No caso da importação de Gás Natural Liquefeito – GNL, os parceiros comerciais brasileiros se diversificam. Em 2019, foram vários os países que supriram a demanda para o país: Nigéria, Holanda, Trinidad e Tobago, Noruega, Camarões, Angola e Estados Unidos.

O perfil da dinâmica de importações de GNL já foi brevemente comentado na sessão 4.3, que aborda o consumo de gás no Brasil. Por ter em suas usinas hidrelétricas a maior fonte de geração de energia elétrica do país, representando cerca de 67% da matriz, a estabilidade do suprimento de eletricidade do país é diretamente dependente as suas condições pluviométricas em determinado período – à quantidade de chuva que mantém os volumes nos reservatórios nessas usinas.

Tendo experienciado períodos de insuficiência energética, e ciente do percentual que a geração hidrelétrica representa, o país tem direcionado esforços à consolidação de outras fontes alternativas de energia para as próximas décadas. As fontes renováveis de energia, principalmente a solar e eólica, têm apresentado um notável crescimento nos últimos anos – com previsões que apontam para uma evolução ainda mais acentuada nos próximos anos, devido principalmente a seus custos competitivos e tecnologias que permitem drástica redução dos impactos ambientais quando comparados com outras fontes de energia. No entanto, ainda assim, são também fontes intermitentes de energia – o que significa que precisam ser complementadas com outra geração que possa sustentar a demanda elétrica, independente das condições climáticas que se apresentam.

A geração termelétrica a partir de gás natural se apresenta como uma opção extremamente atraente, tendo em vista a estabilidade da continuidade de fornecimento de gás e sua dissociação com a situação climática. Este fornecimento tanto pode ser através de gás doméstico, quanto por GNL – no último caso, a flexibilidade que esta opção apresenta, bem como seus custos competitivos, mesmo quando comparados com o próprio gás doméstico, têm sido priorizados em novos projetos termoelétricos.

Os últimos leilões de energia no Brasil vêm mostrando o modelo bem-sucedido das usinas termelétricas a gás natural vinculadas a um terminal de GNL – que têm se mostrado altamente competitivas e com bons prospectos de viabilização do negócio. Esse panorama também é reflexo do mercado internacional de GNL, cujos preços se encontram nos menores níveis dos últimos 10 anos, em redução histórica devido a um intenso aumento da oferta global de gás (Petroangola, 2020).

A Figura 32 abaixo ilustra a média dos volumes de gás natural regaseificados nos terminais de GNL, em milhões de metros cúbicos por dia, desde 2009. Através dela, temos uma representação visual do padrão de dependência comentado nos parágrafos anteriores – entre os anos de 2012 e 2015, o país atravessou um período com baixos níveis de chuva, o que fez com que houvesse uma necessidade acima do que poderia ser suprida com a produção doméstica ou importações de gás boliviano para geração nas termelétricas. Também foram anos com períodos de sólido crescimento econômico e da atividade industrial, contribuindo positivamente com o crescimento de demanda do gás. Já no final de 2015, porém, houve uma melhoria considerável nos índices pluviométricos, e a economia apresentava índices de regressão econômica – tendências que modificaram drasticamente a demanda de importações de GNL em 2016, como pode ser observado.

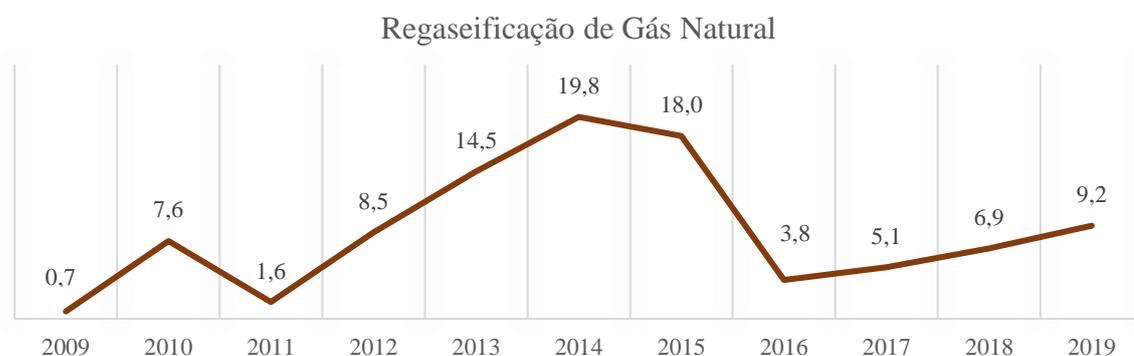


Figura 32: Evolução da regaseificação de gás no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME (MME, 2019).

A importação de GNL demanda a existência de terminais de regaseificação, que possibilitarão a reintrodução desse gás na malha de distribuição, em seu estado gasoso. Atualmente, existem três terminais de regaseificação autorizados a operar no país – todos de propriedade e sob operação da Petrobras. Juntos, oferecem uma capacidade de regaseificar 35 milhões de metros cúbicos por dia de gás. A Figura 33 ilustra a localização de cada terminal, e suas respectivas capacidades de atividade.



Figura 33: Mapa ilustrativo da localização dos terminais de regaseificação no Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de informações da Petrobras.

A Lei do Gás dispõe que proprietários dessas infraestruturas não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros. Os terminais de regaseificação são, no entanto, importantes vias de entrada de novos fornecedores de gás natural ao mercado, que possibilitam uma diversificação de oferta e concorrência a partir do mercado internacional de GNL, cada vez mais competitivo com as produções domésticas dos países.

O gráfico apresentado na Figura 34, elaborado a partir de dados disponibilizados pela ANP, indica as taxas de não-utilização para cada um dos terminais existentes, entre 2014 e 2018.

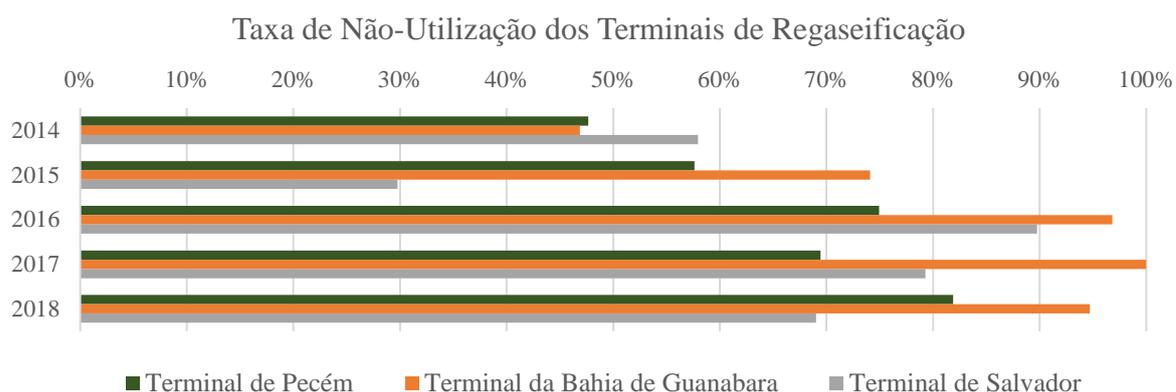


Figura 34: Evolução da taxa de não-utilização dos terminais de regaseificação brasileiros. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP (ANP, 2018).

A partir da Figura 34, é possível perceber que a maior taxa efetiva de utilização média dos terminais foi em 2014, com 49% - ano que apresentou intenso despacho térmico devido aos baixos níveis de chuva ocorridos. A média conjunta dos três terminais, para os anos considerados, foi de apenas 29% de utilização – representando, portanto, uma taxa de 71% capacidade ociosa. Mesmo com o significativo cenário de ociosidade, a ANP reporta que poucos foram os casos de agentes da indústria que buscaram obter acesso a essas infraestruturas – e que nenhuma das tentativas resultou na celebração de um acordo para o uso desses terminais. Na agenda regulatória da ANP, proposta a partir do programa Novo Mercado de Gás, está previsto que a agência se debruce sobre as questões de acesso aos terminais de GNL em 2023.

De acordo com nota técnica da EPE sobre o panorama dos terminais de regaseificação no país, em dezembro de 2019, além dos três terminais em operação mencionados, existiam outros dois em construção (Porto Sergipe, no estado de Sergipe; e Porto do Açú, no Rio de Janeiro) e outros vinte e um projetos que estão sendo considerados em fases de estudo (EPE, 2019). A maioria dos projetos apresentados no informe tem uma proposta de termelétrica a gás natural vinculada, a fim de ancorar os investimentos. É esperado que após a garantia dessa demanda âncora de gás às plantas termelétricas, esses empreendedores busquem conectar seus terminais à rede das companhias de distribuição estaduais, a grandes consumidores livres ou a gasodutos de transporte.

É importante ressaltar que, apesar da previsão da entrada de grandes volumes de gás decorrentes da região do pré-sal e da bacia de Sergipe-Alagoas, e com perspectiva, portanto, do aumento da competitividade do gás doméstico, as importações de gás natural liquefeito

continuarão a exercer um papel essencial no mercado brasileiro. Elas garantirão a complementariedade necessária às fontes intermitentes de geração elétrica, principalmente as renováveis, que tenderão a ocupar um espaço cada vez maior na matriz brasileira. Além disso, cabe destacar que o perfil de inflexibilidade de produção – já mencionado anteriormente, relacionado com os volumes de gás natural associados da região do pré-sal – dificulta a possibilidade desses volumes serem utilizados como fonte para as usinas termelétricas, que funcionam com despacho intermitente por demanda.

Com o Novo Mercado de Gás, a expectativa é de que se estabeleça um cenário de expansão desses terminais, que possibilitam uma maior diversificação da oferta de gás para o país, com maior número de agentes presentes, e com mais sinergia entre os setores elétrico e de gás – com o aumento esperado de plantas termelétricas a gás natural, supridas principalmente por GNL.

5.2.3. Exportação / Estocagem de gás

Ainda no segmento de *midstream*, estão as operações de exportação e estocagem de gás. No presente momento, o país ainda se encontra com considerável proporção do gás disponibilizado ao mercado advindo das importações, não atuando, então, na atividade de exportação de gás.

Existem diversas perspectivas, no entanto, que avaliam que a partir da entrada dos volumes esperados de gás natural do pré-sal e da bacia de Sergipe-Alagoas, essa dinâmica será alterada. No mínimo, para um cenário no qual o país terá uma produção doméstica autossuficiente de gás – muitos acreditam, porém, que existem grandes possibilidades do país inclusive se transformar em um exportador de gás (O Globo, 2017).

A ANP classifica a atividade de estocagem como qualquer armazenamento do gás natural em reservatórios, sejam eles naturais ou artificiais. O mercado brasileiro como é configurado, hoje, não possui operações nesse elo da cadeia. No entanto, isso se deu exclusivamente pela maneira como o mercado historicamente foi configurado – por se tratar de uma indústria de rede, inúmeros são os benefícios que a atividade de estocagem oferece, tendo em vista as complexidades advindas da natureza da indústria.

O desenvolvimento de tecnologias de estocagem que permitam lidar com o descasamento temporal e espacial entre demanda e oferta é esperado pela indústria de gás

brasileiro (Cenários Gás, 2018), e sua relevância se aprofunda ao se considerar os grandes futuros volumes de gás associados esperados. A estocagem possibilita um colchão de segurança maior de suprimento, e uma maneira de garantir o balanceamento da malha, ao permitir a armazenagem de excedentes e retirada instantânea caso quaisquer falhas de fornecimento.

Apesar disso, o mercado brasileiro ainda não avançou neste elo, carecendo inclusive de regulamentação específica para tal. Ainda assim, a EPE, como instituição que impulsiona os estudos e pesquisas que fornecem os pilares para o planejamento do setor energético do país, já vem demonstrando compreensão acerca da relevância do assunto – mais recentemente, com a publicação de uma nota técnica, no final de 2018, com extenso material sobre uma possível implementação da atividade de estocagem no mercado brasileiro, com análises de experiências internacionais, aspectos regulatórios e técnicos, finalizando com as próprias percepções sobre a viabilidade econômica e técnica para implementação no Brasil (EPE, 2018).

No elo de *midstream* tem-se um cenário no qual, a partir de uma decisão legislativa, o setor de transporte é aberto à participação privada, com a chamada Lei do Petróleo, em 1997. No entanto, a Petrobras seguiu sendo a responsável primária pela condução de investimentos no setor ao longo dos anos, e hoje toda a capacidade de transporte é contratada pela estatal.

A rede de transporte de gás tem um alcance reduzido em termos de área de cobertura, quando comparada com países com um mercado de gás mais desenvolvido, e fortemente concentrada na costa do país.

O quadro da importação de gás no país aponta para sua relevância atual e futura – representando cerca de 30% do gás entregue ao consumidor em 2019, e com crescentes perspectivas de aumento da competitividade internacional dos preços para GNL, a tendência é que continue a exercer considerável atuação na dinâmica do mercado de gás brasileiro.

Por fim, o *midstream* brasileiro apresenta potencial para o desenvolvimento de atividades de estocagem de gás, ainda não concretizadas no mercado; e possivelmente cenários de exportação de gás, com volumes futuros que podem trazer reais oportunidades de comercialização.

5.3. DOWNSTREAM

Como comentado anteriormente, a atividade de distribuição também é reconhecida como um monopólio natural, com regulação sob jurisdição de cada estado – que pode exercer tal atividade através de uma empresa pública, ou conceder a operação do serviço de distribuição a empresas privadas, em um regime de concessão exclusivo para determinada área.

São atualmente 27 distribuidoras no país, com alguns estados, como é o caso de São Paulo, com diferentes distribuidoras em diferentes áreas do estado. Alguns estados brasileiros ainda não possuem infraestrutura de distribuição de gás natural – e a área de cobertura da malha dentro de cada estado varia consideravelmente, com a maior parte da rede concentrada na região Sudeste do país. A Figura 35 ilustra a evolução, em quilômetros, da malha de distribuição de gás natural no país – entre 2000 e 2018, um notável crescimento de mais de 600% na extensão de infraestrutura pode ser observado.

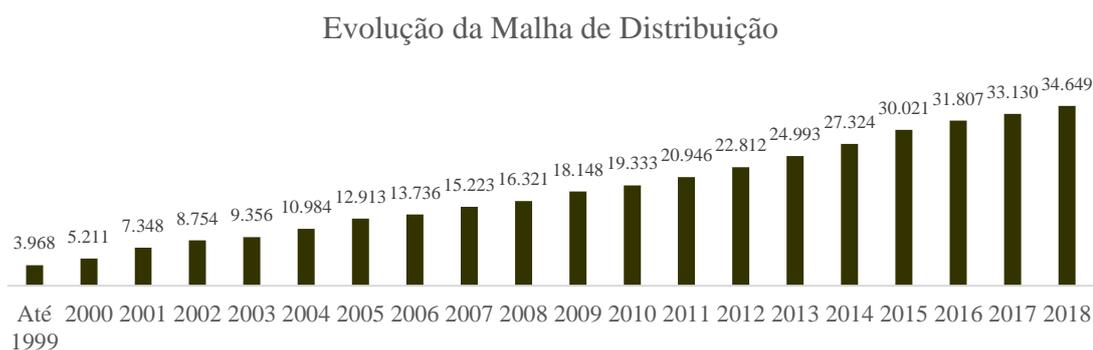


Figura 35: Evolução da malha de distribuição de gás brasileira. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do boletim mensal de gás do MME (MME, 2019).

Das 27 distribuidoras, a Petrobras possui participação indireta em 19 delas – através de 51% de participação na Gaspetro, *holding* com participação nas distribuidoras. A estatal vendeu os outros 49% em 2015, para o grupo japonês Mitsui, que já possuía participação direta em oito distribuidoras estaduais.

A Gaspetro, em 2018, representou cerca de 47% da movimentação total de gás das distribuidoras pelo país, atendendo mais de 500 mil clientes com uma malha de distribuição de mais de 10 mil quilômetros de extensão. Vale ressaltar, como já situado no capítulo sobre o Novo Mercado de Gás Natural, que a venda dos remanescentes 51% de participação da estatal está prevista no acordo através do TCC firmado com o CADE. O quadro de distribuição de gás no país é tal que são apenas quatro estados cujas distribuidoras não apresentam participação

indireta da Petrobras – Minas Gerais, com a Gasmig; Amazonas, Cigás; Gás-Pará; e MTGás no Mato Grosso. Vale reforçar que, conforme os termos do acordo, as empresas interessadas não poderão ter participação direta ou indireta na estatal ou em nenhuma de suas subsidiárias; e que deve também possuir total independência a outras atividades de outros elos da cadeia – impedindo, por exemplo, que produtoras ou transportadoras possam participar da venda.

De forma isolada, tem-se a Comgás (do grupo Cosan), atuante no estado de São Paulo, como maior distribuidora do país – em 2018, chegou a movimentar 14 milhões de metros cúbicos por dia na região. A CEG e a CEG Rio, com atuação majoritária no Rio de Janeiro, são ambas controladas pela Naturgy, e aparecem logo depois da Comgás em presença no mercado de distribuição de gás.

A figura do consumidor livre foi definida pelos termos da Lei do Gás, em 2009 – como um grande consumidor que teria a opção de “adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador”. A lei viria apenas a definir a figura desse consumidor, já que cabe aos Estados a regulamentação das atividades de comercialização e distribuição de gás.

Passados vinte anos dessa definição, foram apenas 13 os estados que estabeleceram essa figura em sua regulação – e com grandes disparidades entre eles, que destoam principalmente com relação ao volume mínimo de consumo para se enquadrar na definição; e nas condições necessárias para migrar para o mercado livre de gás. No Mato Grosso, por exemplo, o patamar mínimo para aderir ao mercado livre de gás é cem vezes superior àquele aplicado em Minas Gerais; alguns estados como o Rio de Janeiro separam as atividades de comercialização e distribuição, enquanto outros não.

O Novo Mercado de Gás prevê incentivos aos estados que adotarem as melhores práticas previstas, em uma tentativa de estabelecer uma padronização entre os estados. É esperado que a participação dessa figura cresça com o desenvolvimento do mercado e implementação das diretrizes propostas do programa.

O elo do *downstream* engloba, portanto, as atividades finais de comercialização do gás para os consumidores da ponta da cadeia – com seu alcance e capilaridade atualmente consideravelmente mais desenvolvidos na região sudeste e regiões costeiras do país, e ainda ausente em outras. São hoje 27 distribuidoras, das quais a Petrobras possui participação em cerca de 70% delas – com perspectiva futura de desinvestimentos, motivados pelo acordo com o CADE.

Sob regulação dos estados, cada companhia local de distribuição tem monopólio sobre sua região de atuação. O perfil de cada distribuidora estadual no que tange sua operação pública ou privada varia, bem como os critérios e regulações de determinadas temáticas regidas sob cada âmbito estadual. As disparidades entre algumas destas regulações podem, portanto, atuar como entraves ao estabelecimento de um mercado dinâmico de gás natural, principalmente no que tange questões relacionadas ao transporte e impostos do insumo (FGV Energia, 2019).

6. DESAFIOS PARA A TRANSIÇÃO DO MERCADO DE GÁS NO BRASIL: UMA SÍNTESE

Foram diversas as iniciativas governamentais, ao longo do tempo, bem como pleitos por parte de diferentes atores do setor de gás natural no Brasil, com esforços na direção da transição do mercado de gás brasileiro de um mercado concentrado na atuação da Petrobras para um mercado dito aberto à participação de agentes privados diversos, nos diferentes elos da cadeia.

O Novo Mercado de Gás, mais recente destes esforços, ficou marcado pela denominação dada pelo Ministro Paulo Guedes, que o anunciou como o próximo “choque de energia barata” (Estadão, 2019). Os resultados almejados do programa envolvem mais concorrência no mercado, a redução dos preços e o reforço no abastecimento energético do Brasil, com a solidificação do gás em sua matriz.

Dando suporte à iniciativa, a Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace) enviou uma carta ao Ministro da Economia, Paulo Guedes, sinalizando que “preços competitivos de gás e energia elétrica podem agregar 1% de crescimento anual ao PIB brasileiro, gerando 12 milhões de empregos no mesmo período” e ainda que “a indústria do gás natural e dos produtos associados podem aumentar em R\$ 60 bilhões por ano os investimentos no país, gerando mais de quatro milhões de empregos” (Governo Federal, 2020).

A efetividade da abertura e atratividade do setor de gás natural para agentes privados nacionais e internacionais dependerá de uma diversa gama de fatores, dentre os quais destacam-se o sucesso da implementação das diretrizes regulatórias propostas, o diálogo e coordenação entre os setores que integram o sistema energético do país e dialogam com a indústria de gás, bem como o apetite dos agentes do setor, principalmente produtores de gás natural, por tomarem os riscos em investimentos que impulsionarão o mercado – que estará diretamente relacionado ao desdobramento do crescimento econômico e desenvolvimento social no país.

Os elementos envolvidos na transição do mercado de gás brasileiro apresentam alto grau de complexidade, e se delineiam em um ambiente dinâmico com alta participação de diferentes agentes interligados.

A partir das considerações tecidas até o presente capítulo – que fornecem ferramentas necessárias para compreensão do estado atual do setor de gás natural do Brasil – este capítulo

se debruça sobre o desenvolvimento de uma investigação sobre os desafios, e, eventualmente, oportunidades, postos pelo atual cenário.

Trata-se de um diagnóstico sobre a configuração da indústria de gás tal qual como se apresenta, e suas implicações sob a ótica das produtoras de gás natural. A identificação destes desafios (e oportunidades) relevantes será um ponto de partida essencial para o próximo capítulo, que trará um ensaio sobre discussões estratégicas neste cenário. Tais pontos serão estruturados a seguir na forma de tópicos, com o intuito de facilitar a discussão individualizada sobre cada um.

6.1. ACESSO E AMPLIAÇÃO DA REDE DE INFRAESTRUTURA – ENFOQUE NO PRÉ-SAL

Um desafio imediato que se coloca para o mercado é relacionado ao acesso a infraestruturas essenciais, como dutos de escoamento e unidades de processamento – que atualmente é obrigatório por lei. Nas diretrizes do TCC com o CADE, a Petrobras se compromete a ceder as capacidades adicionais desses ativos de sua propriedade em caráter não-discriminatório a outros agentes do mercado. Como já abordado, esses são ativos essenciais para permitir a monetização do gás natural através de sua venda ao mercado – a diversificação da oferta e aumento da competição, depende, portanto, diretamente desse movimento de cessão da estatal.

Essa é uma complexidade, no entanto, que se apresenta só a curto prazo. No médio e longo prazo, mesmo que as questões de acesso sejam resolvidas, o resultado das prospecções de volumes futuros de gás aponta que será necessária uma ampliação da rede de infraestrutura

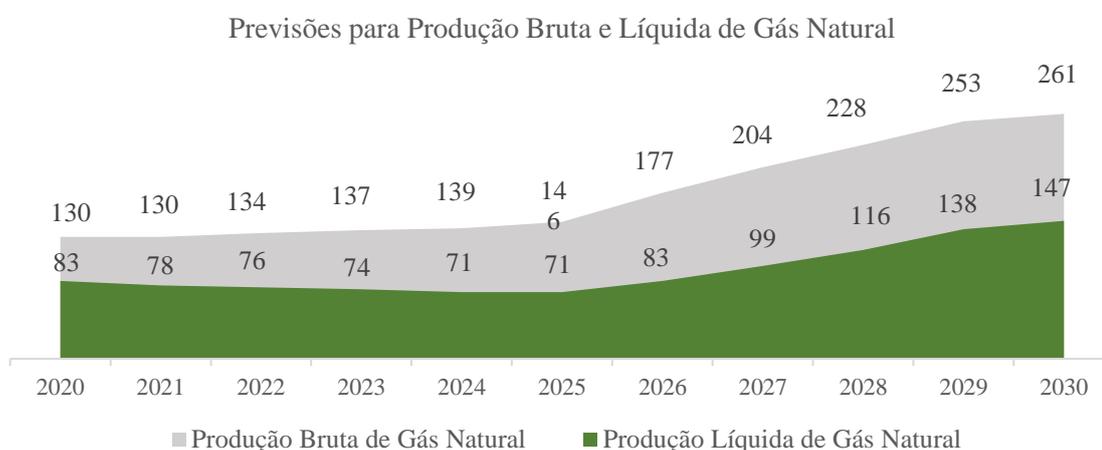


Figura 36: Previsões de produção de gás natural. Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EPE.

disponível para que seja possível viabilizar a comercialização do gás ao mercado doméstico. A Figura 36 ilustra as previsões de produção bruta e líquida de gás natural, até 2030. Para fins comparativos, vale lembrar que em dezembro de 2019, a produção bruta nacional foi de 122 milhões de m³/dia.

A produção líquida é obtida ao se reduzir da produção bruta as estimativas de reinjeção de gás, queimas, perdas e consumo nas plataformas. As estimativas apresentam um crescimento médio anual de 7,8% para a produção líquida de gás. Os principais condutores para o crescimento da produção de gás serão as produções advindas das bacias de Campos e Santos, na região do pré-sal, e da bacia de Sergipe-Alagoas (EPE, 2019).

A maior proporção da produção continuará a ser de gás associado – para 2029, apenas as bacias de Campos e Santos juntas corresponderão a 84% do total previsto, ambas com produção em campos associados (EPE, 2019). Esse tipo de produção, como já mencionado anteriormente, acrescenta algumas complexidades às estratégias de monetização, na medida em que surgem questões relacionadas a garantir de escoamento e sincronicidade da produção com o petróleo.

Considerando apenas a produção advinda dos campos do pré-sal, portanto, que representará a maior parte do crescimento futuro de gás, as projeções da EPE estão ilustradas na Figura 37:

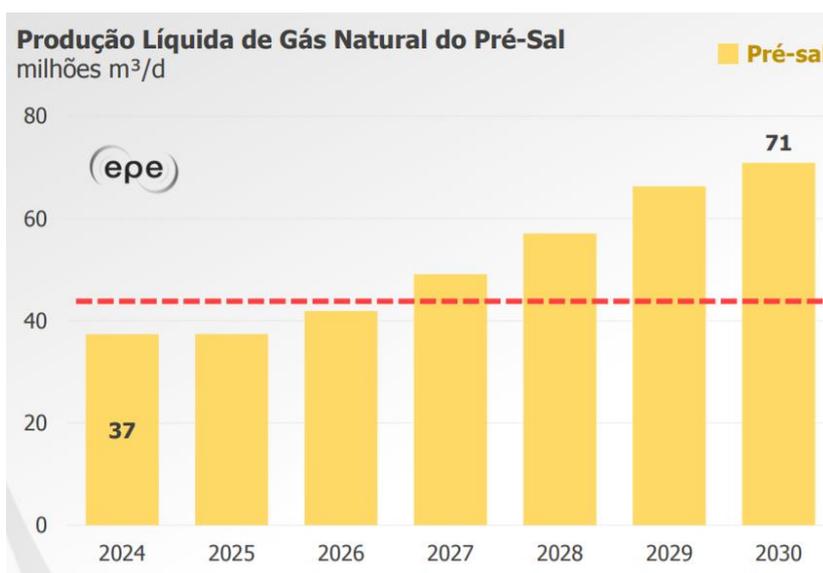


Figura 37: Previsão da produção líquida de gás natural do pré-sal. Fonte: EPE, link: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>.

O tracejado em vermelho na Figura 37 representa a capacidade instalada de escoamento existente para as produções do pré-sal, atualmente realizado através das Rotas 1 e 2, atualmente em operação, que, juntas, somam uma capacidade de escoamento de 26 milhões de m³/dia.

A chamada “Rota 3”, tracejada na Figura 38, está em construção, e trará uma capacidade adicional de escoamento de 18 milhões de m³/dia, com previsão para início de operação no presente ano de 2020. Juntas, as três rotas somarão, portanto, uma capacidade de 44 milhões de metros cúbicos escoados por dia.

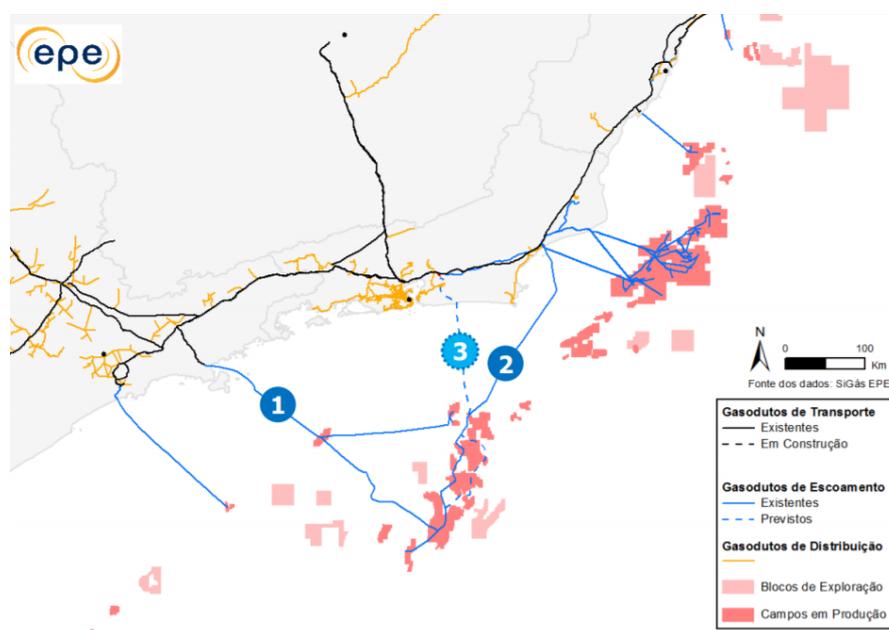


Figura 38: Ilustrativo das rotas de escoamento de gás do pré-sal brasileiro. Fonte: EPE.

Ao comparar a capacidade atual da infraestrutura de escoamento com as previsões de produção da EPE, é possível perceber que a capacidade instalada atingirá seu limite em 2026, e ampliações de infraestrutura seriam necessárias já para 2027.

Projetos de gasodutos de escoamento são de natureza intensiva em capital, complexos, que demandam longa maturação financeira e requerem anos após o início do projeto para que efetivamente comecem a entrar em operação. Seus investimentos são da ordem de bilhões de reais (EPE, 2019), e devem cumprir extensos e rigorosos requisitos ambientais e sociais para sua aprovação. Além disso, são projetos que são usualmente desenvolvidos a partir de parcerias, o que traz esforços adicionais à complexidade de estruturação e implementação.

Dessa forma, para evitar gargalos na capacidade de escoamento da produção, seria necessário que a estruturação destes projetos já estivesse sendo encaminhada, de forma a evitar que em 2027 o cenário não permita o escoamento total da produção líquida de gás (que já conta, portanto, com as estimativas de reinjeção, queima, etc).

Com este cenário, as produtoras de gás natural enfrentarão dificuldades para escoamento da produção de seu gás considerando a infraestrutura atualmente existente no país. A Petrobras, historicamente a maior investidora em ativos desta natureza, hoje atravessa um período de altos desinvestimentos, indicando sua intenção de redução ou completa saída nos elos de *mid* e *downstream* de gás natural, com concentração de esforços nos ativos de E&P (Petrobras, 2020).

A questão que se apresenta incerta é, portanto, quem serão os agentes a fomentar esse tipo de investimento na cadeia de gás no Brasil.

Como discutido, serão necessários investimentos massivos, com retornos que se apresentam a longo prazo, e com uma linha do tempo que se apresenta desafiadora dadas as indeterminações do mercado atualmente. É improvável que tais investimentos sejam liderados por um conjunto reduzido de agentes do setor, e sua janela de implementação é cada vez encurtada ao longo do tempo, visto que seu período de maturação e conclusão é alto, e gargalos já estão previstos para 2027 – sejam eles realizados a partir de consórcios de diferentes produtoras de gás natural; a partir de um *player* externo, que participará apenas deste segmento oferecendo o acesso a tais infraestruturas como serviço; ou a partir de mega projetos com fomento governamental através do BNDES, por exemplo. Esta questão se apresenta como extremamente relevante para as produtoras de gás no que concerne a suas oportunidades futuras para comercialização de gás.

6.2. DESENVOLVIMENTO DA DEMANDA

Outro dilema-chave para a monetização dos volumes de gás brasileiro envolve a promoção de uma demanda estável que justifique a produção de tais volumes. Para amparar as decisões de investimento finais da produção de reservatórios, bem como justificar investimentos necessários em infraestrutura de transporte e distribuição, é preciso que seja identificada uma demanda que ofereça um colchão de estabilidade como âncora.

Exemplos de grandes consumidores clássicos de gás são o setor industrial – representados por empresas como Vale, Ambev, Braskem, Gerdau, entre outras que já

publicamente anunciaram suas expectativas pela redução do preço do gás e os positivos impactos esperados em sua produção. E o setor de geração elétrica, com as termelétricas.

No primeiro caso, incertezas com relação à situação econômica do país e, por conseguinte, sua atividade industrial, podem expressar barreiras a garantias de uma demanda estável por gás. No caso das termelétricas, como já comentado, a geração de eletricidade pelo gás vem sendo crescentemente utilizado como complementar à produção hidrelétrica do país, que é sazonal.

O que ocorre, portanto, é que são consumos de natureza intermitente – fato que vai de encontro às especificidades da maior parte dos volumes prospectados para o cenário de gás brasileiro, que é advinda da produção do pré-sal, ou seja, de gás associado. Quando o gás está sendo produzido em campos não-associados, é verossímil que se desenvolvam estratégias para redução ou até mesmo ruptura da produção. Já no caso do gás associado as complexidades se multiplicam, e se torna nada trivial embutir o caráter intermitente para a produção – o que representaria também uma interrupção da produção de petróleo, com indesejáveis implicações financeiras.

Para o consumo termelétrico, o cenário ainda confronta o aumento da competitividade do GNL internacional e sua atrativa flexibilidade de suprimento que o favorece nas questões de intermitência de geração.

Sem o aumento e estabilização de uma ponta de consumo firme, é provável que a ponta da produção não esteja disposta a assumir os riscos envolvidos, e preze por alternativas que não envolvam os volumosos investimentos necessários em infraestrutura para monetização desse gás, como por exemplo a manutenção das altas taxas de reinjeção de gás.

Essa demanda, portanto, somente poderá ser fomentada a partir de ações de crescimento e desenvolvimento do mercado brasileiro como um todo, com especial atenção aos setores industriais que utilizam o gás como matéria prima e às demandas para geração elétrica a partir do insumo. Caso o cenário com relação à demanda não se estabilize em patamares que ofereçam segurança e justifiquem os investimentos necessários, as medidas necessárias ao desenvolvimento do mercado de gás poderão não se concretizar.

6.3. HARMONIZAÇÃO ENTRE AS REGULACÕES ESTADUAIS

Como já descrito, os Estados possuem competência sobre os serviços de distribuição e comercialização de gás, enquanto aos outros elos da cadeia de gás cabem a regulação a nível federal. A indústria de gás natural é uma indústria de rede, com necessidade de interligação entre todos os seus elos. Existe, portanto, a possibilidade de descompasso entre as políticas públicas de âmbito federal, e as autonomias dos Estados no que diz respeito à distribuição de gás – que podem representar entraves ao desenvolvimento do mercado.

Hoje existem alguns desafios que surgem a partir dessas diferenças entre regulações estaduais.

O primeiro deles é referente à questão tributária – como cada Estado tem autonomia para tratar da regulação econômica nos serviços de distribuição de gás, os impostos aplicados podem diferir entre eles. No transporte de gás, por exemplo, os diferentes valores para o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – comumente referenciado apenas por sua sigla, ICMS – aumentam a complexidade para o transporte de gás entre Estados.

Outra disparidade é referente à figura do consumidor livre – que permite aos grandes consumidores a aquisição de gás natural diretamente de produtoras de gás. Como visto, atualmente as regulamentações referentes a essa figura são pouco efetivas e não uniformes. Em muitos Estados, essa figura ainda não é regulamentada; em outros, as diretrizes para migração não são claras e acabam sendo entraves à migração efetiva para o ambiente de mercado livre. Ademais, entre os Estados que regulamentaram essa figura, são diferentes os volumes mínimos para enquadramento e distintas as regras e critérios para a transição. Essas assimetrias acabam aumentando o esforço regulatório necessário, bem como os custos de transação de consumidores e produtores que precisam compreender e se adequar as regras de cada estado (ABRACE, 2019). A Figura 39 a seguir ilustra o panorama atual da regulamentação do consumidor livre em cada estado.



Figura 39: Mapa da regulação do consumidor livre no Brasil. Fonte: Agenera RJ.

Essa agenda é tão prioritária, que o Novo Mercado de Gás prevê diversos incentivos para que os governos estaduais se envolvam na absorção das propostas do programa que buscam por uma harmonização entre essas regulações estaduais.

Entre os instrumentos utilizados, estão o Programa de Equilíbrio Fiscal (PEF) e o Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE).

O primeiro, trata da possibilidade de que estados com problemas fiscais poderão receber garantias da União para operações de crédito futuras, desde que se comprometam com a adoção das reformas e boas práticas regulatórias que sigam as diretrizes do programa.

O segundo caso se refere à possibilidade de transferência de recursos da União, advindos das participações no setor de óleo e gás, para os Estados – parte desses recursos seria, portanto, distribuída com base em indicadores relativos a melhorias na regulação estadual de gás natural (FGV, 2019).

Em síntese, esses esforços conjuntos na direção dos ajustes regulatórios a nível dos estados, entre os últimos e os agentes governamentais, são essenciais para possibilitar um ambiente de maior competição para o gás – na medida em que são ações que se mostrarão atraentes para determinados investimentos, preza pela competitividade do insumo através da tentativa do estabelecimento de um ambiente homogêneo entre os estados, no que diz respeito aos impostos aplicáveis ao gás e fomenta a figura do consumidor livre. Caso tais ajustes não

sejam efetivados, é possível que as produtoras de gás encontrem dificuldades às possibilidades de monetização do gás natural, e o mercado tenha sua velocidade de desenvolvimento reduzida.

6.4. FORTALECIMENTO DA ANP E ESTABILIDADE REGULATÓRIA

Ao longo dos anos, desde sua instituição em 1997, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis tem tido suas responsabilidades e influências alargadas conforme desenvolvimento do setor energético do país. Com o programa Novo Mercado de Gás, a agência novamente ganha novos contornos para sua atuação regulatória, o que demandará o desenvolvimento de novas competências e capacitações.

A perspectiva para o mercado de gás é de que este caminhe para um ambiente com maior número de agentes e complexidades – no qual a ANP deverá estar preparada para lidar com novos processos e interfaces regulatórias. O ecossistema de negócios que se espera construir envolve o aumento significativo das atividades de todos os segmentos da cadeia de gás natural, com novos participantes e operações que trarão novas demandas para todas as áreas da agência que atuam na regulação e fiscalização desse mercado.

A efetividade do desenvolvimento do mercado de gás dependerá da efetiva implementação das diretrizes e regulamentações propostas. A atuação da ANP, como principal órgão regulador da indústria, enviará sinais ao mercado sobre a estabilidade do ambiente regulatório e comprometimento com as reformas propostas.

Como é uma indústria que, por natureza, envolve projetos com prazos de maturação superiores a 10, 15 anos, com contratos também de longo prazo, as decisões de investimento e financiamentos serão influenciadas diretamente pelo fator político (FGV, 2019). O fortalecimento institucional da agência e seu comprometimento com as diretrizes propostas terá um papel fundamental. A manutenção do cronograma da agenda regulatória, mesmo frente a eventuais mudanças no cenário político (considerando também os ciclos eleitorais previstos) será uma sinalização fundamental ao mercado.

Qualquer processo de liberalização através de reformas regulatórias envolve grandes curvas de aprendizado. A ANP, no entanto, possui uma janela curta de tempo para desenvolver aprendizados empíricos a partir de tentativas e erros, ao buscar as melhores práticas internacionais e tentar adaptá-las ao ambiente brasileiro – a agência precisará otimizar seus

recursos e pessoal para conseguir cobrir todas as prioridades que se colocam, na velocidade que o governo e o mercado requerem.

A transição do mercado de gás é um processo com alto grau de complexidade, e diversos elementos-chave e agentes que precisam interagir para sua efetivação. Os desafios e oportunidades que surgem a partir de tal reconfiguração do mercado são variados. O presente capítulo se propôs a pensar os desafios críticos, sob a ótica das produtoras de gás natural – como se desenvolvem e impactam tais agentes.

As ambições de ampliação da competitividade de oferta de gás natural são desejáveis do ponto de vista do desenvolvimento como um todo da indústria do gás brasileira, bem como para as produtoras de gás que se encontrarão adiante de maiores possibilidades de monetização de seu gás. Questões centrais para estes agentes, no entanto, se concretizam ao longo da trajetória, se concentrando em torno do acesso e ampliação das redes de infraestrutura disponíveis, essenciais para permitir a movimentação do insumo; o desenvolvimento de uma demanda estável, com patamares que justifiquem os investimentos necessários aos projetos de produção de gás natural; a harmonização de regulações estaduais, que permitam um ambiente com condições de mercado integrados em termos geográficos; e o fortalecimento da ANP como órgão responsável pela regulamentação da indústria, possibilitando uma estabilidade regulatória necessária ao mercado.

6.5. REFLEXÕES SOBRE O CENÁRIO À FRENTE

O presente capítulo estabeleceu uma perspectiva sobre os principais desafios que se apresentam à frente para a transição do setor de gás brasileiro para um mercado mais competitivo, com participação de outros agentes e com seus elos “desverticalizados” – e consequentemente com reflexos diretos na penetração deste insumo na matriz brasileira, bem como seu preço para os consumidores finais.

As incertezas presentes, no entanto, são muitas. O que virá antes? O desenvolvimento da demanda, ou a ampliação de infraestrutura? A harmonização das regulações estaduais, a fim de desenvolver um ambiente de mercado mais propício para a monetização do insumo ou o fortalecimento da agência reguladora, que está à frente da transição do mercado? Essas são partes das perguntas que se concretizam ao olhar o cenário à frente, e que se materializam como grandes incertezas para o mercado de gás.

Não será apenas o esforço de uma frente específica, ou de um determinado agente, que resultará na efetividade das propostas que estão sendo encaminhadas. Os desafios não serão resolvidos de forma ordenada ou hierárquica – ao contrário, as iniciativas almeçadas só serão efetivas caso haja uma abordagem sistêmica, com todas as partes envolvidas dialogando e trabalhando em conjunto.

Além das questões apresentadas, intrínsecas à natureza do mercado brasileiro, a questão da incerteza macroeconômica é transversal, e será um complemento fundamental no ambiente de transição do gás brasileiro. As questões e análises sobre o desenvolvimento econômico brasileiro serão essenciais para as possibilidades de destravamento dos desafios mencionados.

Os resultados econômicos relacionados à pandemia causada pelo Covid-19 apresentaram quedas expressivas no mundo todo (G1, 2020). As incertezas quanto ao ambiente de mercado foram aprofundadas, e exercem um impacto direto nas prospecções das atividades econômicas de um país. Monica de Bolle, renomada economista e atual professora da Universidade Johns Hopkins, em entrevista ao G1 em 2020, afirma que “ao olharmos os dados mais macroeconômicos, a incerteza leva ao fim dos investimentos. Países como o Brasil não terão investimento, enquanto os países com controle do vírus terão algum investimento. O descontrole com o vírus afeta a capacidade de recuperação futura” (G1, 2020). Nouriel Roubini, também outro conhecido nome da economia, professor da *New York University's Stern School of Business*, afirmou em entrevista para o Project Syndicate que o choque do Covid-19 para a economia global foi mais rápido e mais intenso do que os impactos derivados da crise financeira de 2008 e até da Grande Depressão (Project Syndicate, 2020).

O próximo capítulo trará uma análise sobre perspectivas estratégicas, dado este cenário. Será realizada uma breve introdução sobre estratégia corporativa, bem como uma síntese sobre as estratégias de três relevantes *players* multinacionais do mercado de gás natural brasileiro, ou seja, como estas corporações estão se ajustando para estes desafios. Proposições de iniciativas estratégicas potenciais serão realizadas, e, ao final, um balanço sobre a transição do mercado de gás.

7. ENFRENTANDO OS DESAFIOS: INICIATIVAS ESTRATÉGIAS CORPORATIVAS DESDE O OLHAR DE MULTINACIONAIS PRODUTORAS DE GÁS

O presente capítulo se desenvolve a partir da motivação por uma investigação crítica sobre posicionamentos estratégicos corporativos durante a transição do mercado de gás brasileiro. O intuito é a apresentação, a partir do olhar da autora, de propostas de iniciativas estratégicas corporativas, desde a ótica de multinacionais produtoras de gás natural no país – apoiando-se a partir da literatura disponível sobre estratégia corporativa, das especificidades da indústria de gás natural, do contexto brasileiro até aqui caracterizado, e de perspectivas pessoais com relação às movimentações futuras para o setor.

Para os produtores de gás natural, o momento atual de transição indústria de gás brasileira é singular – tanto em termos de desafios, quanto de oportunidades. Existe uma convergência de interesses inédita, marcada pelo reposicionamento estratégico da Petrobras, *player* dominante do mercado, em direcionar seu foco para sua solidificação nos segmentos de exploração e produção, buscando sua saída dos segmentos de *mid* e *downstream* do setor de gás natural, através de uma série de desinvestimentos já realizados e outros programados; bem como do acordo assinado com o CADE que promove ações no sentido de diminuir a participação da companhia no setor de gás natural. Com essa expectativa de redução da participação da estatal, novas dinâmicas se constroem no mercado.

A partir do olhar da autora, este capítulo se propõe a realizar, portanto, um esboço de “iniciativas estratégicas corporativas adequadas”, desde a ótica de uma produtora de gás. As análises aqui propostas são fruto da bagagem acadêmica adquirida ao longo da graduação e da literatura trabalhada para o presente projeto, e representam perspectivas pessoais acerca da evolução do cenário de gás brasileiro, no sentido de estabelecer uma segunda síntese da situação desde um exercício sobre potenciais estratégias corporativas.

Cabe ressaltar que as perspectivas a seguir serão delineadas considerando uma produtora de gás que já estaria com sua atuação estabelecida no mercado brasileiro, com operações que tenham alcançado um nível de maturidade regular. Desconsidera, portanto, possíveis novos entrantes ou empresas que estariam em sua curva inicial.

O capítulo se estrutura a partir de uma breve discussão sobre estratégia corporativa, que fornecerá as bases conceituais para as perspectivas que virão a ser delineadas. Em seguida, uma análise sobre os posicionamentos de três dos principais atuais *players* do setor de gás natural

brasileiro e, por fim, um ensaio sobre proposições estratégicas adequadas considerando a perspectiva das produtoras de gás natural, frente aos desafios e oportunidades já apresentados nos capítulos anteriores.

7.1. BREVE APRESENTAÇÃO SOBRE ESTRATÉGIA CORPORATIVA

A palavra “estratégia” tem registros de origem na Grécia Antiga, e era usada para designar a ideia da “arte do general” (STEINER e MINER, 1981). Desde então, inúmeros conceitos, significados e aplicações vem sendo atribuídos à palavra, que de forma alguma assume uma única e definitiva interpretação – sendo utilizada com diferentes dimensões e complexidades a depender do contexto. Ainda assim, a partir desses conceitos, encontra-se um ponto de interseção ao se aludir a ideia de estratégia como práticas que serão deliberadamente executadas com o intuito de se atingir um objetivo conhecido.

A “estratégia corporativa”, por sua vez, ganhou força a partir da década de 80, a partir de grandes observações de reestruturações organizacionais impulsionadas principalmente pelo intenso desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente nos meios de comunicação, que permitiram o estabelecimento de uma dinâmica de integração empresarial a nível global, como nunca antes visto – o conceito portanto emergiu englobando o conjunto amplo de decisões e ações nas dimensões organizacional, financeira e de portfólio (WRIGHT, KROLL e PARNELL, 2000).

A estratégia corporativa se observa no âmbito de uma corporação como um todo. Será o padrão de decisões que serão intencionalmente elaboradas, e determinarão seus objetivos, produzirão suas políticas principais e planos para que tais objetivos sejam alcançados, além de definir a amplitude do negócio que a companhia buscará (FOSS, 1997). Nas palavras de Porter (1999), a estratégia corporativa como aquela da “totalidade do grupo empresarial”.

Rothaermel (2017), em uma elaboração compartilhada também por Ghemawat (2000), define três dimensões pertencentes à estratégia corporativa. Em suas palavras:

A estratégia corporativa determina as fronteiras de uma firma em três dimensões: integração vertical, ao longo da cadeia de valor; diversificação (ou integração horizontal) de produtos; e escopo geográfico, seja regional, nacional ou global.

De forma sintetizada, a dimensão vertical diz respeito aos negócios que a empresa desenvolverá, dentro da cadeia de produção de um determinado produto/serviço oferecido; a dimensão horizontal, relacionada a uma escala e variedade de bens e serviços oferecidos; e por fim o escopo geográfico, que determina a amplitude dos negócios considerando aspectos de limites locais, regionais e nacionais.

Em um ambiente competitivo, empresas buscarão garantir um posicionamento melhor frente a suas competidoras. Collis e Montgomery (1998) sugerem o conceito de “vantagem corporativa” que definem como a vantagem competitiva que empresas ganham em cada determinado ramo de negócios a qual pertencem.

Ter uma profunda compreensão da configuração do setor no qual uma empresa se insere será, portanto, base primordial para a definição de uma estratégia coesa. Richard Rumelt (2011) afirma que o núcleo necessário para uma boa estratégia contém três elementos principais: um diagnóstico que explica a natureza dos desafios, endereçando os aspectos críticos identificados; uma política-guia que orientará as ações que deverão ser deliberadas; e por fim, portanto, um conjunto de **ações coerentes e coordenadas**, que deverão refletir a política-guia.

Nesse sentido, podemos fazer uma analogia com a construção do presente trabalho e deste capítulo em. Até o momento, os capítulos foram tecendo um extenso diagnóstico sobre a configuração atual do setor de gás natural brasileiro, culminando com o Capítulo 6, onde se consolida os principais desafios que se põe à frente da transição do mercado. A seguir será apresentada uma análise sobre o que três dos principais agentes do setor de gás natural brasileiro, para além da Petrobras, estão fazendo e como estão se posicionando, em termos de estratégia corporativa, nesse contexto. Por fim, o capítulo propõe ações estratégicas, no contexto dos diagnósticos sobre a transição do mercado, oportunidades e desafios tecidos ao longo deste trabalho.

7.2. SOBRE OS PRINCIPAIS *PLAYERS* MULTINACIONAIS DO MERCADO: ESTRATÉGIAS EM CURSO

A indústria de gás natural tem fortes particularidades – que são aprofundadas pelo contexto brasileiro. Os projetos do setor envolvem grandes decisões de investimentos e aportes de capital com considerável antecedência ao início de produção, e são ancorados em um ambiente de estabilidade e previsibilidade que não podem ser esperados no cenário do país, ao

menos em curto prazo. O destino de volumes de produtoras privadas que serão produzidos entre 2024 e 2026 dependem de decisões que precisão ser tomadas na janela entre 2020 e 2021 (Gas Energy, 2019).

Considerando o setor de *upstream*, portanto, onde se localizam as produtoras de gás, é extremamente improvável encontrar empresas que atuem no setor apenas com a produção exclusiva de gás. Principalmente no contexto brasileiro, de vasta exploração em águas profundas, com reservatórios em campos associados, os aportes financeiros necessários são da proporção de bilhões de dólares, e são ancorados principalmente nos volumes de petróleo obtidos. São empresas, portanto, de “óleo e gás”, ou de forma mais abrangente, que se classificam como empresas de “energia”.

A perspectiva de uma empresa de energia, com atuação ampla em diversas atividades dentro desse espectro, será utilizada como diretriz para as reflexões que aqui serão propostas. A diversificação de portfólio é uma questão chave no ecossistema de energia, que opera com consideráveis horizontes temporais entre o momento de decisão de investimentos e seus retornos financeiros, e tem sua complexidade aprofundada pelas incertezas que flutuam no cenário brasileiro. A diversificação das atividades se baseia na perspectiva de que diferentes investimentos ou tipos de ativos irão responder de formas diversas a situações do mercado – e, no longo prazo, essa estratégia poderá contribuir para minimizar os efeitos da volatilidade do setor.

A presente seção se propõe a apresentar uma breve análise do atual posicionamento de três fortes produtoras de gás no mercado brasileiro – a Shell Brasil, a maior produtora privada de gás do país, em termos de volume; a Equinor Brasil, que está entre os dez maiores participantes do mercado, com prospectos de volumes futuros solidificariam fortemente sua posição; e a Total, também com extensa presença no segmento de exploração e produção e que vem diversificando seu portfólio em outras atividades da cadeia do gás. Com a progressiva redução da presença da Petrobras no mercado de gás natural brasileiro, estas são algumas das empresas que estarão na linha de frente da transição do mercado.

A Figura 40 busca ilustrar a partir de uma perspectiva macro as diferentes atuações das empresas em atividades relacionadas ao setor de gás natural. A seguir, a atuação de cada companhia será descrita.

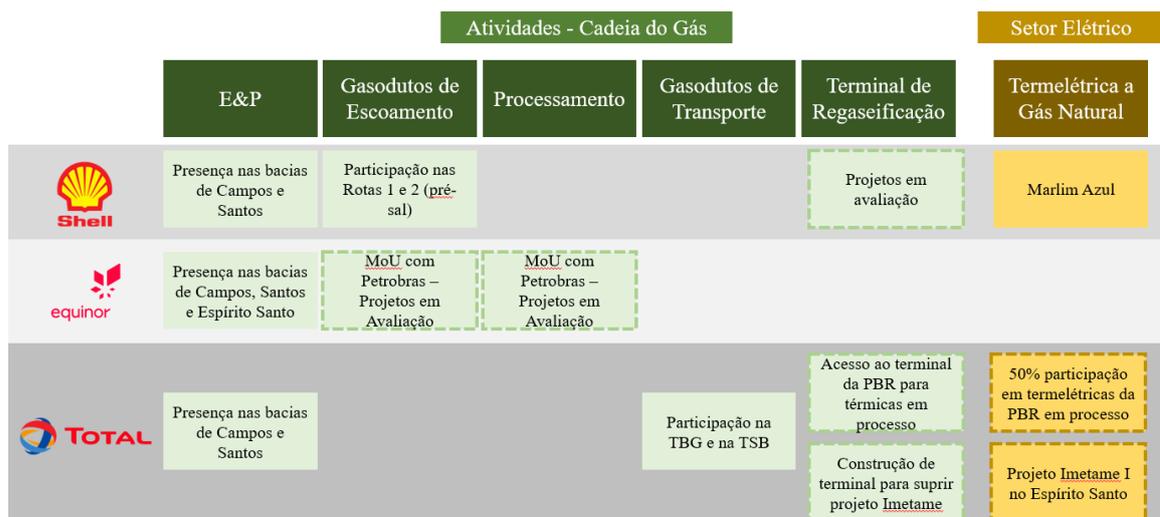


Figura 40: Participação de produtoras na cadeia de gás. Fonte: Elaboração própria.

7.2.1. Shell Brasil Petróleo

Fundada na Inglaterra, em 1897, a Shell começou como uma pequena empresa comercial, até que sua junção com a Royal Dutch Petroleum se concretizou em 1903, e impulsionou a cenário no qual hoje representa uma das maiores empresas de energia do mundo. Em 2016, tinha operações em mais de 60 países, com mais de 90.000 funcionários ao redor do globo e uma receita de aproximadamente 230 bilhões de dólares.

A Shell Brasil Petróleo está presente no Brasil há 107 anos, e hoje é a segunda maior produtora de gás no país – atrás apenas da estatal. Apesar de ser a segunda maior produtora, e ter seus volumes de produção consideravelmente maiores que outros *players*, a Figura 41 ilustra a diferença ainda mais abismal dos volumes produzidos por ela e pela Petrobras, desde janeiro de 2019.

Apesar do nome oficial como Shell Brasil Petróleo, a companhia se entende como uma empresa de energia, e tem atuação em diversos segmentos da indústria, do *upstream* ao *downstream* também da cadeia de petróleo.

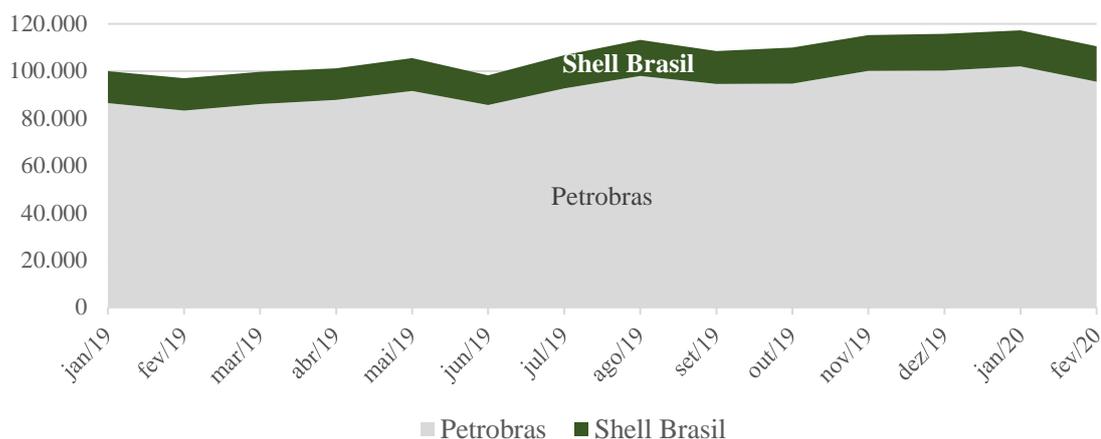


Figura 41: Evolução do *share* de gás da Shell Brasil. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Boletim de Produção da ANP (ANP, 2019).

A Shell tem tido um desempenho de destaque durante os últimos leilões da ANP, realizando a adição de diversos blocos na região do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, para seu portfólio. Além disso, tem presença ativa nos debates acerca da estruturação do mercado de gás, procurando exercer sempre seu *lobby* muito presente principalmente nos diálogos com a ANP – a agência disponibiliza os comentários e sugestões recebidos durante consultas públicas realizadas, e é possível sempre encontrar contribuições da companhia.

No que tange a presença da Shell na cadeia de valor do gás, a companhia não se restringe apenas ao segmento de exploração e produção. A Figura 40 buscou oferecer uma perspectiva ‘macro’ da participação da companhia no que se relaciona à cadeia de gás.

Além dos seus ativos em E&P, a Shell é sócia da Petrobras em um trecho da Rota 1, com 25% de participação (Petrobras – 75%); e da Rota 2, também com 25% (Petrobras – 55%; Repsol 10%; Galp 10%), o que a oferece certa capacidade de escoamento e facilita o contato com a estatal para negociações de acesso a suas infraestruturas de processamento, próximo passo após o escoamento para possibilitar a comercialização do gás.

Em estudo realizado pela EPE em 2019, sobre o panorama dos principais projetos para terminais de regaseificação de GNL no Brasil, a Shell foi citada, indicando o interesse da empresa em estender suas operações para também essa atividade. O projeto se refere a uma parceria com a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) – que é a maior acionária (51%) da COMPAGÁS, a empresa de distribuição de gás do Paraná – para construção de um terminal de regaseificação de 14 milhões de m³/dia, como uma alternativa para atendimento de uma

demanda térmica já existente na região (mas também para futuras térmicas a gás natural que estão sendo estudadas pela COPEL).

Ademais, a Shell foi a primeira produtora de gás a viabilizar uma térmica a gás natural, que deverá ser suprida com gás doméstico do pré-sal – a UTE Marlim Azul, com 565,5 MW de potência, foi uma das vencedoras do leilão de energia realizado pelo governo no final de 2017. O projeto é uma parceria entre a Shell, Pátria Investimentos e a Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) – além de contar com a comercialização da energia gerada pelo mercado cativo, também é previsto que seja comercializado através do ambiente livre de contratação (ACL), através da *trading* Shell Energy Brasil S.A.

“Esse é um passo estratégico fundamental para a Shell no Brasil na diversificação de seu portfólio e na transição energética no país. Buscávamos uma maneira eficiente de monetizar o gás natural que será produzido nos campos do pré-sal, onde nossa presença tem aumentado significativamente. Esse projeto permitirá uma sinergia entre nossos negócios de águas profundas, gás e energia elétrica, e para isso encontramos parceiros comprometidos e alinhados com nossos propósitos,” afirmou o presidente da Shell Brasil, André Araujo (Shell, 2019).

A participação em outras atividades que não exclusivamente pertencentes ao *upstream* aponta para o esforço da companhia em estabelecer um portfólio variado, que fortaleça as possibilidades de estratégias de monetização do gás da empresa. A presença da companhia em gasodutos de escoamento, por exemplo, aponta para sua movimentação no sentido de garantir que possa procurar outras maneiras de monetizar seu gás, que não a venda na “boca do poço” para Petrobras; assim como a consolidação de uma térmica que consume parte de seu portfólio do pré-sal, funcionando como uma âncora.

7.2.2. Equinor Brasil

Durante 50 anos a Equinor cresceu com sob a identidade da Statoil – até que, em 2018, a empresa norueguesa aprovou a mudança de seu nome para Equinor, em uma combinação de *Equi*, derivada das palavras em inglês *equal*, *equality* e *equilibrium* (respectivamente, igual, igualdade e equilíbrio), em junção com *Nor*, na intenção de sinalizar as raízes norueguesas da companhia estatal, que tem no governo norueguês seu acionista majoritário. A mudança foi estabelecida a partir de uma compreensão da companhia de que o nome Statoil, que remetia a

uma empresa puramente de óleo e gás natural, já não cabia na estratégia da empresa em construir um portfólio integrado de energia (Equinor, 2019).

Eldar Sætre, presidente da empresa, reflete esse posicionamento no seguinte comentário: “Para nós, este é um dia histórico. A Statoil há quase 50 anos nos serviu bem. Olhando para os próximos 50 anos, refletindo sobre a transição de energia global e como estamos desenvolvendo como uma ampla empresa de energia, tornou-se natural mudar nosso nome. O nome Equinor capta nossa herança e valores e o que pretendemos ser no futuro” (Epbr, 2018).

A empresa é a maior operadora da Noruega, a segunda maior provedora de gás natural para a Europa, e tem operações em mais de 30 países ao redor do globo, com mais de 20.000 colaboradores (Equinor, 2019).

No Brasil, a empresa está presente desde 2001, e hoje já é a segunda maior operadora de petróleo do país (ANP, 2020). Aqui, a empresa tem localizada sua maior operação fora da Noruega – o campo de Peregrino, na bacia de Campos (Equinor, 2019). Além de um forte portfólio de exploração e produção nas áreas das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo, a empresa também atua no segmento de energia solar no Brasil.

A companhia já investiu uma cifra de mais de U\$ 10 bilhões no Brasil, com pretensão de investimentos de mais U\$ 15 bilhões até 2030, indicando a posição fundamental que o Brasil ocupa em sua estratégia global (Firjan, 2018). Com relação ao gás natural, está entre os 10 maiores produtores no Brasil, com perspectivas de aumentar significativamente sua produção de gás nos próximos anos – a empresa prevê quintuplicar sua produção de óleo e gás no país até 2030 (Valor, 2018).

A companhia atualmente opera apenas nas atividades de exploração e produção da cadeia de gás – porém suas movimentações recentes indicam a perspectiva da empresa com relação às oportunidades na transição do mercado de gás brasileiro: ao contribuir com o desenvolvimento da cadeia de gás no Brasil, a partir de sua vasta experiência no mercado europeu, a companhia entende que surgirão boas possibilidades de monetização de suas reservas de gás natural (Firjan, 2018).

Em outubro de 2019, a empresa firmou um Memorando de Entendimentos (*MoU – Memorandum of Understanding*) com a Petrobras, focado no desenvolvimento conjunto de atividades na cadeia de gás natural, a partir de projetos realizados em parceria. Um dos

principais objetivos do MoU é a maximização do valor de ambas empresas no segmento de *downstream* de gás natural, através de projetos de geração térmica – mas também envolve estudos de viabilidade sobre ativos de processamento e escoamento de gás (Petrobras, 2019). A Equinor é parceira da Petrobras no de Roncador e em blocos exploratórios – a concretização desse memorando reforça o relacionamento entre as companhias (Equinor, 2019) e aproxima a comunicação para possíveis negociações de acesso a infraestruturas essenciais da Petrobras.

Nesse sentido, em dezembro de 2019, o presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, informou que estavam sendo realizados estudos de viabilidade para a construção de um pólo de geração de energia termelétrica a partir de gás natural, que seria possivelmente fornecido a partir de blocos na qual a estatal tivesse parceria com a Equinor (O Globo, 2019). Outros projetos envolvem o desenvolvimento de infraestruturas para escoamento de gás de outras reservas nas quais as empresas são parceiras (Exame, 2019).

Dessa forma, a empresa percebeu na formação de uma parceria com a estatal uma janela de oportunidade existente – no desenvolvimento de infraestruturas essenciais partilhadas para e estratégias de monetização do gás da produção de reservatórios de consórcios nos quais as companhias sejam parceiras. Ademais, o estreitamento da relação com a Petrobras abre um canal de negociação para acesso a ativos já existentes.

7.2.3. Total

A Total, de origem francesa, é hoje a quarta maior companhia de óleo e gás do mundo – com operações em mais de 130 países, aproximadamente 100.00 colaboradores, é referência em energia com baixas emissões de carbono, e tem como ambição ser uma das “maiores empresas de energia responsável do mundo”. (Total, 2019). A Total está presente no Brasil desde 1975, e, em conjunto com suas subsidiárias, tem atividades nas cadeias de exploração e produção, processamento de petróleo, geração elétrica e energias renováveis.

Na cadeia de gás natural, a Total tem amplo portfólio no país, com mais de 20 ativos *offshore* de produção de óleo e gás. Ademais, atua também no segmento de energia renovável, com três usinas em operação nos estados de São Paulo e Bahia, e projetos de plantas eólicas em avaliação.

Em 2017, a empresa selou um acordo de Aliança Estratégica com a Petrobras – definida no chamado Acordo Geral de Colaboração (*Master Agreement*) assinado por ambas. O contrato,

de cerca de 2,2 bilhões de dólares (Reuters, 2017) teve enfoque na criação de parcerias principalmente para os segmentos de *upstream* e *downstream*, a partir da combinação das experiências e expertises de ambas as companhias (Petrobras, 2017). Além disso, foram realizadas cessões de direitos de participação da Petrobras à Total na operação e concessão de determinados blocos da estatal. Ademais, a estatal também iniciou o processo de venda de 50% de sua participação nas térmicas Termobahia, Rômulo de Almeida e Celso Furtado – duas das quais estão ligadas a um terminal de regaseificação, e previsto que a Total tinha acesso à capacidade de regaseificação para o suprimento dessas térmicas a gás natural (Petrobras, 2017). Este último processo, no entanto, ainda se encontra em trâmite na justiça federal e portanto não foi concretizado (Petrobras, 2019).

Através de participação na BBPP Holdings Ltda, a Total também possui 9.66% de participação na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG), por meio da qual a importação do gás boliviano é realizada. Além disso, tem 25% de participação na Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB), que interliga as cidades de Uruguaiana e Canoas, no Rio Grande do Sul – que, apesar de não ter realizado movimentações significativas de gás em um período recente, vem ganhando cada vez mais força com estudos sobre potenciais projetos nas cidades que fazem parte de sua rota, inclusive mencionado no último Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) disponibilizado pela EPE (Jornal do Comércio, 2020).

Em janeiro de 2020, a companhia assinou uma carta de intenções para fornecimento de gás natural à usina termelétrica Imetame I, no Espírito Santo – a empresa sinalizou que pretende vender a eletricidade produzida no mercado regulado, e para tanto quer participar do próximo leilão de energia que será promovido pela Aneel em 2020. O projeto conta com a construção de um terminal de regaseificação que será construído em um terminal privado.

A empresa francesa, portanto, sinaliza seus esforços para consolidação de sua presença no mercado de gás. Em março de 2020, o presidente da empresa disse que prevê investimentos na ordem de 15 bilhões de reais até 2024, no segmento de E&P, e reforçou o interesse da empresa no setor de gás brasileiro: “Vemos o gás, em escala global, como um componente muito importante no mix energético, no contexto da transição energética. Estamos buscando oportunidades de negócios rentáveis com a abertura do mercado de gás no Brasil” (Minaspetro, 2020).

7.3. PROPOSIÇÕES DIANTE DO CENÁRIO COLOCADO

As estratégias de três relevantes *players* do mercado de gás brasileiro foram analisadas na seção anterior. Em síntese, todas embutiram em sua estratégia a participação em diferentes elos da cadeia de gás natural, para além da produção e exploração do insumo.

Esta seção se propõe a delinear um conjunto de ações que traduzam o diagnóstico desenvolvido neste trabalho e reflitam o quadro empírico atual, com o sentido de sugerir formas de atuação construtivas para o desenvolvimento do mercado de gás no país, superando os desafios colocados.

A partir dessas perspectivas, serão tecidos a seguir, divididos por itens, os pilares que constituem a recomendação estratégica construída.

(a) Investimentos em infraestruturas essenciais da indústria, com a perspectiva de compartilhamento de ativos através de agrupamentos por *clusters* de produção

Uma das diretrizes do programa Novo Mercado de Gás é a desverticalização da cadeia de gás, que hoje se encontra fortemente concentrada na Petrobras.

Um dos fundamentos para os desinvestimentos que estão sendo realizados são os critérios para suas vendas, que buscam garantir que os interessados atuem unicamente no elo em questão – na prática, isso significa que, por exemplo, produtoras de gás, não podem ter participação direta ou indireta nos ativos de transporte ou distribuição da cadeia. A participação como proprietária de ativos nestes elos da cadeia, portanto, não é uma possibilidade.

Para outras infraestruturas essenciais, no entanto, como os gasodutos de escoamento da produção e as unidades de processamento de gás natural, o cenário não é o mesmo. Mesmo com a previsão, pelo acordo com o CADE, do comprometimento da Petrobras em prover o acesso negociado e não discriminatório aos seus ativos de escoamento e processamento de gás, as capacidades existentes não serão capazes de suprir as projeções de volumes futuros, como já abordado como um dos desafios para o mercado, no capítulo 6. Considerando apenas os volumes de gás da região do pré-sal, por exemplo, já em 2027 seriam necessárias ampliações da infraestrutura de escoamento existente (EPE, 2019).

Nesse sentido, os investimentos necessários são elevados. Uma particularidade desse tipo de infraestrutura é que tanto os gasodutos de escoamento quanto as unidades de

processamento apresentam características de economias de escala – com a expansão da capacidade de transporte ou processamento de gás, os custos por unidade são reduzidos.

É interessante, portanto, que projetos dessas infraestruturas sejam concebidos por um conjunto de empresas interessadas. É esperado que novas infraestruturas dessa natureza sejam concebidas em conjunto a partir de um ou mais determinados consórcios de mesma parceria em um reservatório – no qual cada empresa participante terá seu *share* de gás, e os cálculos serão realizados considerando a participação de cada um.

O que se propõe aqui, portanto, é a clusterização desses projetos, considerando como dois critérios principais as proximidades geográficas entre os reservatórios e a viabilidade técnica de utilização da mesma infraestrutura, considerando as diferentes composições do gás.

O agrupamento de um conjunto de reservatórios seria realizado, portanto, considerando as distâncias entre eles, e as composições do gás produzido (existem especificidades que surgem dependendo da quantidade de contaminantes presentes no gás, em termos do material a ser utilizado nos gasodutos de escoamento ou na maneira como as plantas de processamento serão configuradas). Esses reservatórios não necessariamente serão de consórcios com as mesmas empresas, mas todas se beneficiariam dos ganhos de escala a partir de uma construção conjunta, de uma infraestrutura com maior capacidade, do que de construções isoladas que considerem a produção exclusiva de cada consórcio.

A possibilidade de um esforço conjunto entre um determinado consórcio para a estruturação de investimentos coordenados, como a criação de *joint-ventures*, pode determinar diversos benefícios para as produtoras envolvidas e ser um mecanismo estratégico. Uma *joint-venture* é um acordo comercial entre duas ou mais empresas, que almejam unir recursos em prol de um objetivo em comum (Capital Research, 2020).

Esse tipo de iniciativa poderá representar vantagens ao consórcio, ao trazer possibilidades de redução de custos – com os gastos compartilhados, as despesas a cada produtora poderão ser reduzidas. Ademais, assim como as despesas, os riscos relacionados a falhas e impactos de mercado também serão compartilhados. A união possibilita também a otimização da capacidade operacional do projeto, ao permitir o compartilhamento de tecnologias e conhecimentos acumulados de cada produtora.

Cabe ressaltar, novamente, conforme comentado brevemente no tópico sobre as limitações do presente projeto, análises com relação a viabilidades técnica e econômica não

serão aprofundadas aqui. Além disso, nesse cenário, existiria a complexidade adicional de coordenação das evoluções dos projetos que se beneficiariam de um mesmo conjunto de infraestruturas – considerando apenas um reservatório ou mais de um mesmo consórcio, o gerenciamento das estratégicas é facilitado, bem como os compromissos contratuais são entre um número reduzido de empresas. Realizando um agrupamento com produções de diferentes consórcios, o número de empresas aumentaria e com ele as complexidades contratuais e estratégicas também. Cada projeto deveria seguir um cronograma de investimentos acordado, a fim de evitar o espaçamento temporal entre eles e necessidades temporais diferentes para a infraestrutura.

(b) Consumo ancorado no consumo termelétrico

O consumo termelétrico de gás para geração de energia elétrica já foi previamente abordado na seção 4, bem como sua relevância no perfil de consumo brasileiro – que, em 2019, representou cerca de 30% do consumo total de gás no país.

As condições de clima tropical brasileiro reduzem as possibilidades do desenvolvimento de uma demanda para fins de calefação (como ocorre em maior escala no hemisfério norte). Na Europa, por exemplo, os setores comercial e residencial (que predominantemente utilizam o gás para aquecimento) representam cerca de 60% da demanda total de gás – enquanto no Brasil, estes setores representaram menos de 3% em 2019 (IEA, 2020). A demanda elétrica se consolida com bons prospectos de funcionar como uma possibilidade de âncora.

O momento também é ideal – a perspectiva para as termelétricas que utilizam o gás como combustível para geração de energia elétrica é de crescimento nos próximos anos, motivado principalmente pelas diretrizes do Novo Mercado de Gás, que buscam impulsionar a integração dos setores de gás e elétrico. No último Plano Decenal de Expansão de Energia disponibilizado, referente a 2029, elaborado pela EPE, a previsão é de que a capacidade instalada de usinas que utilizam o gás natural como combustível salte de aproximadamente 13MW para 36MW em 2029 (EPE, 2019) – quase que triplicando seu valor em dez anos.

Para além da expansão da iniciativa privada no setor de gás natural, existe também a pretensão de uma abertura por parte dos estados. Alguns deles, como é o caso do Rio de Janeiro, já começam a pensar em propostas alinhadas com as diretrizes do Novo Mercado de Gás, e concretizam iniciativas para tornar as termoelétricas a gás natural mais atrativas. No final de

setembro de 2019, o governo do Rio apressou-se para conseguir aprovação de um incentivo fiscal para projetos de geração elétrica que utilizassem o gás natural como combustível, antes do leilão de contratação de energia elétrica 4/2019, marcado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para acontecer em outubro (Estado de Minas, 2019). Além do Rio de Janeiro, Sergipe também criou marcos legais que caminham na mesma direção (Abegas, 2019).

A Shell foi a primeira produtora de gás a idealizar um projeto de geração de termelétrica que usaria o gás do pré-sal como combustível – a usina de nome Marlim Azul, em Macaé, Rio de Janeiro, em uma parceria com a Pátria Investimentos e a Mitsubishi. Em total alinhamento com as políticas de fomento ao aproveitamento de gás natural, ao contrário de térmicas concebidas para gerar energia excepcionalmente, a Marlim Azul foi idealizada para gerar energia regularmente, demandando gás de forma constante (Agenera, 2019), de acordo com as peculiaridades da produção do gás associado do pré-sal, já anteriormente comentadas.

Projetos similares, idealizados para operar sob demanda constante de gás; ou projetos que busquem garantir uma parte mínima de sua produção para geração no sistema elétrico nacional e engajem em firmar a parte restante de sua geração no mercado livre de energia ou em parcerias com consumidores industriais representarão importantes âncoras para futuros volumes de gás.

Essa participação no setor elétrico, mirada para ser uma alternativa para monetização de sua produção de gás, pode ser efetivada através da expansão das atividades da companhia – como o caso da Shell, previamente comentado, na qual a empresa expande suas atividades para o setor elétrico como geradora de energia. Nesse caso, a empresa será responsável pelo empreendimento da termoelétrica (de forma autônoma ou através de parcerias), e lidará com um ambiente de negócio distinto da cadeia do gás natural.

A outra possibilidade é garantir esse consumo através de parcerias diretas com as operadoras dessas termoelétricas que utilizam o gás natural como combustível – seja em projetos já existentes ou participando como fornecedora já na concepção de um novo projeto planejado. Nesse caso, a produtora ficará responsável apenas pelo fornecimento do insumo, mantendo suas atividades no espectro da cadeia do gás.

A integração da indústria de gás com o setor elétrico é uma âncora natural, que oferece a possibilidade de criar uma demanda com a escala de interesse para o setor (FGV, 2019). Excluídos os volumes que serão reinjetados, consumidos nas próprias plataformas, bem como os pequenos volumes que poderão vir a ser queimados, esses volumes de gás precisarão

encontrar algum destino para comercialização. A participação no setor elétrico através de projetos de usinas termoeletricas que utilizem o gás como combustível representa uma vantagem às produtoras de gás por funcionar como uma garantia de suprimento de volumes parciais ou total de seu *share* de gás – e, desta forma, criar o ambiente de segurança necessário às questões técnicas envolvidas na produção do gás, já comentadas anteriormente, como o *flow assurance*, relacionado com a necessidade dessa demanda estável.

(c) Engajamento com grandes consumidores industriais

Outra importante âncora para o consumo futuro de gás virá do segmento industrial – que em 2019 representou aproximadamente 53% da demanda de gás no país. Essa parcela, no entanto, ainda embute uma demanda dormente, que pode ser impulsionada em um cenário mais favorável ao mercado de gás. O gráfico apresentado na Figura 32, elaborado a partir de dados da EPE, ilustra o padrão de consumo de energia no segmento industrial.

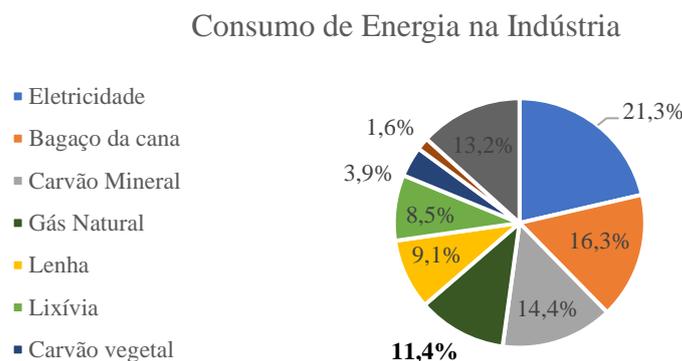


Figura 42: Consumo de energia na indústria, por fonte. Média 2019. Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional da EPE (EPE, 2019).

A utilização do gás natural ainda é tímida – apenas 11%. O número se torna mais sensível quando comparado com a presença do carvão mineral, que representa cerca de 14% do consumo de energia. Os benefícios para a indústria ao substituir a utilização do carvão pelo gás natural são diversos. A combustão do gás é mais limpa, com menos emissões de CO₂ e outros poluentes que contribuam para o aquecimento global (IEA, 2019), bem como também é preferível em atividades industriais que envolvam contato próximo do produto com o combustível. Há também estudos que apresentam resultados nos quais a substituição contribui também para uma redução do consumo de água, em uma comparação com as plantas geradoras

a gás natural e a carvão (DURHAM, 2019). Além disso, uma vez que a conexão com a malha de distribuição tenha sido realizada, é um energético que apresenta considerável segurança de suprimento, fator essencial para a atividade industrial.

O preço do gás a este segmento, no entanto, ainda não se mostra competitivo. No primeiro trimestre de 2019, o preço do gás natural para a indústria foi o mais alto, pelo menos, desde 2012, quando o MME começou a analisar e divulgar os valores médios da venda de gás para o segmento (Folha de São Paulo, 2019). A Figura 43, extraída de um estudo realizado pela EPE com a comparação do preço do gás brasileiro com países selecionados, ilustra os preços comparativos para o consumidor industrial – o cenário brasileiro, como indicado, é um dos maiores.

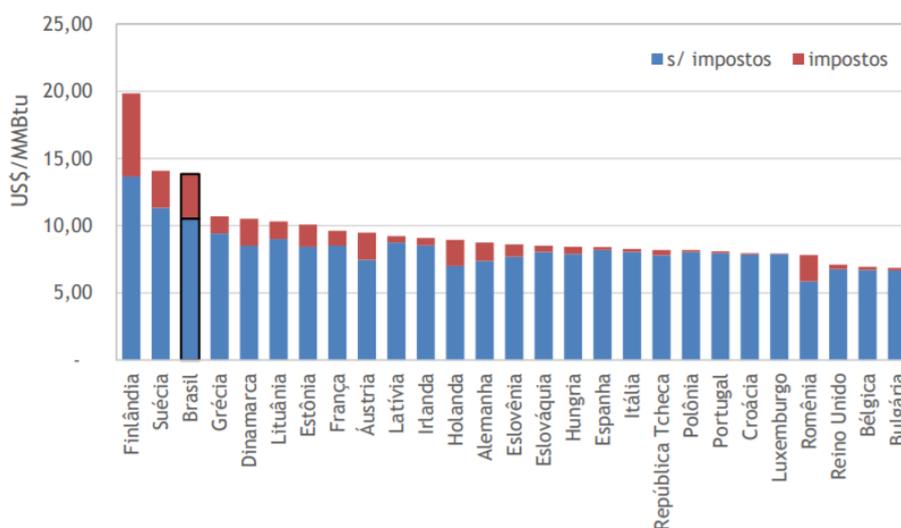


Figura 43: Comparação do preço de gás natural. Fonte: EPE.

O preço do combustível é um dos principais fatores que terão impacto no custo de energia gerado pelas indústrias – e aqui é onde o gás apresenta desvantagem. O custo da geração de energia ao se utilizar carvão como combustível é, em média, de R\$85/MWh gerado, enquanto que, para o gás natural, varia entre R\$260-400/MWh, a depender da tecnologia utilizada na planta geradora (EPE, 2019). Com o desenvolvimento de um mercado de gás mais competitivo, e a expectativa de consequente redução de preços, existe aqui uma oportunidade de engajamento com estes grandes consumidores industriais, que poderiam se beneficiar de uma eventual substituição.

Além disso, existem ainda os setores industriais que dependem diretamente do gás natural, não para geração de energia, mas como matéria-prima, e hoje encontram-se inativos devido aos altos custos envolvidos.

É o caso da indústria química, por exemplo, que em 2019 apresentou recordes negativos de ociosidade e importações (Folha de São Paulo, 2019).

A Associação Brasileira da Indústria Química – Abiquim, informou que a taxa de utilização do parque fabril do setor, em 2019, foi de 73%, em comparação com um nível ideal entre 92-93%. De acordo com a instituição, o alto custo do gás natural levou o país a parar de produzir metanol, que hoje é atendido por importações (Abiquim, 2019). Há também a produção de fertilizantes, que necessitam do gás natural como insumo, e atualmente tem 70% de sua parcela importada (Firjan, 2018).

Os dados apresentados são exemplos de potenciais consumidores que se aproveitariam de um eventual aumento na competitividade do gás natural brasileiro. Diversas são as sinalizações de grandes indústrias sobre a expectativa de como uma redução do preço de gás teria impactos positivos para sua atividade industrial.

Em 2019, a Vale, uma das maiores mineradoras do mundo, publicamente anunciou que teria interesse em investir em um novo tipo de produto à base de minério de ferro, o *Hot Briquetted Iron (HBI)*, que tem um valor agregado mais elevado que seus produtos atuais e sua produção traria grande valor ao portfólio da empresa – porém, de acordo com a companhia, “a condição para esta iniciativa é o barateamento do custo do gás, combustível usado no processo de produção do HBI” (Reuters, 2019). É, portanto, essencial que, como empresa produtora de gás, um engajamento com estes possíveis clientes seja iniciado. Especialmente ao se considerar um cenário futuro no qual, através das propostas do Novo Mercado de Gás, a figura do consumidor livre venha a ser amplamente difundida no mercado – possibilitando uma negociação de tais consumidores industriais diretamente as produtoras de gás.

Uma das alternativas para viabilizar a monetização do gás se dará, portanto, através de uma estratégia de engajamento com esse setor industrial que representa parcela relevante da demanda de gás, e ainda com uma parcela potencial adormecida que pode futuramente ser despertada a partir do desenvolvimento de um mercado mais competitivo e oferta do insumo com preços mais atraentes. Nesse caso, será importante para as produtoras desenvolver uma carteira de clientes parceiros, com a perspectiva de que serão consumidores pulverizados no sentido de que é improvável que apenas um consumidor, uma planta industrial, representará

sozinha uma âncora suficiente para os projetos de produção *upstream*. Mas ao se considerar um grupo de clientes, que podem ser agrupados por disposição geográficas e/ou condições de acesso, oportunidades de uma demanda representativa poderão ser desenvolvidas.

7.4. BALANÇO FINAL: AS CHANCES DO GÁS DAR CERTO NO BRASIL

A transição para um mercado de gás mais competitivo, com ofertas mais diversas, com uma maior amplitude de abastecimento geográfico e integração com o setor elétrico tem sido muito almejada e será um impulso ao desenvolvimento nacional e um braço importante da transição energética no país, ao pensarmos em substituições por exemplo com o carvão, ainda largamente utilizado.

A efetividade das iniciativas do Novo Mercado de Gás e o estabelecimento do ambiente desejado só será possível através de esforços conjuntos entre diferentes esferas do setor de gás brasileiro. De um lado, a ação direta dos poderes públicos – dentre as quais pode-se destacar a ANP, como agente regulador, aparecendo com forte atuação refletida em sua agenda regulatória divulgada e comentada no capítulo 3.2.3.2 – A agenda regulatória da ANP. Por outro lado, a Petrobras, como atual agente predominante, com sua agenda de redução de sua participação no mercado de gás brasileiro através dos desinvestimentos e mudanças estratégicas, marcada pelo acordo com o CADE. Além destes, o apetite dos diversos agentes privados que realizarão os investimentos necessários na cadeia do gás. Por fim, a ponta de demanda que dará os sinais para o mercado sobre o avanço da penetração do gás no país.

O país, de fato, vive um momento no qual existem condições objetivas, favoráveis e inéditas para a efetividade de uma mudança no mercado de gás. O apetite político para a concretização de mudanças legais é claro, e tem sido ratificado pelas diferentes instâncias do governo que estão atuando com o objetivo de implementar as medidas regulatórias para aumentar a competitividade no setor de gás. Há também a disposição da própria Petrobras, marcada pelo acordo com o CADE, que vem cumprindo os prazos para desinvestimentos e sinalizando ao mercado suas movimentações de redução ou até completa saída em diferentes elos da cadeia de gás. Por outro, como saldo de tudo que foi desenvolvido até aqui no presente estudo, as incertezas futuras são enormes. O caminho será longo, e o mercado pede previsibilidade e transparência para ancorar os grandes investimentos necessários ao desenvolvimento do mercado.

O processo de liberalização do mercado de gás europeu demorou duas décadas para se concretizar (FGV, 2019) – o caso brasileiro também pode se estender por muitos anos. Para que seja efetivo, existe uma expectativa de que a ANP concentre os esforços de coordenação para o desenvolvimento de soluções a curto prazo, conforme as medidas delineadas a longo prazo forem se estabelecendo e o mercado for reagindo.

A Petrobras pode também exercer um importante papel como um relevante ator do mercado, estimulando e organizando o debate.

Os atores privados que estarão também interessados em aumentar sua participação no mercado deverão participar ativamente dos debates, e apresentar esforços para compreender e adequar-se às novas regulamentações propostas – afinal, seus apetites quanto à tomada dos riscos envolvidos nos investimentos de um novo mercado de gás serão também estes essenciais. Existe enorme complexidade na interação de diferentes agentes que precisam convergir esforços em uma direção comum e coordenada.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O programa Novo Mercado de Gás tem sido impulsionado por forças que o diferenciam das tentativas anteriores. O TCC assinado entre o CADE e a Petrobras foi considerado um marco representativo dessas movimentações inéditas, ao representar uma sinalização concreta da estatal de sua intenção em reduzir sua participação no mercado de gás, com a participação institucional do CADE atravessando todo o processo.

As políticas públicas definidas pelo governo almejavam a revitalização do mercado de gás – com diversas de suas diretrizes seguindo um roteiro muito similar ao processo de liberalização do mercado de gás europeu, iniciado em meados da década de 1990. A revisão do funcionamento da atividade de transporte, as questões do acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, transparência de preços e padronização de contratos, são alguns desses itens de grande interseção entre a iniciativa brasileira e o anterior processo europeu.

Os objetivos almejados poderão ser alcançados, no entanto, apenas através de uma sinergia construída entre todos os agentes do setor e da União.

Os desafios envolvidos são grandes, e a natureza da indústria de gás, por definição, demanda tempo e abarca grandes investimentos para as desbloquear as transformações. No entanto, são transformações necessárias, que carregam o potencial de beneficiar, na ponta, a sociedade brasileira, a partir da expansão da indústria e o destravamento dos benefícios associados a esse processo, tais quais como forma desenvolvidos até aqui.

Este projeto de graduação nasceu a partir da motivação de poder oferecer uma descrição adequada do ecossistema de gás natural brasileiro, e do processo de transformação em que se encontra, entendendo que este é um pilar fundamental para economia do país, cruzando todo seu tecido social e econômico de diferentes maneiras – sendo portanto essencial que haja disponibilidade de informações e análises que possibilitem a disseminação do debate também em outros espaços públicos que não apenas os que estão participando diretamente dos processos decisórios. Além disso, o projeto objetivou também poder construir uma perspectiva crítica, a partir do olhar da presente graduanda, sobre os desafios colocados para o setor e as perspectivas estratégicas adequadas desde a ótica das produtoras multinacionais de gás.

Cabe aqui retomar algumas das limitações já indicadas no princípio deste projeto. Novamente, é importante ressaltar que as análises consideraram exclusivamente o ecossistema do gás natural seco, aquele já processado – e não o gás bruto tal como extraído na boca do poço.

A viabilização de projetos de produção de gás perpassa também as considerações sobre os outros subprodutos que são extraídos em conjunto. Além disso, análises mais aprofundadas de caráter técnico e/ou econômico também não foram realizadas, em nenhuma das investigações aqui propostas. Para os capítulos seis e sete, principalmente, que tratam respectivamente dos desafios ao mercado e das reflexões estratégicas, seriam necessários aprofundamentos em cada um dos itens, para verificar viabilidade em cada contexto de aplicação específico.

Uma próxima limitação, que veio se conformando durante o desenvolvimento do projeto, foi com relação à velocidade das mudanças das transformações do mercado. Diversas movimentações com relação ao programa Novo Mercado de Gás aconteceram, sem tempo hábil para incluí-las no presente material, bem como com diversas incertezas que não permitiriam apurações mais extensas sobre elas. Destacam-se:

Em fevereiro de 2020, a Petrobras deu início ao processo de venda de sua participação da Gaspetro – *holding* da estatal que possui participação em 19, das 27 distribuidoras de gás natural do país. A venda, se concretizada, representará a saída definitiva da estatal do setor de distribuição de gás natural, e representará um importante marco.

Além disso, a estatal deu indícios de que estaria interessada em vender os gasodutos marítimos de escoamento (ABEGÁS, 2020).

Em março de 2020, a Petrobras fechou acordo com a estatal boliviana YPFB que prevê abertura de capacidade para que empresas privadas possam também atuar na atividade de importação de gás boliviano (Folha de São Paulo, 2020).

Por fim, o então diretor da ANP, Décio Oddone, pediu antecipação de seu fim de mandato em janeiro deste ano – mandato que estava previsto para terminar apenas em dezembro (AgênciaBrasil, 2020).

Todas essas questões são cruciais, e requerem acompanhamentos posteriores para entender como impactam o desenvolvimento do programa e do processo de transição do mercado de gás.

Em futuros desdobramentos deste estudo, será interessante entender como a figura do consumidor livre impactará as dinâmicas de comercialização de gás, caso venha a ser efetivamente implementada com relevância ao longo do país.

Além disso, considerando a conjuntura atual na qual atravessamos um cenário de pandemia mundial, também serão relevantes pesquisas futuras sobre as repercussões econômicas e sociais que atravessarão o mercado de gás brasileiro.

Finalmente, como sugestão última para futuras avaliações, caso as diretrizes propostas venham a se concretizar, caberão análises e balanços finais sobre as expectativas, transformações e desvios do cenário que efetivamente tomou forma em meio a tais esforços.

É desejo último da autora que o presente projeto possa contribuir com a construção de uma base conceitual e empírica sobre um assunto tão relevante para a sociedade brasileira – que, para além do papel do gás no país, perpassa também a forma como consumimos e construímos uma política em torno dos recursos naturais disponíveis, com todas as escolhas e impactos embutidos nessa dinâmica.

9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGAS. O gás natural e a transição energética. 2020. Disponível em <<https://www.abegas.org.br/arquivos/75040>>. Acesso em 13 de janeiro de 2020.

AGÊNCIA BRASIL. Abertura do mercado de gás pode derrubar preço em até 40%. 2019. Disponível em <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/politica/noticia/2019-07/abertura-do-mercado-de-gas-pode-derrubar-preco-em-ate-40-diz-guedes>>. Acesso em 10 de dezembro de 2019.

AGÊNCIA BRASIL. Diretor-geral da ANP pede antecipação do fim de seu mandato. 2020. Disponível em <<https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-01/diretor-geral-da-anp-pede-antecipacao-do-fim-de-seu-mandato>>. Acesso em 2 de fevereiro de 2020.

ANEEL. Sistema de Informações de Geração da ANEEL. 2020.

ANP. A história do gás natural no Brasil. 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/institucional/a-historia-do-gas-natural-no-brasil>>. Acesso em 10 de março de 2020.

ANP. A promoção da concorrência na indústria de gás natural. 2018.

ANP. ANP divulga agenda regulatória no âmbito do Novo Mercado de Gás. 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/noticias/5278-anp-divulga-agenda-regulatoria-no-ambito-do-novo-mercado-de-gas>>. Acesso em 7 de fevereiro de 2020.

ANP. Elementos da regulação setorial e de defesa da concorrência: uma agenda de questões para o setor de energia. 1999.

ANP. Estudo sobre o aproveitamento do gás natural do pré-sal. 2020.

ANP. Lei do petróleo completa 20 anos. 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/noticias/3928-lei-do-petroleo-completa-20-anos>>. Acesso em 13 de maio de 2020.

ANP. Novo mercado de gás: Presente, transição e futuro. 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/arquivos/palestras/decio-fgv2019.pdf>>. Acesso em junho de 2020.

ANP. Transporte de gás natural. 2019. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural>>. Acesso em março de 2020.

BP. BP Energy Outlook 2019 edition. 2019. Disponível em <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>>. Acesso em março de 2020.

CADE. CADE e Petrobras celebram acordo para venda de ativos no mercado de gás natural. 2019. Disponível em <<http://www.cade.gov.br/noticias/cade-e-petrobras-celebram-acordo-para-venda-de-ativos-no-mercado-de-gas-natural>>. Acesso em junho de 2020.

CBIE. O que são e quantas são as UPGNs? 2019. Disponível em <<https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-e-quantas-sao-as-upgns/>>. Acesso em 21 de fevereiro de 2020.

CENÁRIOS GÁS. Estocagem de Gás Natural para o Brasil – Considerações técnico-econômicas. 2018. Disponível em <<https://cenariosgas.editorabrasilenergia.com.br/estocagem-de-gas-natural-para-o-brasil-consideracoes-tecnico-economicas/>>. Acesso em 10 de dezembro de 2019.

COSTA, Heloise Helena Lopes Maia da. A regulação da indústria do gás natural no Brasil: fatos e desafios. 2003. 134p. – COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.

DIAS, Danilo de Souza; PIRES, Adriano. A regulação das indústrias de rede: o caso dos setores da infra-estrutura energética. Revista de Economia Política, vol. 17, nº 3 (67). 1997.

EPBR. No novo mercado de gás a união faz a força. 2019. Disponível em <<https://epbr.com.br/no-novo-mercado-de-gas-a-uniao-faz-a-forca-por-karoline-cabral/>>. Acesso em 14 de novembro de 2019.

EPBR. Petrobras vai vender a TBG até 2021. 2019. Disponível em <<https://epbr.com.br/petrobras-vai-vender-a-tbg-ate-2021-veja-os-detalhes-do-acordo-com-o-cade/>>. Acesso em 8 de julho de 2020.

EPBR. Statoil muda de nome para Equinor de olho no mundo pós-petróleo. 2018. Disponível em <<https://epbr.com.br/statoil-muda-de-nome-para-equinor-de-olho-no-mundo-pos-petroleo/>>. Acesso em 2 de maio de 2020.

EPE. Balanço Energético Nacional 2018. 2018.

EPE. Estocagem Subterrânea de Gás Natural. 2019.

EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. 2019.

EPE. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte. 2019.

EPE. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural – PIPE. 2019.

EPE. Terminais de GNL no Brasil. 2019.

EQUINOR. Equinor e Petrobras assinam Memorando de Entendimentos focado na cadeia de valor do gás natural. 2019. Disponível em <<https://www.equinor.com.br/pt/noticias/equinor-e-petrobras-assinam-memorando-de-entendimentos-focado-na.html>>. Acesso em 2 de maio de 2020.

ESTADO DE MINAS. Estado do RJ quer dar incentivo fiscal para térmicas antes de leilão A-6. 2019. Disponível em <https://www.em.com.br/app/noticia/economia/2019/09/24/internas_economia,1087613/estado-do-rj-quer-dar-incentivo-fiscal-para-termicas-antes-de-leilao-a.shtml>. Acesso em 20 de maio de 2020.

EXTRA. Petrobras e Total assinam aliança de US\$2,2 bi. 2017. Disponível em <<https://extra.globo.com/noticias/economia/petrobras-total-assinam-alianca-de-us22-bi-20993550.html>>. Acesso em 7 de maio de 2020.

FGV. Mapa do mercado livre de gás no Brasil. 2019.

FGV. O NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL: OPINIÕES DE ESPECIALISTAS, PERSPECTIVAS E DESAFIOS PARA O BRASIL. Disponível em <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/caderno_opinio_-_agosto_-_web_versao_final.pdf>. Acesso em abril de 2020.

FIRJAN. Perspectivas do Gás Natural no Rio de Janeiro. 2019.

FOLHA DE S. PAULO. Gás para a indústria é o mais caro desde 2012. 2019. Disponível em <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2019/06/gas-para-a-industria-e-o-mais-carro-desde-2012.shtml>>. Acesso em 3 de dezembro de 2019.

FOSS, N. Resources, firms and strategies: A reader in the resource-based perspective. Oxford University Press, 1997.

G20. Ministerial Meeting on Energy Transitions and Global Environment for Sustainable Growth. 2019. Disponível em <https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190618008/20190618008_01.pdf>. Acesso em 20 de março de 2020.

GAS ENERGY. O novo mercado de gás no Brasil. 2019. Disponível em <<http://fenergia.com.br/2019/wp-content/uploads/2019/10/09-Apresentacao-Rivaldo-Moreira.pdf>>. Acesso em 3 de dezembro de 2019.

GASMIG. Composição. 2019. Disponível em <<http://www.gasmig.com.br/GasNatural/Paginas/Composicao.aspx>>. Acesso em 12 de novembro de 2019.

GOVERNO FEDERAL. Choque da energia barata avança com regime de urgência para Nova Lei do Gás. 2020. Disponível em <<https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/2020/agosto/choque-da-energia-barata-avanca-com-regime-de-urgencia-para-nova-lei-do-gas>>. Acesso em 10 de agosto de 2020.

IEA. The role of natural gas in today's energy transitions. 2019. Disponível em <<https://webstore.iea.org/the-role-of-gas-in-todays-energy-transitions>>. Acesso em 12 de fevereiro de 2020.

INSTITUTO MILLENIUM. Como vai a transição energética? 2019. Disponível em <<https://www.institutomillennium.org.br/como-vai-a-transicao-energetica/>>. Acesso em março de 2020.

MME. Gás para Crescer. 2019. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/gas-para-crescer>>. Acesso em fevereiro de 2020.

MME. Novo Mercado de Gás. 2019. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>>. Acesso em fevereiro de 2020.

Mokhatab, Saeid; Poe, William A. Processamento e transmissão de gás natural. 2 Ed. Elsevier Brasil. 2016.

MONTGOMERY, C. A.; COLLINS, D. Competing on Resources: Strategy in the 1990s. Harvard Business Review, jul-ago/1995.

MONTGOMERY, C. A.; COLLINS, D. Creating Corporate Advantage. Harvard Business Review, mai-jun/1998.

MONTGOMERY, C. A; COLLINS, D. Corporate Strategy: A Resource-based Approach. 1. ed. New York, McGraw-Hill/Irwin, 1998.

NTS. A história da NTS: da fundação à compra pela Brookfield. Disponível em <<https://www.ntsbrasil.com/en/blog/historia-da-nts/>>. Acesso em novembro de 2019.

O GLOBO. Brasil poderá se tornar autossuficiente em gás natural a partir de 2021. 2017. Disponível em <<https://oglobo.globo.com/economia/brasil-podera-se-tornar-autossuficiente-em-gas-natural-partir-de-2021-diz-ministro-21187566>>. Acesso em 10 de março de 2020.

O GLOBO. 'Países com controle do vírus terão investimento', diz a economista Monica de Bolle. 2020. Disponível em <<https://oglobo.globo.com/economia/paises-com-controle-do-virus-terao-investimento-diz-economista-monica-de-bolle-24565319>>. Acesso em 8 de agosto de 2020.

OILPRICE. LNG prices fall to 10-year low. 2020. Disponível em <<https://oilprice.com/Energy/Gas-Prices/LNG-Prices-Fall-To-10-Year-Low.html>>. Acesso em 10 de fevereiro de 2020.

PETROBRAS. Petrobras e Equinor celebram Memorando de Entendimentos focado na cadeia de valor do gás natural. 2019. Disponível em <https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981300>. Acesso em 4 de maio de 2020.

PETRÓLEO HOJE. Total assina acordo para suprir termelétrica no ES. 2020. Disponível em <<https://petroleohoje.editorabrazilenergia.com.br/total-assina-acordo-para-suprir-termeletrica-no-es/>>. Acesso em 12 de maio de 2020.

PLANALTO. Lei do Gás. 2009. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm>. Acesso em março de 2020.

PORTER, M. Competição: estratégias competitivas essenciais. 4. ed. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

PROJECT SYNDICATE. A greater depression? 2020. Disponível em: <<https://www.project-syndicate.org/commentary/coronavirus-greater-great-depression-by-nouriel-roubini-2020-03?barrier=accesspaylog>>. Acesso em 11 de agosto de 2020.

REUTERS. Vale tem interesse em investir em produto de minério com maior valor, se preço do gás cair. 2019. Disponível em <<https://br.reuters.com/article/idBRKCN1SO00J-OB RTP>>. Acesso em 13 de maio de 2020.

ROTHAERMEL, Frank T. Strategic Management. 3. ed. New York: McGraw-Hill Education, 2017.

RUMELT, Richard P. Good Strategy, Bad Strategy: The Difference and Why It Matters. New York: Crown Business, 2011.

RUMELT, Richard. The perils of bad Strategy. McKinsey Quarterly. 2011. Disponível em <https://www.mckinsey.com/business-functions/strategy-and-corporate-finance/ourinsights/the-perils-of-bad-strategy>. Acesso em 28 de junho de 2020.

SHELL. Pátria investimentos, shell e mitsubishi hitachi power systems (mhps) anunciam sociedade em termoelétrica. 2019. Disponível em <<https://www.shell.com.br/imprensa/comunicados-para-a-imprensa-2019/shell-and-mitsubishi-hitachi-power-systems-partnership-announce.html>>. Acesso em março de 2020.

STEINER, G. A.; MINER, J. B. Política e estratégia administrativa. Rio de Janeiro: Interciência, 1981.

TAVARES, José; Regulação e Concorrência em Setores de Infraestrutura. Disponível em <http://www.ecostrat.net/files/Regulacao_e_Concorrencia_em_Setores_de_Infraestrutura.pdf>. Acesso em 12 de fevereiro de 2020.

TOTAL. A total no Brasil. 2019. Disponível em <<https://br.total.com/pt-br/total-no-brasil/total-no>>. Acesso em 7 de maio de 2020.

VALOR. Equinor projeta quintuplicar a produção no Brasil até 2030. 2018. Disponível em <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/08/31/equinor-projeta-quintuplicar-a-producao-no-brasil-ate-2030.ghtml>>. Acesso em 6 de abril de 2020.

VALOR. Petrobras quer vender empresa de gasodutos marítimos de escoamento. 2020. Disponível em <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/03/07/petrobras-quer-vender-empresa-de-gasodutos-maritimos-de-escoamento.ghtml>>. Acesso em 9 de março de 2020.

VALOR. Total prevê investir R\$ 15 bi em E&P no Brasil até 2024. 2020. Disponível em <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/03/02/total-preve-investir-r-15-bi-em-e-p-no-brasil-ate-2024.ghtml>>. Acesso em 14 de abril de 2020.

VISCUSI, W. KIP et.al. Economic os Regulation and Antitrust. Cambridge, Massachusetts, The MIT Press. 2000.

WRIGHT, Peter; KROLL, Mark J; PARNELL, John. Administração Estratégica: conceitos. São Paulo: Atlas, 2000.