



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DO SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: DIAGNÓSTICO & SOLUÇÕES

Raíssa Fernandes Yabiko

2020



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANEXO II

ANÁLISE DO SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: DIAGNÓSTICO & SOLUÇÕES

Raíssa Fernandes Yabiko

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

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro

Maio 2020

ANÁLISE DO SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: DIAGNÓSTICO & SOLUÇÕES

Raíssa Fernandes Yabiko

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

Examinada por:

Prof.a. Dra. Rosemarie Bröker Bone.

Prof. Dr. Paulo Couto.

Prof. Ph.D Eduardo Pontual Ribeiro.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MAIO DE 2020

ANEXO IV

Yabiko, Raíssa Fernandes

Análise do Setor de Gás Natural Brasileiro: Diagnóstico & Soluções/Raíssa Fernandes Yabiko – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2020.

X, 76 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

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

Referências Bibliográficas: p. 72-76.

1. Brasil 2. Gás natural 3. Desafios técnicos e regulatórios
4. Gás para Crescer 5. Novo Mercado de Gás.
- I. Bröker Bone, Rosemarie. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Análise do Setor de Gás Natural Brasileiro: Diagnóstico & Soluções.

ANEXO V

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

ANÁLISE DO SETOR DE GÁS NATURAL BRASILEIRO: DIAGNÓSTICO & SOLUÇÕES

Raíssa Fernandes Yabiko

Maio/2020

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

Resumo: O cenário de gás natural no Brasil é bastante controverso. Por um lado, há abundância desse insumo a ser explorado, por outro, dificuldades técnicas travando essa produção. Mesmo o gás natural sendo uma fonte de energia mais nobre no aspecto ambiental, por ter sua queima mais limpa, a sua participação na matriz energética brasileira é inexpressiva. O objetivo desse trabalho é identificar e analisar as soluções em curso ou a serem definidas pelo governo federal para a inserção do gás natural como uma das principais fontes de energia no Brasil. O estudo está dividido em três grandes capítulos: desafios tecnológicos, desafios regulatórios e os novos programas do governo federal. A primeira parte da pesquisa traz um mapeamento dos desafios técnicos envolvidos na produção do gás nacional. A segunda parte é uma análise do marco regulatório do gás quanto a exploração e produção (E&P) conforme a Lei 9.478/1997 e para o transporte, distribuição e estocagem a Lei 11.909/2009. Na parte final do trabalho serão analisados os programas “Gás para Crescer” e “Novo Mercado de Gás” a fim de saber se promoveram o efetivo desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil. Conclui-se que com o sucesso de programas governamentais como o “Novo Mercado do Gás” lançado em 2019, a demanda interna pode se desenvolver com foco na indústria, termoelétricas e no combustível veicular. Já a exploração do potencial produtivo depende de iniciativas das próprias empresas produtoras em parceria com o poder público, visando os aspectos técnicos do tratamento e escoamento da produção, visto que em termos de volumes, o Brasil já está apto a aumentar a participação do gás em sua matriz energética.

Palavras-chave: *Brasil, gás natural, desafios técnicos e regulatórios, Gás para Crescer, Novo Mercado de Gás.*

ANEXO VI

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

ANALYSIS OF THE BRAZILIAN NATURAL GAS SECTOR: DIAGNOSIS & SOLUTIONS

Raíssa Fernandes Yabiko

Maio/2020

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Course: Petroleum Engineering

Abstract: The Brazilian natural gas scenario is quite controversial. On one side, there is an abundance of natural gas to be exploited, on the other, technical difficulties hampering this production. Even though natural gas is a more noble source of energy in the environmental aspect, its participation in the Brazilian energy matrix is insignificant. The objective of this work is to identify and analyze the solutions in progress or to be defined by the federal government for the insertion of natural gas as one of the main Brazilian energy sources. The study is divided into three major chapters: technological challenges, regulatory challenges, and the new federal government programs. The first section provides a mapping of the technical challenges relating the production of natural gas. The second part is an analysis of the regulatory framework for exploration and production (E&P) according to Law 9.478/1997 and for transportation, distribution, and storage Law 11.909/2009. In the end of the work, the “Gas to Grow” and “New Gas Market” programs will be analyzed in order to find out if they have promoted the effective development of the natural gas sector in Brazil. It can be concluded that with the success of government programs such as the “New Gas Market” launched in 2019, internal demand may develop with a focus on industry, thermoelectric plants, and vehicular fuel. The productive potential, although, depends on initiatives by the production companies themselves in partnership with the public authorities, aiming at the technical aspects of the treatment and flow of production, since in terms of volumes, Brazil is already able to increase the participation of gas in its matrix energy.

Keywords: Brazil, natural gas, technical and regulatory challenges, Gas to Grow, New Gas Market

SUMÁRIO DE SEÇÕES

1. INTRODUÇÃO.....	11
2. METODOLOGIA.....	13
3. DESAFIOS TECNOLÓGICOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL NO BRASIL.....	14
3.1. OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO.....	15
3.1.1. O GÁS DO PRÉ-SAL.....	19
3.2. ESCOAMENTO E DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL	26
3.3. DEMANDA DE GÁS NATURAL.....	30
3.4. CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 1.....	38
4. DESAFIOS REGULATÓRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL NO BRASIL.....	40
4.1. BARREIRA REGULATÓRIA.....	45
4.2. CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 2.....	48
5. SOLUÇÕES PARA O SETOR DE GÁS NATURAL	49
5.1. PROGRAMA GÁS PARA CRESCER.....	49
5.2. PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS	60
5.3. GÁS PARA CRESCER <i>VERSUS</i> NOVO MERCADO DE GÁS	63
5.4. CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 3	67
6. CONCLUSÕES.....	69
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Perfil de variação de concentração de gás carbônico no polígono do pré-sal	20
Figura 2 Localização dos campos da área do pré-sal do Brasil (reduzida).....	20
Figura 3 Estrutura de conexão da plataforma <i>Floating LNG</i> no polígono do pré-sal...	25
Figura 4 Infraestrutura de gasodutos de transporte no Brasil, 2019.....	27
Figura 5 Estrutura atual e gasodutos em estudo na área do pré-sal: rotas 1-6	30
Figura 6 Fator de emissão do gás natural, gasolina e óleo diesel.....	37
Figura 7 Evolução do marco regulatório do gás natural brasileiro, 1995-2019.....	41
Figura 8 Fluxograma Simplificado do Gás Natural	44
Figura 9 Atribuições regulatórias da União e dos Estados do Brasil	47
Figura 10 Participação da Petrobras (agente dominante) no setor de gás natural brasileiro.....	51
Figura 11 Transformações da indústria de gás natural no Brasil com o Novo Mercado de Gás.....	61

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Percentual de gás associado e não associado produzido em relação ao total, 2009-2020	14
Gráfico 2 Participação do gás natural importado no consumo brasileiro, 2009-2018 .	16
Gráfico 3 Origem por país do gás natural importado, 2009-2018 (milhões de metros cúbicos)	16
Gráfico 4 Origem do gás natural produzido no Brasil, 1997-2019.....	18
Gráfico 5 Perspectivas de crescimento da oferta de gás natural de acordo com sua origem: terra, pós-sal e pré-sal, 2019-2030.....	19
Gráfico 6 <i>Breakeven</i> do gás natural produzido no pré-sal de acordo com o teor de CO ₂ e a distância da costa (em quilômetros)	22
Gráfico 7 Previsão da produção bruta de gás natural do pré-sal por faixa de teor de CO ₂	23
Gráfico 8 Perspectivas de produção de gás natural no pré-sal e capacidade existente de escoamento, 2024-2030	29
Gráfico 9. Consumo final de energia por fonte no Brasil (%), 2019	31
Gráfico 10. Comparação entre o consumo termoeletrico <i>versus</i> industrial do Brasil, 2011-2019.....	33
Gráfico 11 Gás Natural: consumo final de energia por setor, 2018-2027.....	34
Gráfico 12 Projeção de crescimento do PIB brasileiro e de países em desenvolvimento, 2007-2024.....	35
Gráfico 13 Projeção de demanda por gás natural no Brasil, 2019-2029 (em milhões de metros cúbicos por dia)	36
Gráfico 14 Preço médio de referência do gás natural (US\$/milhão BTU ¹) 2018.....	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Fração de gás disponível para comercialização como função do teor de CO ₂ após o processamento por membranas	24
Tabela 2 Diferenças entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás e suas atribuições	42
Tabela 3 Bloco 1 - Concentração de Mercado	50
Tabela 4 Bloco 2 - Sistema de gestão e regulação do setor de gás natural	53
Tabela 5 Bloco 3: Incentivos ao desenvolvimento do setor de gás natural	57
Tabela 6 Análise do Subcomitê 8 do Gás para Crescer sob a ótica do Novo Mercado de Gás Natural	64
Tabela 7 Acontecimentos já realizados no âmbito do Novo Mercado de Gás.....	66
Tabela 8 Acontecimentos previstos no âmbito do Novo Mercado de Gás	67

1. INTRODUÇÃO

O gás natural é um combustível fóssil que se encontra na natureza na forma associada ou não ao petróleo em um mesmo reservatório. Essa fonte de energia, apesar de ser de queima mais limpa quando comparada ao petróleo e carvão e figurar entre os principais combustíveis no mundo, tem pouca participação na matriz energética brasileira, cenário que contrasta com o potencial produtivo nacional.

Em 2019, as reservas provadas de gás no Brasil atingiram a marca de aproximadamente 364 bilhões de metros cúbicos (MMm³), o que resulta em uma relação reserva provada sobre a produção (conhecida como R/P) de 9 anos (ANP, 2020a). Ainda, ao se analisar o potencial produtivo de campos do pré-sal em início de produção e a serem licitados pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a expectativa é de que a razão R/P cresça exponencialmente, visto que a razão gás-óleo desses campos é estimada entre 200 e 450 metros cúbicos por metro cúbico normal (Nm³/Nm³)¹ (ANP, 2020b); sendo as reservas possíveis, que registram um grau maior de incertezas, estimadas em um volume de 549 bilhões de metros cúbicos (ANP, 2020a). Mesmo com esse potencial significativo, o gás natural responde por apenas 12,5% da oferta interna de energia no Brasil (EPE, 2019a) e apenas 7,5% do consumo final por energia (MME/EPE, 2020).

Esse cenário controverso de grandes reservas, mas com pouco impacto na matriz energética brasileira nas últimas décadas, foi a motivação deste estudo sobre o setor de gás natural. O objetivo desse trabalho é identificar e analisar as soluções em curso ou a serem definidas pelo governo federal para a inserção do gás natural como uma das principais fontes de energia no Brasil.

A partir de uma análise segmentada entre as barreiras tecnológicas e regulatórias, a pesquisa vai explorar os desafios envolvidos em cada uma das etapas. O trabalho também busca entender e criticar como os recentes programas de governo atendem e solucionam as demandas do setor, sendo como foco de análise o programa “Gás para Crescer”, lançado em junho de 2016 no governo do Presidente Michel Temer, e a sua remodelação denominada de “Novo Mercado do Gás”, divulgada três anos depois, em julho de 2019, pelo governo do Presidente Jair Messias Bolsonaro.

¹ A razão metro cúbico/metro cúbico *standard* ou normal refere-se a uma medida de volume de gás sob condições padrão de temperatura e pressão (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

O estudo está dividido em três grandes capítulos: desafios tecnológicos, desafios regulatórios e os programas do governo federal. A primeira parte da pesquisa traz um mapeamento dos desafios técnicos envolvidos na produção do gás nacional, dando destaque aos campos da área do pré-sal, ao escoamento e distribuição desse gás para o interior do país, além da demanda na modalidade firme por gás, ainda pouco desenvolvida pelo país.

A segunda parte do estudo é uma análise do marco regulatório do gás quanto a exploração e produção (E&P) conforme a Lei 9.478/1997 e para o transporte, distribuição e estocagem vide a Lei 11.909/2009. Os programas de governo propostos para o gás natural entram nesse conjunto de legislações. O primeiro programa abordado intitulou-se “Gás para Crescer”, cujos resultados contribuíram para a redação do Substitutivo ao Projeto de Lei nº 6.407 de 2013 (apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016). Apoiado nos desdobramentos que ocorreram desde o início do “Gás para Crescer”, o governo do Presidente Jair Messias Bolsonaro optou pela remodelação do programa e o lançamento de uma nova iniciativa denominada “Novo Mercado do Gás”. Este novo programa, que vem sendo desenvolvido e aprimorado, tem como uma de suas principais bases o “Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCCP)” celebrado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) em 2019.

Na parte final do trabalho serão indicadas as possíveis soluções já propostas pelo governo e àquelas que ainda se julgam necessárias. Ao identificar os pontos divergentes e convergentes entre os dois programas do governo pretende-se saber se ambos promoverão o efetivo desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil.

2. METODOLOGIA

A pesquisa se desenvolveu de 2017 a 2019. Iniciou a partir da Chamada Pública IPEA/PNPD Nº 107/2016, na qual o Laboratório de Economia do Petróleo (LabEcoPet) foi selecionado pelo Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) para estudar o desenvolvimento do setor energético brasileiro com ênfase no setor do petróleo e gás natural, abordando temas técnicos e sociais. Quanto ao aspecto técnico estudou-se: (i) o setor de refino de petróleo em território brasileiro, (ii) o setor de gás natural, desde sua regulação até os desafios tecnológicos para o seu desenvolvimento; no aspecto social abordou-se: (i) o conteúdo local e (ii) como os recursos provenientes da exploração dessas *commodities* estão sendo destinados a pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). Todos os estudos foram publicados na forma de artigos nacionais ou internacionais.

Em relação ao setor de gás natural, especificamente, o estudo se desenvolveu seguindo três principais caminhos: a) no primeiro fez-se um diagnóstico da cadeia produtiva do setor de gás natural no geral, e no detalhe sobre a produção das reservas, a oferta interna e a demanda pelo gás natural, buscando entender o papel dos principais agentes do setor, internos e externos. b) o segundo caminho considerado complementar, mas não menos importante, referiu-se a um estudo cronológico da legislação vigente no Brasil e como se caracteriza a participação da Petrobras como o principal agente em diversos segmentos da cadeia. c) no terceiro caminho tratou-se de apresentar criticamente os programas e as melhorias na legislação propostas pelos governos dos Presidentes Michel Temer e Jair Bolsonaro, respectivamente².

As principais fontes de dados utilizadas foram: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Ministério de Minas e Energia (MME) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Além de fontes governamentais, também se buscou dados em instituições independentes: Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado e Petrobras.

² Neste Projeto de Graduação foram atualizados os dados técnicos e regulatórios, visto que nos anos de 2018 e 2019, o poder público em parceria com o setor privado discutiu exaustivamente o setor de gás natural. Como resultado, diversas mudanças foram implementadas, principalmente regulatórias no que se refere a relação entre o governo federal e os agentes envolvidos (empresas).

3. DESAFIOS TECNOLÓGICOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

No Brasil, a presença de gás associado ao petróleo no montante produzido é expressiva. Nos últimos seis anos, concentrou-se em mais de 70% e em janeiro de 2020, esse percentual esteve em 80,4% (ANP, 2020), conforme gráfico 1.

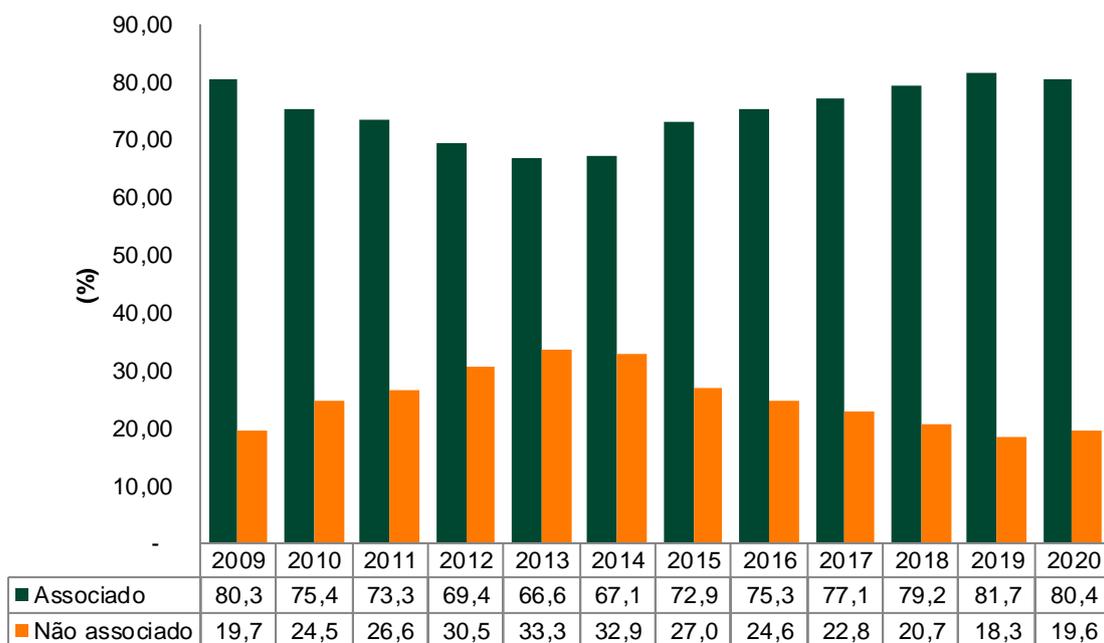


Gráfico 1. Percentual de gás associado e não associado produzido em relação ao total, 2009-2020

Fonte: ANP, 2020c.

Em decorrência disso, pode-se dizer que o setor de gás se desenvolveu a reboque do setor petrolífero. Porém, diferentemente do que se observa na regulação da exploração e produção (E&P) do petróleo cru, que é regida pelo princípio de alta produtividade e competitividade, no qual não se fazem necessários incentivos à entrada de empresas no setor; o cenário do gás natural se apresenta muito mais frágil.

Em outras palavras, o petróleo possui um escoamento fácil e um mercado consumidor firme, além de uma estocagem mais simples. Como consumidor firme se entende como certo. O gás natural, por outro lado, precisa de uma série de processos

custosos ao longo da cadeia, e para motivar uma empresa a produzi-lo, estocá-lo e/ou transportá-lo, certos incentivos são necessários. Se não houvesse estes incentivos, um caminho mais fácil seria a reinjeção no poço visando aumentar a produtividade da E&P de petróleo, dado que esta prática aumenta a pressão no reservatório e aprimora o fator de recuperação de petróleo, também diminuindo sua viscosidade (ANP, 2020b).

Os desafios tecnológicos para o desenvolvimento do gás no Brasil são relacionados, principalmente, a essa característica de associação ao petróleo em ambiente marinho, visto que para a produção e tratamento desse gás *offshore* uma série de estruturas precisam ser criadas, tais como: unidades de tratamento do gás em plataformas e gasodutos para o escoamento dessa produção até a costa.

Além deste obstáculo no primeiro elo da cadeia de gás natural, há também impedimentos do ponto de vista da demanda por esse insumo, visto que a interiorização do gás no Brasil é ínfima e os principais polos consumidores do gás como matéria-prima - indústria e petroquímica - vem sofrendo quedas na produção nos últimos anos.

3.1. OFERTA DE GÁS NATURAL NO BRASIL: PRODUÇÃO E IMPORTAÇÃO

A oferta de gás natural no país compõe-se da produção nacional, da importação de gás boliviano e da importação de gás natural liquefeito (GNL), por meio de navios metaneiros.

A falta de uma política energética de longo prazo para o gás natural, tornou o país fortemente dependente de importação, que representou aproximadamente 32% da média do consumo interno em 2019 (ANP, 2019), o equivalente a 23,83 milhões de metros cúbicos diários (m³/d). Ou seja, do volume de 74 milhões de m³/d de gás natural demandados no mês de fevereiro de 2020, a produção nacional supriu com apenas 49,75 milhões de m³/d.

Nos últimos anos, o padrão de importação nacional se manteve em patamar próximo aos 30%, situação na qual a adequação a variação da demanda é suportada majoritariamente pela produção interna. A evolução da produção e importação, pode ser observada no gráfico 2.

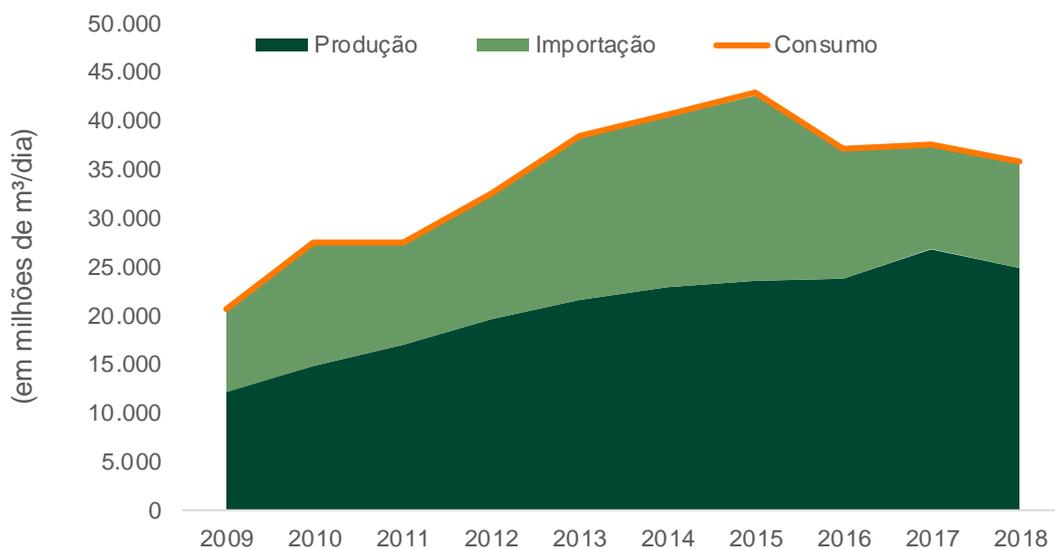


Gráfico 2 Participação do gás natural importado no consumo brasileiro, 2009-2018

Fonte: ANP, 2019.

Em 2015, pode-se observar o aumento significativo da importação frente à produção interna, que só foi rompido em virtude da forte crise nacional a partir daquela data. Considerando os países de origem do gás natural importado, vê-se no gráfico 3, o somatório do volume importado pelo Brasil entre 2009 e 2018 por país de origem.

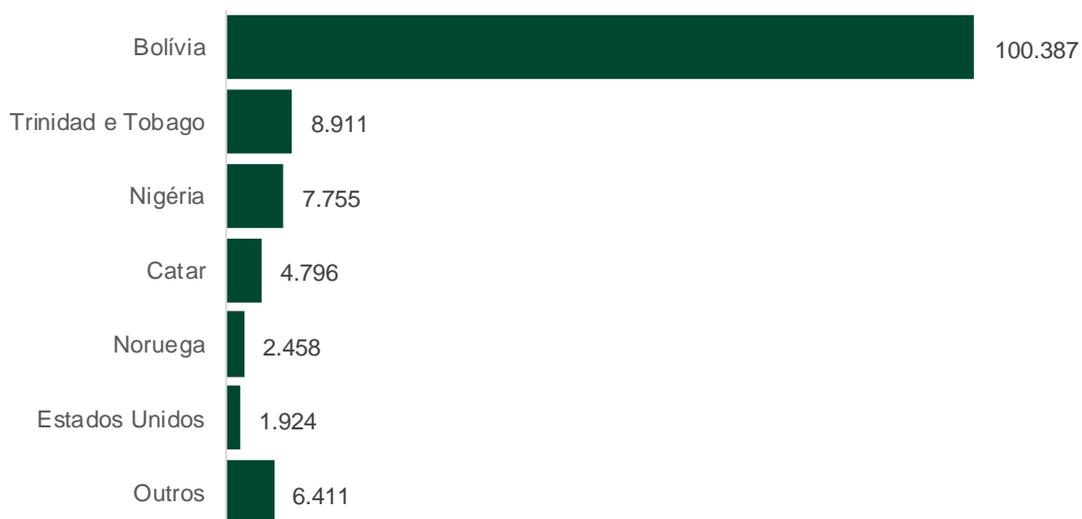


Gráfico 3 Origem por país do gás natural importado, 2009-2018 (milhões de metros cúbicos)

Fonte: ANP, 2019.

Percebe-se que no período analisado, a Bolívia sempre esteve como o principal parceiro comercial. No tocante a relação Brasil-Bolívia, vale destacar que o contrato com a Bolívia encerrou em 2019, e até a data fixada por este trabalho (maio de 2020) ainda não havia sido renovado.

No final de 2019, a Petrobras e a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)* assinaram um acordo de transição (em inglês *Gas Sale Agreement – GSA*), que estabeleceu que a estatal brasileira não pagaria antecipadamente por volumes de gás durante o período transitório, ou seja, período compreendido entre o vencimento do contrato e a realização de chamada pública pela ANP para empresas interessadas na utilização do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). Também, que não incidiriam multas sobre a YPFB caso a companhia entregasse volume abaixo de 19,25 milhões de m³/d contratados pela Petrobras (PETROBRAS, 2020). Considerando que o volume máximo da capacidade instalada de transporte é de 30 milhões de m³/d, o volume negociado nunca contemplou 100% do Gasbol.

Em documento assinado com o CADE, a Petrobras se comprometeu a limitar a importação de gás da Bolívia, para que outras empresas também pudessem usufruir do gás daquele país. Nessa linha de abertura do mercado de gás natural, a ANP abriu uma nova chamada pública sob o título e número “Alocação de Capacidade nº 01R/2020”. Neste documento são oferecidos à contratação 10,08 milhões de m³/d de utilização do Gasbol (ANP, 2020d). Essa nova chamada pública foi necessária, após a apresentação do “Termo de Renúncia” de capacidade de transporte pela Petrobras, que originalmente contratou 100% da capacidade do gasoduto no âmbito da Chamada Pública nº 01/2019.

Essa medida é uma clara sinalização de como as autarquias governamentais, nesse caso a ANP e o CADE, podem colaborar na criação de oportunidades para que mais agentes do setor possam atender a demanda por gás no país. Com isso, a diminuição do domínio da Petrobras no mercado de gás pode ser vislumbrada, visto que ela é operadora única desse sistema.

O país ainda conta com um cenário desafiador com relação à produção do gás de origem nacional. O gás associado brasileiro está localizado principalmente em campos *offshore* (gráfico 4), o que dificulta a sua logística de escoamento até o mercado consumidor.

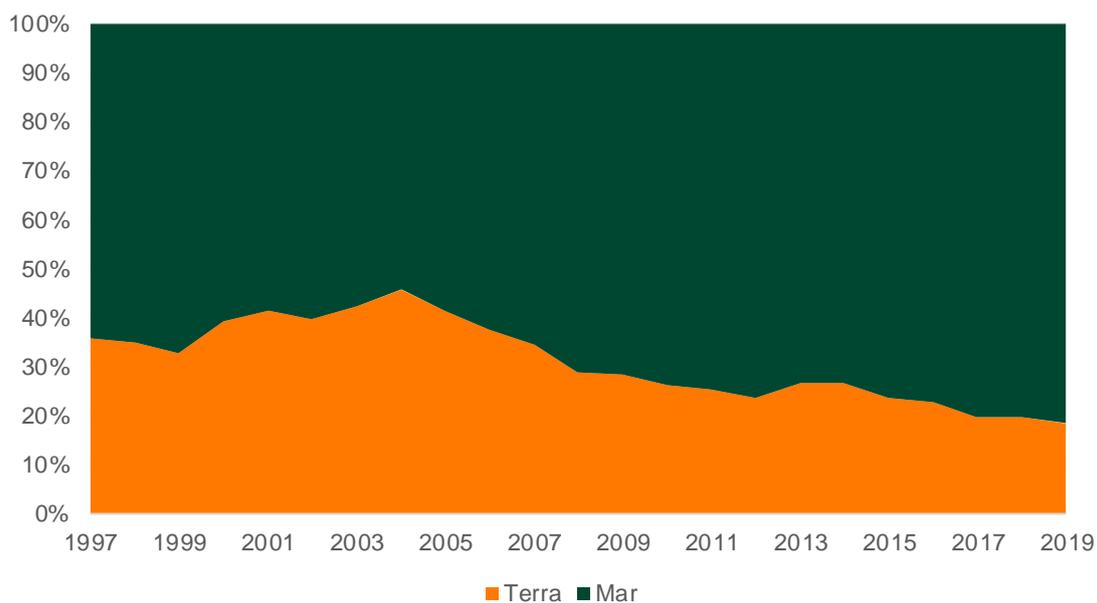


Gráfico 4 Origem do gás natural produzido no Brasil, 1997-2019

Fonte: ANP, 2019.

Vê-se no gráfico 4 que a origem do gás em terra vem se reduzindo gradativamente (próximo a 20%), enquanto a oriunda do mar ocupa um lugar cada vez maior, o que é justificado pelo aumento da produção do pré-sal quando comparado à produção nacional (ANP, 2019).

A primeira barreira para a uma consolidação do gás natural na matriz energética brasileira é o seu desafio exploratório com concentração em campos ricos em petróleo. Por ter uma taxa de retorno menor que a da produção de petróleo, a produção do gás tende a ser preterida, principalmente quando associada.

O gráfico 5 ilustra a perspectiva de crescimento e importância da produção do pré-sal na matriz brasileira.

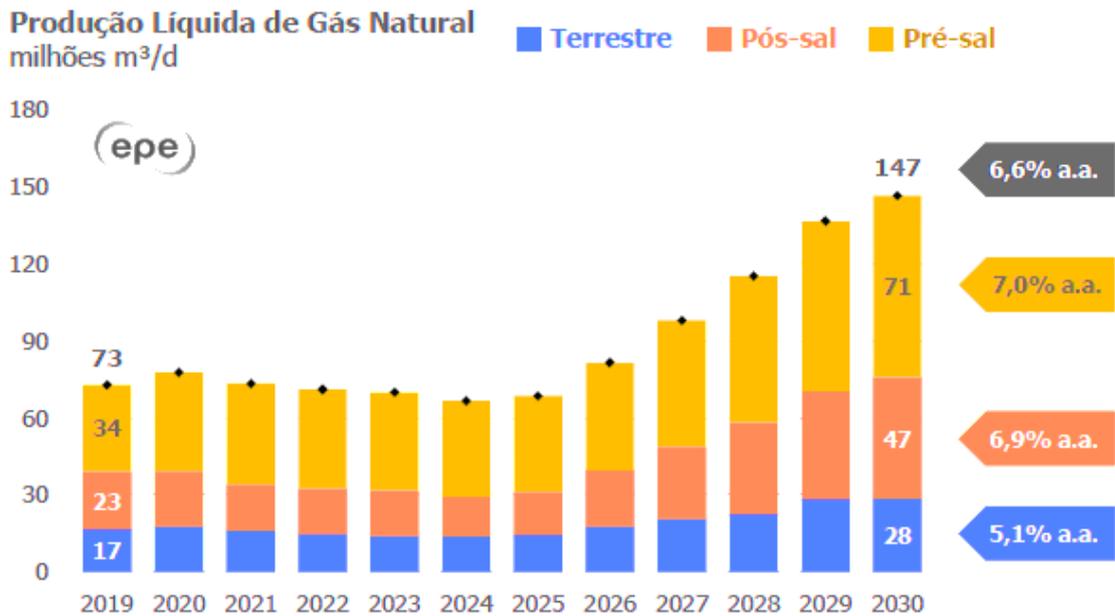


Gráfico 5 Perspectivas de crescimento da oferta de gás natural de acordo com sua origem: terra, pós-sal e pré-sal, 2019-2030

Fonte: EPE, 2019c.

O gráfico 5 mostra o protagonismo do pré-sal; porém, não se pode negligenciar a produção pós-sal que registra 6,9% a.a. de crescimento. Entretanto, o pré-sal traz dificuldades técnicas para o escoamento da sua produção até o mercado consumidor, tais como: a) a formação de hidratos em gasodutos submarinos devido às baixas temperaturas, b) gás rico em gás carbônico (CO₂) e c) a longa extensão de dutos até a costa (ALMEIDA et al., 2017).

3.1.1. O GÁS DO PRÉ-SAL

Os reservatórios do polígono do pré-sal possuem em média uma razão de solubilidade (ou razão gás-óleo - RGO) original entre 200 e 450 Nm³/Nm³ (EPE, 2020). Isto é, para cada metro cúbico de óleo produzido na superfície são liberados entre 200 e 450 m³ de gás nas condições atmosféricas padrão (normais). Assim, esse insumo não pode ser desconsiderado ou queimado como praticado em anos passados, dado que a produção dos campos do pré-sal é muito alta.

Outra particularidade do gás natural do pré-sal é o alto teor de gás carbônico (CO₂). Esse teor é heterogêneo por toda a extensão da área, uma vez que depende do

reservatório onde é encontrado e do processo de migração dos fluidos, este último podendo variar lateralmente e verticalmente (ANP, 2020b). A figura 1 mostra os perfis de concentração (em %) de CO₂ no polígono do pré-sal.

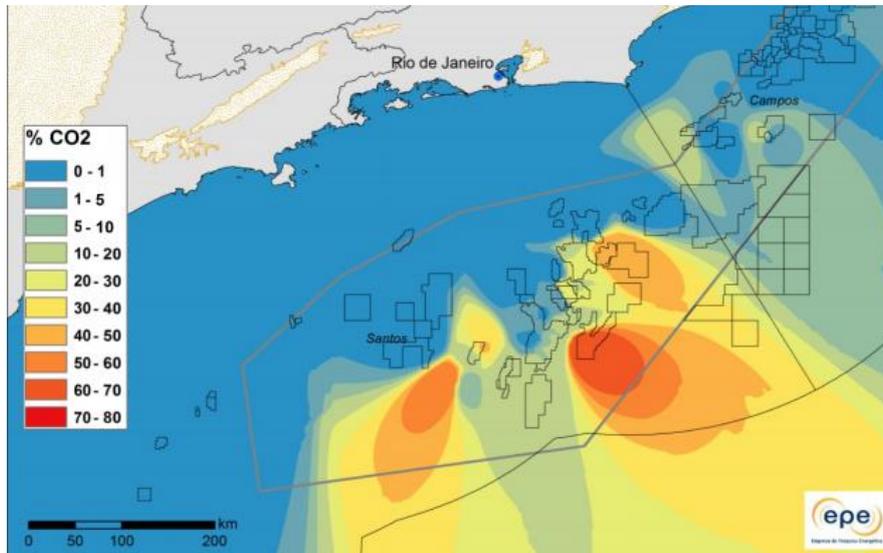


Figura 1 Perfil de variação de concentração de gás carbônico no polígono do pré-sal

Fonte: EPE, 2019b.

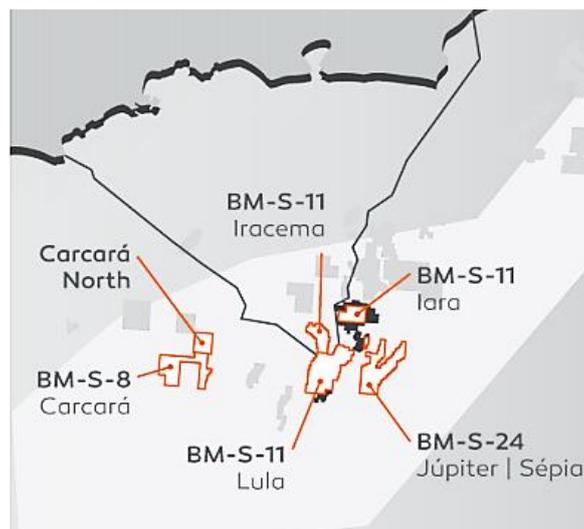


Figura 2 Localização dos campos da área do pré-sal do Brasil (reduzida)

Fonte: Galp, 2020.

Unidos as informações da figura 1 com a figura 2, pode-se afirmar que, no campo de Lula (BM-S-11), os teores de CO₂ variam em torno de 8% a 25%, já em Iracema

(BM-S-11), que também faz parte do mesmo bloco, o percentual de gás carbônico está em torno de 1%.

O gás natural só pode ser comercializado com uma concentração abaixo de 3% de CO₂ (Portaria da ANP nº 16/2008). Quando o gás se encontra em condições diferentes das estabelecidas por essa portaria, é necessário que ele seja tratado em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Por outro lado, se o gás extraído for tratado na própria plataforma, grandes quantidades de energia são consumidas.

O percentual de gás que é dispendido no processo de tratamento torna o tratamento para comercialização menos atraente economicamente quando comparado a solução de reinjeção do gás para produção de petróleo.

A reinjeção no poço impacta positivamente os seguintes aspectos: (i) manutenção da pressão do reservatório; (ii) solubilização e inchamento do óleo; (iii) redução da viscosidade do óleo; (iv) redução das tensões interfaciais, favorecendo a eficiência de deslocamento; (v) redução da saturação de óleo residual (EPE, 2020) – fatores que aumentam a produção de petróleo.

Em 2019, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgou um estudo no qual era analisada a viabilidade do gás do pré-sal com base em dois parâmetros: a) distância da costa e b) teor de CO₂.

O estudo teve como premissa um projeto genérico do pré-sal com a curva de produção com base na média histórica já realizada pelos campos que produzem atualmente, e considerando a forma de tratamento do gás por meio de membranas na plataforma *offshore*. O gráfico 6 mostra os resultados do estudo.

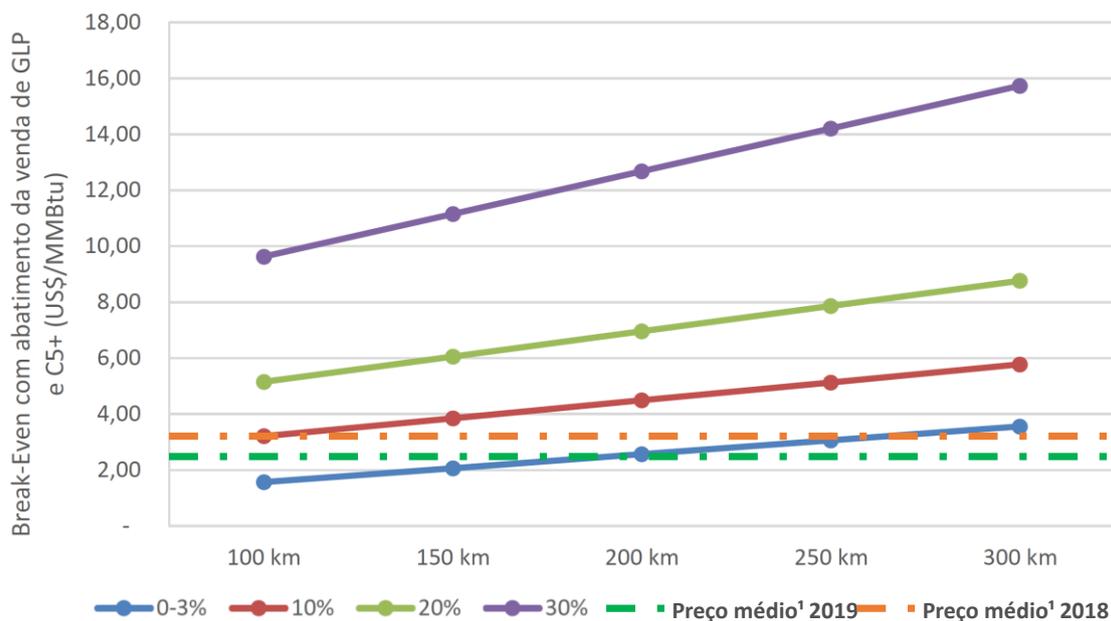


Gráfico 6 Breakeven do gás natural produzido no pré-sal de acordo com o teor de CO₂ e a distância da costa (em quilômetros)

Fonte: Elaboração própria com base em EPE, 2019b.

Nota: *Breakeven* se refere ao preço da molécula, o que inclui exploração e produção, remoção do CO₂, escoamento até a costa, processamento e comercialização dos líquidos.

¹ Preço médio com base no preço spot da curva de gás natural Henry Hub (US\$/MMBtu)

Através desses resultados consegue-se ver que quanto mais distante da costa e maior o teor de gás carbônico na corrente produzida, maior é o *breakeven* do projeto. Levando em conta os preços médios de 2018 e 2019 apontados no gráfico, apenas a corrente de gás natural com até 3% seriam viabilizadas independentes da distância da costa. Esse resultado mostra um sério desafio técnico que deve ser resolvido, principalmente levando em conta que o teor de CO₂ dos próximos campos a entrarem em produção serão, na média, maiores e irão alterar o perfil do gás atual, conforme gráfico 7.

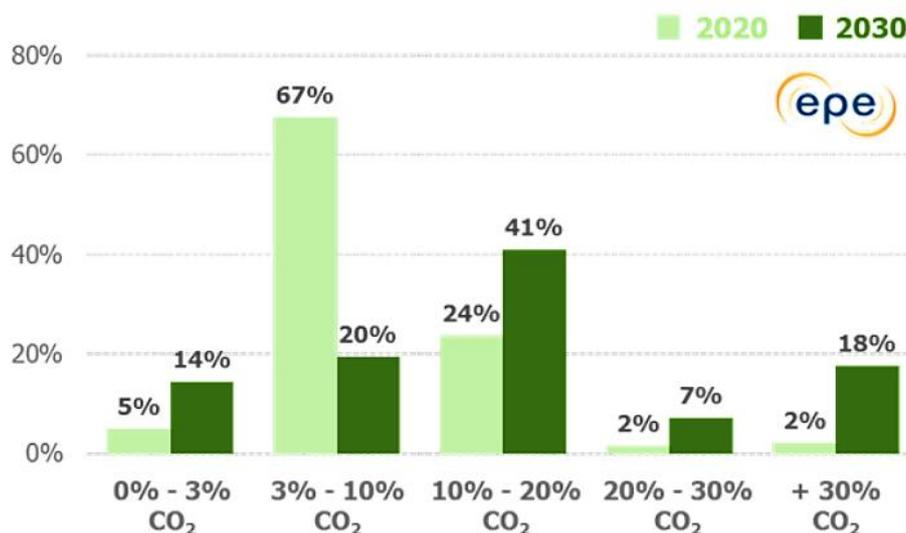


Gráfico 7 Previsão da produção bruta de gás natural do pré-sal por faixa de teor de CO₂

Fonte: EPE, 2019b.

Paralelamente, a tabela 1 ilustra um estudo disponível na biblioteca virtual *OnePetro*, (PINTO *et al.*, 2014) no qual foi simulada a fração de gás tratado disponível para exportação em função do teor de CO₂, após o processamento em plataforma com a utilização de membranas.

As membranas podem ser definidas como uma barreira que separa duas fases e que restringe total ou parcialmente o transporte dos componentes presentes nas fases (HABERT *et al.*, 2006). Assim, a membrana funciona como uma barreira física que permite que o CO₂ permeie seu espaço, e uma vez separado não volte a contaminar o gás que será comercializado. Moléculas como as de CO₂ e uma parcela das moléculas de CH₄ (metano) passam pela membrana com maior facilidade e se concentram na corrente de gás a ser injetado, enquanto que as demais ficam na corrente de gás natural tratado, que é exportado para a Unidade de Processamento em terra (PETROBRAS, 2016). Atualmente esta tecnologia tem sido a mais utilizada pela Petrobras (ANP, 2020b).

Tabela 1 Fração de gás disponível para comercialização como função do teor de CO₂ após o processamento por membranas

Teor de CO₂ (% mol/mol)	Gás tratado disponível (Remanescente/Corrente Alimentada)
10%	70%
20%	56%
30%	45%
40%	36%
45%	30%
50%	27%

Fonte: Pinto *et al*, 2014.

Nota: %mol/mol é a concentração de CO₂ por mol da corrente inicial; e remanescente/corrente alimentada é o volume final disponível para comercialização com o volume da corrente original (PINTO *et al.*, 2014).

A monetização do gás do pré-sal, por sua vez, também representa um desafio conjuntural relacionado ao preço da *commodity*, visto que a produção do gás do pré-sal tem atualmente um *breakeven* acima do preço médio deste hidrocarboneto, que encerrou o mês de abril de 2020 próximo a 2,00 USD/MM BTU (dólar por milhão de BTU³) (BLOOMBERG, 2020).

Sendo assim, para o gás do pré-sal, pode-se traçar dois cenários:

1. Mínima injeção de gás: esse cenário implica na monetização do gás natural produzido, ou seja, com tratamento de CO₂ na plataforma e infraestrutura para escoamento e processamento de gás;
2. Máxima injeção de gás: todo o gás produzido é reinjetado visando melhorar a recuperação do óleo.

Em relação ao primeiro cenário, algumas tecnologias estão sendo consideradas (EPE, 2019b): a) gasodutos para o escoamento, b) *Floating* LNG (liquefação de gás em alto mar), c) GTW (*Gas to wire* - conversão do gás excedente em energia) e d) GTL (*Gas to liquids* - conversão do gás natural em líquidos de alta qualidade).

³ Fator de conversão utilizado: mil m³ = 37,329 milhões BTU (partindo do poder calorífico de referência de 39,3599 mega joule por metro cúbico [MJ/m³]) (ANP, 2019).

Há pouca literatura e exemplos práticos para se analisar a aplicabilidade de cada um desses exemplos para o Brasil. Em relação a liquefação flutuante (conhecida como *Floating LNG*), a primeira exportação com gás originário de uma planta com esta característica ocorreu em 2017, através da instalação da plataforma *Floating LNG Satu* localizado a 180 km da costa da Malásia. Conforme a ANP (2020), a plataforma já se moveu para outros campos desde o seu início operacional, o que mostra a forte flexibilidade desta.

A figura 3 ilustra como seria a implementação de uma plataforma *Floating LNG* na área do pré-sal. Essa unidade ficaria próxima ao polígono do pré-sal, conectada aos campos produtores e alimentaria navios transportadores até a costa brasileira ou mercado externo. Para uma capacidade de liquefação 1,5 milhões de toneladas por ano (t/ano), considerando o processamento de 5,6 milhões de m³/d, o *capital expenditure* (em português, despesas de capital; sigla CAPEX) estimado para a o módulo de liquefação de uma plataforma foi estimado em 1,1 bilhão de dólares (EPE, 2019b).

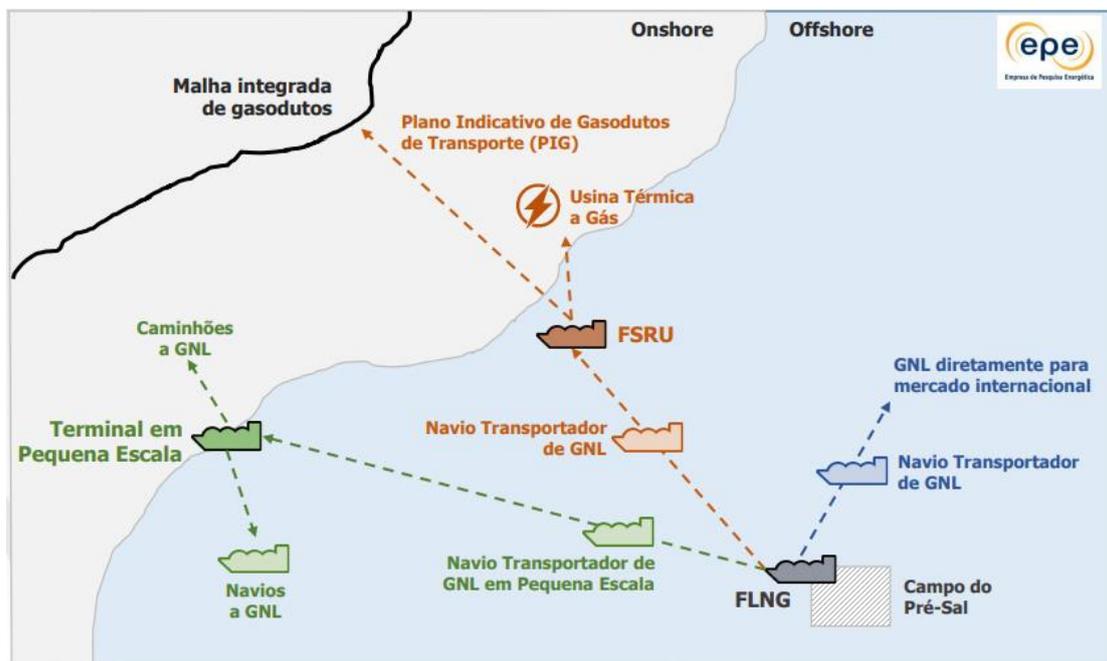


Figura 3 Estrutura de conexão da plataforma *Floating LNG* no polígono do pré-sal

Fonte: EPE, 2019b.

Em relação à tecnologia *gas to wire* (GTW), o gás é processado e a energia enviada para a terra, bem como para outras plataformas através de cabos de alta tensão. Assim como na tecnologia de liquefação, a termoelétrica é instalada em uma

Unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (em inglês *Floating Production Storage and Offloading*, FPSO). Não há exemplos práticos dessa aplicação, visto que há problemas relacionados às perdas na transmissão via cabos de alta corrente alternada – cerca de 2% a 3% (ERLICH e BRAKELMANN, 2007) e uma limitação de alcance (distância das conexões entra plataforma e costa limitada a 50 a 100 km) (LAZARIDIS, 2005; NEGRA et al, 2006).

Outra forma de monetização do gás é transformá-lo em gás de síntese e, posteriormente, em hidrocarbonetos líquidos (em inglês *syncrude*). A conversão para combustível líquido é conhecida há mais de um século.

Em 1920, a transformação começou com a conversão de gás de síntese, produzido a partir do carvão, em combustível líquido (BAXTER, 2010). Todavia, não há atualmente uma unidade de *Floating Gas to Liquid Facility* (FGTL) em operação no mundo. Utilizando a mesma capacidade de processamento de 5,6 milhões de m³/d, a produção final de *syncrude* seria de 200 mil b/d, com um CAPEX para o módulo de GTL de 800 milhões de dólares (EPE, 2019b).

Independentemente da origem do gás, importado ou produzido internamente, para escoar o volume disponível para o mercado, seja via gasodutos ou terminais de regaseificação, o país precisa contar com a interligação entre os principais centros consumidores e produtores.

3.2. ESCOAMENTO E DISTRIBUIÇÃO DO GÁS NATURAL

Em 2019, a malha de transporte brasileira registrou uma extensão de 9.409 km (EPE, 2020), quilometragem estagnada há anos, conforme pode ser visto na figura 4.

14 plantas de processamento com capacidade instalada de 96 milhões m³/d (EPE, 2019c).

A representativa participação da Petrobras neste mercado pode ser vista nas estruturas para escoamento e distribuição do gás no Brasil. Dentre as Unidades de Processamento, a Estação Vandemir Ferreira, no estado da Bahia, é a única Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) que não é de propriedade integral da Petrobras, pertencendo também as empresas concessionárias do campo de Manati (também situado no estado da Bahia).

No mês de abril de 2020, a ANP publicou em Diário Oficial da União duas autorizações sob os nºs 248 e 250, concedidas a empresa Alvo Petro (operadora de campos de acumulações marginais no estado da Bahia).

A primeira autorização visa a operação da UPGN localizada em Mata de São João no estado baiano e a segunda autorização refere-se a permissão de operação, de forma temporária, do gasoduto de escoamento da produção, que interliga a área individualizada de produção composta pelos campos de Cardeal do Nordeste, Caburé, Caburé Leste e Cardeal do Nordeste Leste à UPGN Caburé, este último também localizado no município de Mata de São João/BA.

Em relação aos terminais de regaseificação para o gás natural de origem estrangeira, além de 100% dos terminais serem pertencentes a Petrobras, o percentual de utilização é muito baixo. Em 2018, a taxa de **não** utilização dos terminais foi em média 75% (ANP, 2019).

Um primeiro sinal de abertura do mercado foi a assinatura de um protocolo de intenções (em 2020) entre a empresa *Golar Power* e o governo de Pernambuco para a implantação de um terminal de GNL no Complexo Industrial de Suape, em Ipojuca (PE). O terminal tem como objetivo abastecer caminhões que farão a distribuição de gás natural para o interior do estado em um raio de até 1.000 km, sendo o escoamento por caminhão de até 480 mil m³/dia de gás natural (AGÊNCIA EPBR, 2020).

Em relação à expansão da rede de gasodutos em território nacional, na área do pré-sal, existe duas rotas já em operação: rota 1 e rota 2.

A rota 1 tem capacidade de escoamento de 10 milhões de m³/dia até Caraguatatuba/SP e encontra-se em operação desde 2011. A rota 2, em operação desde 2016, permite escoar até 16 milhões de m³/dia até a UPGN de Cabiúnas/RJ.

A rota 3, com capacidade para 18 milhões de m³/dia, encontra-se em implantação e deve escoar o gás até Maricá/RJ e daquele ponto por terra até a UPGN instalada no Comperj (EPE, 2019).

Anualmente, a EPE divulga estudos econômicos relativos à construção de novos gasodutos e unidades de processamento (relatório conhecido como PIPE). No último relatório divulgado em 2019, a EPE com base nas curvas de produção para os campos do pré-sal, traçou o esgotamento da estrutura disponível para escoamento do gás natural, como pode ser observada no gráfico 8.

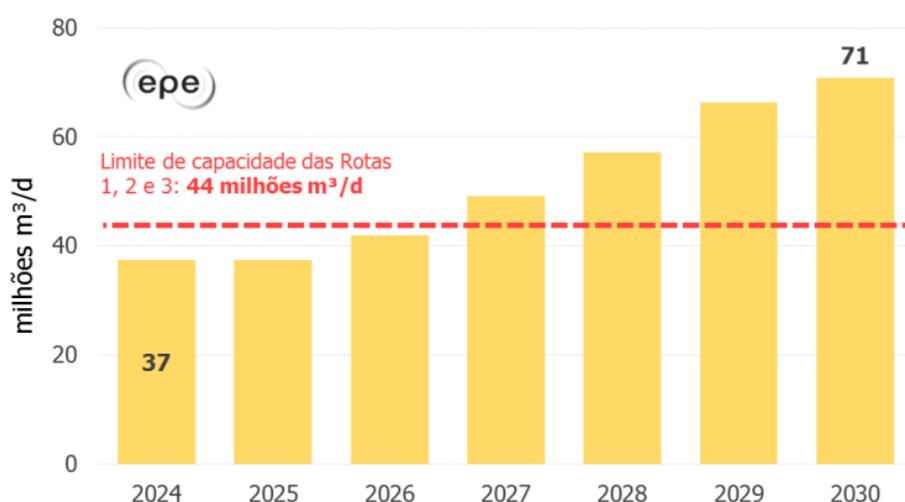


Gráfico 8 Perspectivas de produção de gás natural no pré-sal e capacidade existente de escoamento, 2024-2030

Fonte: EPE, 2019d.

Mantidos os planos para a produção do gás do pré-sal, destaca-se a necessidade de um aumento na capacidade de escoamento. Atualmente há 3 rotas novas de gasodutos em estudo. A rota 4 na Bacia de Santos e as rotas 5 e 6 na Bacia de Campos conforme pode-se verificar na figura 5.

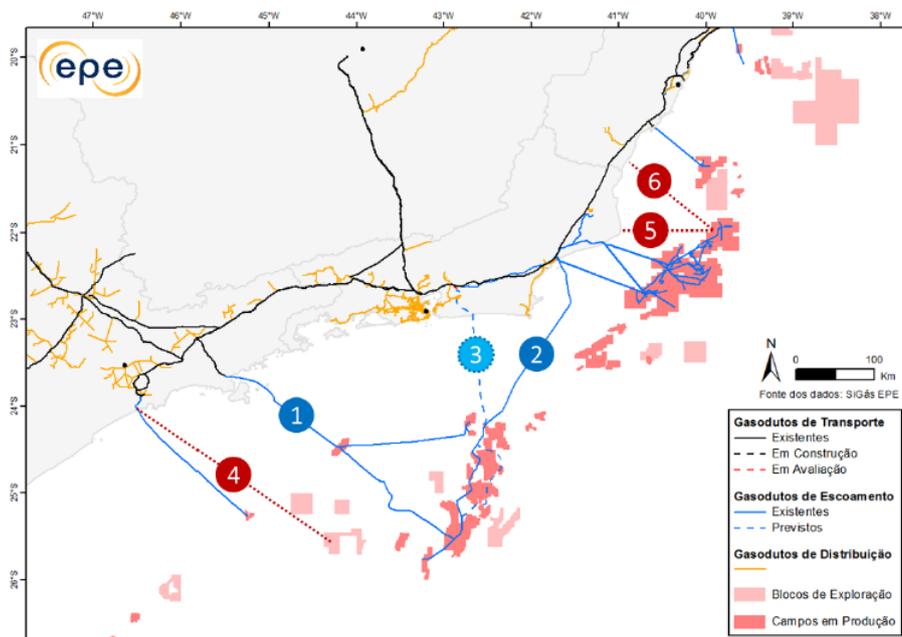


Figura 5 Estrutura atual e gasodutos em estudo na área do pré-sal: rotas 1-6

Fonte: EPE, 2019b.

Com o início da produção de mais blocos na área do pré-sal e a abertura do mercado com a regularização de acesso a terceiros, as chamadas *essential facilities* (que incluem gasodutos de transporte), o governo pretende viabilizar esses gasodutos em estudos através de consórcios entre empresas.

As empresas - Cosan e Comgás - estão estudando a viabilidade de implementação da rota 4; porém, o projeto ainda carece de mais parceiros comerciais, por se tratar de uma estrutura intensiva de capital (EPE, 2020).

Para que os projetos se tornem viáveis, é preciso a pré-existência de uma demanda inicial (conhecida como consumidor inicial). Ou seja, as autorizações e a concessões para a construção e ampliação de gasodutos, unidades de processamento de gás natural (UPGN) e expansão da malha de distribuição devem indicar os demandantes em potencial.

3.3. DEMANDA DE GÁS NATURAL

Pelo lado da demanda, apesar de o gás natural ser uma opção mais nobre ambientalmente em comparação a outros combustíveis fósseis, encontra-se sub

representado na matriz energética brasileira. O gráfico 9 mostra o cenário energético brasileiro de 2019.

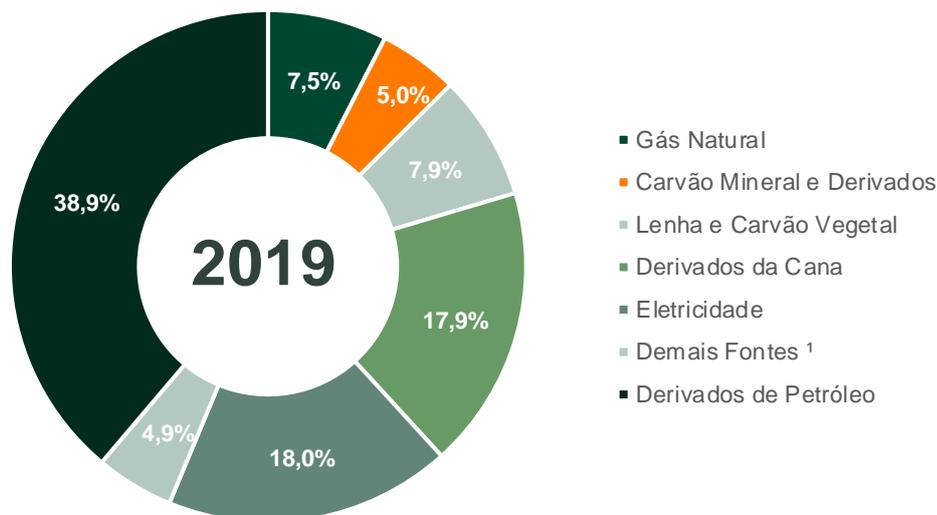


Gráfico 9. Consumo final de energia por fonte no Brasil (%), 2019

Fonte: MME/EPE, 2019.

Nota: ¹ inclui biodiesel, lixívia, outras renováveis e outras não renováveis.

Ciente da baixa participação do gás natural (7,5%) na matriz energética brasileira, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelece como princípio e objetivo da Política Energética Nacional incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural e promover a livre concorrência entre outros objetivos.

Esse propósito vem se tornando mais forte nos últimos anos, levando em conta três resoluções publicadas sobre esse assunto (Resolução CNPE Nº 10/2016, 17/2017 e 16/2019 – resumidas abaixo).

“Resolução CNPE Nº 10/2016: estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, e dá outras providências.”

“Resolução CNPE Nº 17/2017: estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6

de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.”

“Resolução CNPE Nº 16/2019: Estabelece diretrizes e aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência no mercado de gás natural, e dá outras providências.”

Além desses esforços burocráticos, há uma expectativa positiva para o crescimento da participação do gás natural no mercado interno. É esperado que as novas rodadas de licitação da ANP, principalmente na área do pré-sal, irão aumentar os volumes *in situ* de gás natural; todavia, outros pontos também são de importância para esse prognóstico otimista: (i) o crescimento da demanda pelo combustível ocasionado pelo despacho de térmicas a gás natural e aquecimento do setor industrial, com a concomitante retomada do crescimento econômico do país, (ii) a necessidade de substituição dos grandes volumes de gás importado, que contribuem para o enfraquecimento da oferta de gás nacional, pois ao ter como garantia os volumes de origem estrangeira, não investe em expansões e (iii) os atuais níveis de preço da *commodity*, fator que impacta tanto positivamente, fruto do possível aumento da demanda pelo insumo, quanto negativamente, quando se considera o custo de extração do gás que não determina diretamente o preço.

Primeiramente, em relação à demanda por térmicas, deve-se destacar alguns pontos cruciais. No início de 2000, os reservatórios de água das regiões Sudeste/Centro-Oeste alcançaram níveis críticos que deram início ao racionamento de energia elétrica. Nesse contexto, foi criado o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) através do Decreto n.º 3.371 e da Portaria MME n.º 43, ambos de 2000. Esse programa visou aumentar a geração de energia elétrica no país através de termoelétricas a gás, e para tanto forneceu uma série de incentivos fiscais para a atração de investimentos ao setor (linhas de crédito e garantias de compra da energia produzida). Mesmo abundantes, esses incentivos falharam em atrair capital privado, e a construção dessas termoelétricas ficaram a cargo da Petrobras (PINTO, 2014).

Construídas rapidamente para suprir a demanda interna brasileira, as térmicas a gás de ciclo aberto⁵, que datam do início dos anos 2000 são pouco eficientes e demandam enormes quantidades de gás para produzir energia elétrica. Sendo assim,

⁵ Térmicas de ciclo aberto: o calor gerado pela queima do combustível é perdido nos gases de exaustão. São plantas de baixa eficiência (ANDRADE, 2012).

o despacho (demanda) emergencial dessas unidades causa grandes perturbações ao setor.

O gráfico 10 mostra a importância das termoelétricas quando comparadas ao principal setor consumidor de gás, o industrial.

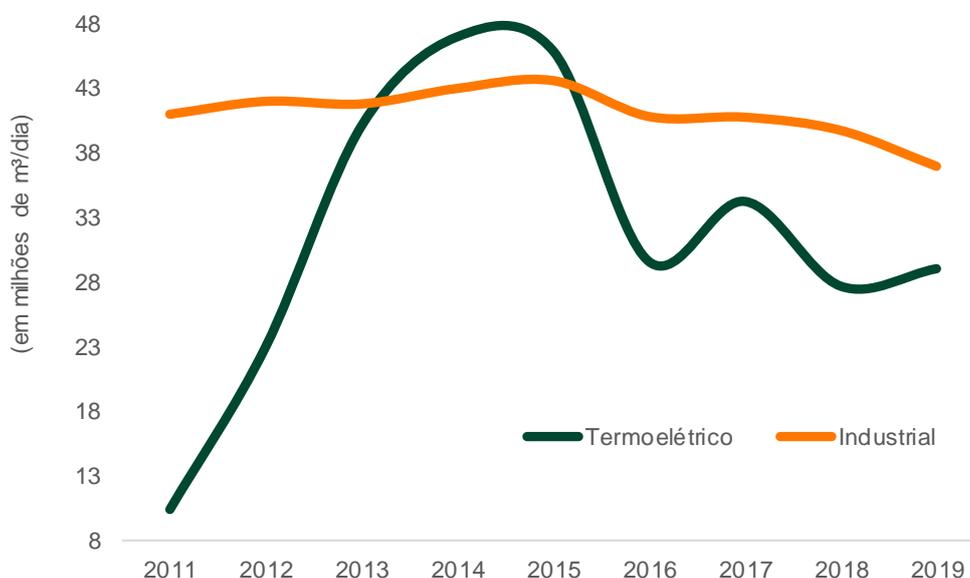


Gráfico 10. Comparação entre o consumo termoelétrico *versus* industrial do Brasil, 2011-2019

Fonte: MME, 2020.

Mesmo com a diminuição do consumo das termoelétricas, devido ao aumento das chuvas nos principais reservatórios do país nos últimos anos, a perspectiva é de manutenção no nível de despacho das térmicas, visto que a utilização delas ocorre de acordo com um mínimo necessário para fazer frente às variações de carga do sistema hidráulico e eólico (ANEEL, 2017).

O gráfico 11 mostra uma estimativa para 2027 da participação por setor no consumo do gás natural no Brasil ao ser confrontada com o ano de 2018.

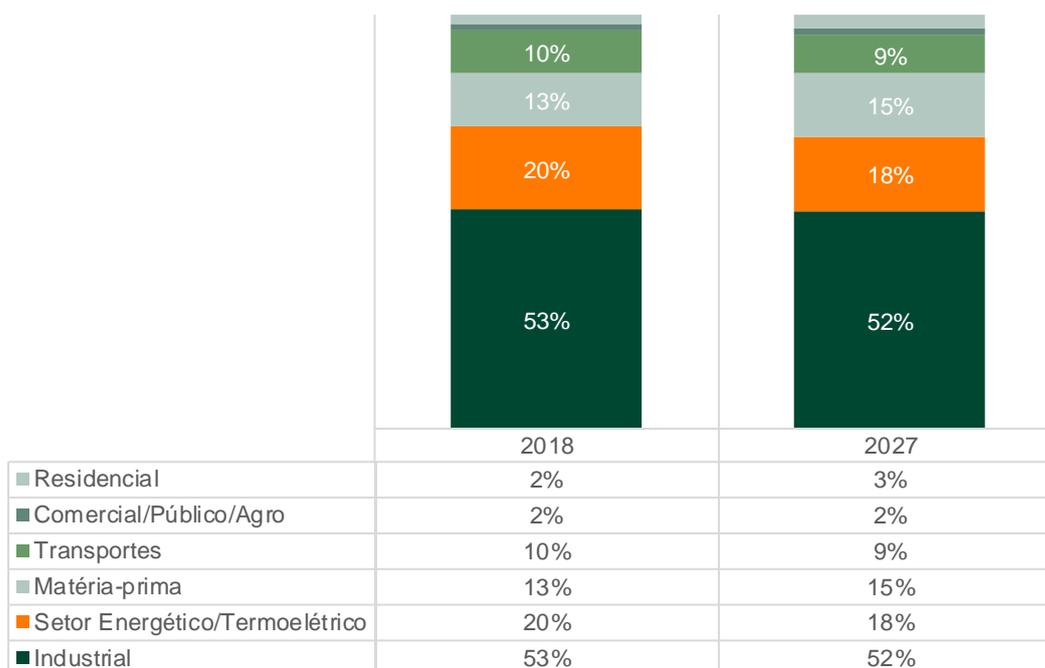


Gráfico 11 Gás Natural: consumo final de energia por setor, 2018-2027

Fonte: EPE, 2019a.

Pelas previsões, os níveis setoriais se manterão praticamente inalterados, dando destaque para uma diminuição de 2% para as termoelétricas e aumento na mesma proporção para o setor de transformação (petroquímicas e refinarias), que utiliza o gás como matéria-prima.

O Fundo Monetário Internacional (FMI), por sua vez, prevê o retorno da atividade no país; neste caso, vislumbra-se um aumento do consumo de gás para os anos futuros (2020-2024).

O gráfico 12 mostra o PIB brasileiro e de países emergentes de 2007 a 2024.

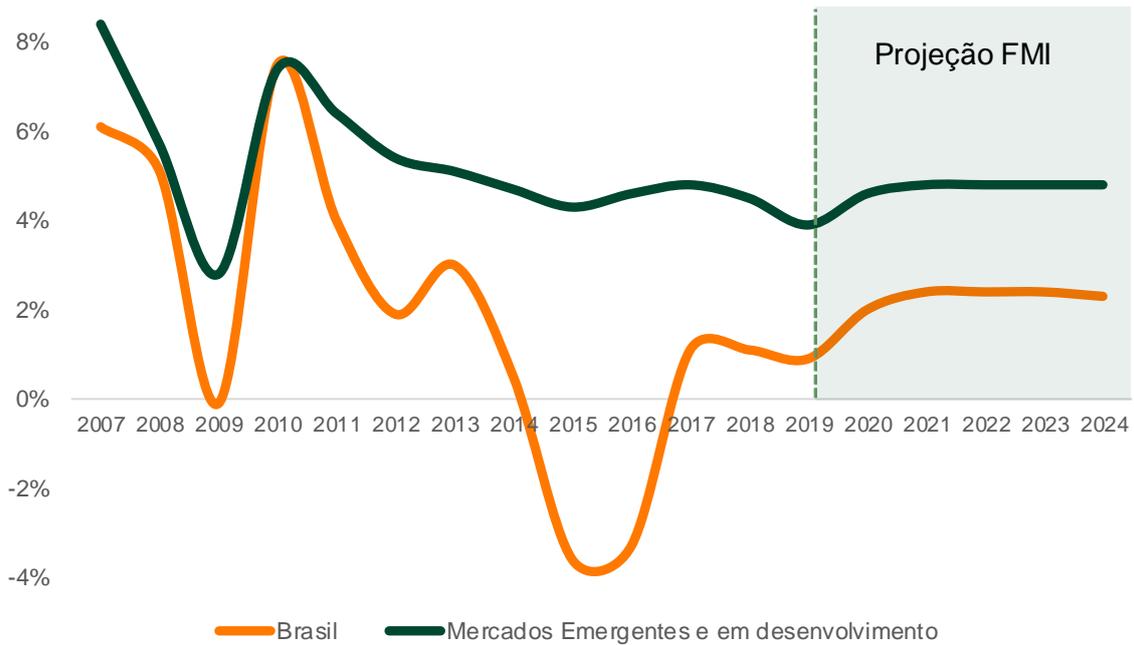


Gráfico 12 Projeção de crescimento do PIB brasileiro e de países em desenvolvimento, 2007-2024

Fonte: FMI, 2020.

A partir da projeção pode-se ver que a taxa de crescimento do Brasil estaria em 2% a.a. de 2021 a 2024. Considera-se muito abaixo das reais possibilidades do país. Mesmo assim, a combinação do crescimento da produção de gás natural no Brasil, com um possível crescimento da demanda, não será suficiente para o desenvolvimento e posterior consolidação do setor.

Para que o gás chegue aos consumidores finais (termoelétricas, indústrias e residências) necessita-se de formas específicas de escoamento, tais como: gasodutos ou processos de compressão (gás natural liquefeito – GNL – ou gás natural comprimido – GNC), nos quais o transporte de gás é feito por navios ou meios rodoviários e ferroviários de longa distância (BENDEZÚ, 2009)

Um estudo publicado pela EPE (2020) discute a viabilidade de comercialização do gás natural produzido pelos campos da área do pré-sal. Um ponto de destaque do estudo é o cumprimento das Resoluções do CNPE (Nº 10/2016, 17/2017 e 16/2019) e o fortalecimento do gás na matriz energética brasileira. Para tanto, além de uma demanda inicial, será necessária a criação de uma demanda firme (ou consumidor certo) para o gás natural.

O gráfico 13 mostra a projeção elaborada pela EPE (2019) para a demanda pelo gás natural até 2029. A linha pontilhada na cor em rosa considera o potencial adicionado pelo programa “Novo Mercado de Gás”, que será apresentado no capítulo 5.

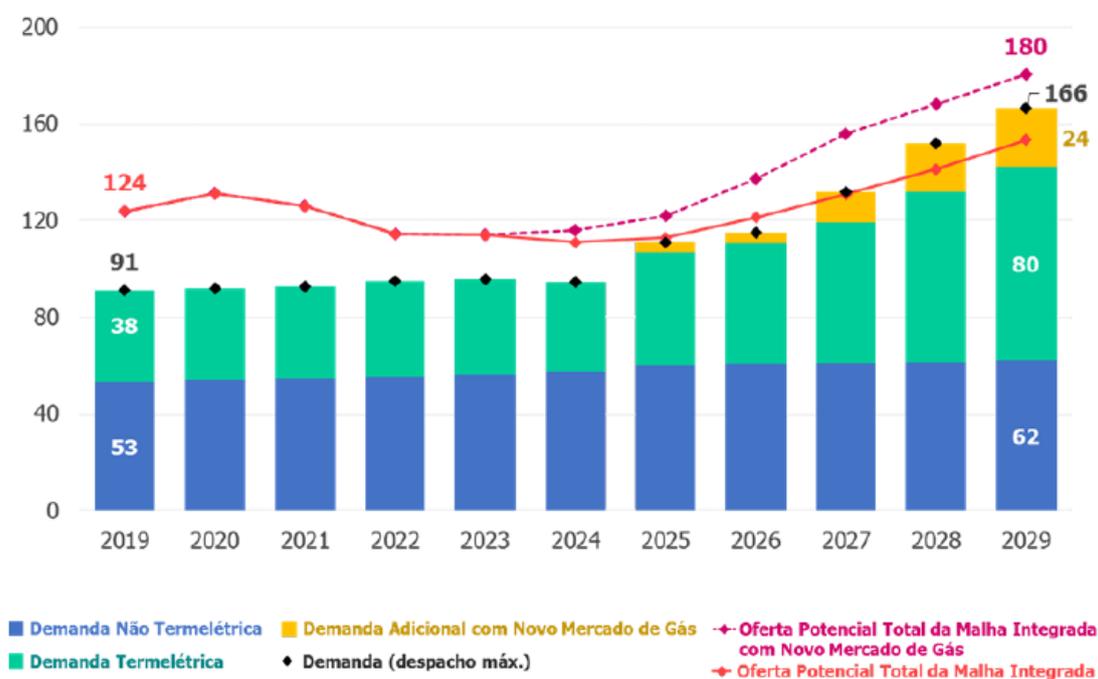


Gráfico 13 Projeção de demanda por gás natural no Brasil, 2019-2029 (em milhões de metros cúbicos por dia)

Fonte: MME/EPE, 2019.

O aumento a partir de 2024 identificado tanto do lado da oferta quanto da demanda é explicado por: (i) projeção de demanda para geração termoelétrica esperada, visto que no primeiro quinquênio estima-se uma queda no consumo de gás natural para geração termoelétrica, devido à expectativa de alívio na severidade das condições hidrológicas, e (ii) aumento da participação do gás natural associado produzido a partir da área do pré-sal na oferta nacional interna (MME/EPE, 2019).

Além de desafios técnicos para o desenvolvimento do setor gasífero, a demanda interna está focada em térmicas a gás de ciclo simples. As térmicas foram construídas no início dos anos 2000, cujo volume de gás necessário para a produção de energia elétrica é vultoso, visto que as instalações são energeticamente pouco eficientes (TOLMASQUIM, 2016). Ademais, a maior parte das termoelétricas instaladas no país opera de forma flexível, ou seja, a demanda pelo gás natural não é contínua, funcionando apenas como *back-up* do sistema de geração hidrelétrico.

Para que a demanda observada no gráfico 13 se comporte de forma crescente é preciso que o setor térmico realmente se concretize. Isto é, se fazem necessárias que as próximas contratações do setor elétrico sejam mais inflexíveis no que tange a demanda de gás e que as futuras instalações sejam em regiões atualmente não atendidas por gasodutos. Dessa forma, cria-se um consumidor em potencial para o aumento da rede de distribuição no interior do país.

Outra demanda que começou a ser pautada no programa “Novo Mercado de Gás” é o gás natural veicular (GNV) para veículos pesados. Isso se deve a percepção de que o gás é uma fonte energética limpa em detrimento a outras de origem fóssil. A figura 6 apresenta o gás natural, gasolina e óleo diesel em relação ao fator de emissão de poluentes.

Gás Natural	Gasolina	Óleo Diesel
Fator de Emissão tCO ₂ /tep 2,35	Fator de Emissão tCO ₂ /tep 2,90	Fator de Emissão tCO ₂ /tep 3,10
Principais poluentes atmosféricos: CH ₄ , CO, NO _x	Principais poluentes atmosféricos: NO _x , CO, COVs	Principais poluentes atmosféricos: MP, NO _x

Figura 6 Fator de emissão do gás natural, gasolina e óleo diesel

Fonte: EPE, 2019b.

Nota: tCO₂/tep = tonelada emitida de gás carbônico/tonelada equivalente de petróleo. Significado dos poluentes descritos: CO₂: gás carbônico; CH₄: metano; CO: monóxido de carbono; NO_x: óxidos de nitrogênio (NO e NO₂) COVs: compostos orgânicos voláteis e MP: material particulado (material sólido que fica suspenso na atmosférica).

O gás natural é a fonte mais limpa em relação aos seus concorrentes (gasolina e óleo diesel) (EPE, 2019b). Ele possui um menor fator de emissão (2,35 tCO₂/tep) que os demais, o que o torna importante na busca por combustíveis mais limpos.

A União Europeia, conforme estudo divulgado pela Agência Internacional de Energia (AIE) de 2018, teve uma experiência bem sucedida na substituição de combustíveis. Foi implementada uma infraestrutura de abastecimento de Gás Natural Liquefeito (GNL) para veículos pesados nas principais vias, a partir de parcerias público-privadas com empresas de diversos elos da cadeia de valor, tais como:

montadores, empresas produtoras, e distribuidoras. O GNL foi introduzido em complemento ao diesel e posteriormente, como seu substituto pleno.

A AIE (2018) afirmou que sem o aumento e a consolidação da demanda firme, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar optando pela reinjeção de gás nos reservatórios, ao invés da realização de investimentos em infraestrutura de escoamento e processamento de gás.

Uma iniciativa concreta do desenvolvimento dessa tecnologia no Brasil deu-se no início de 2020, quando a empresa Scania anunciou que começará a produzir caminhões a Gás Natural Veicular (GNV) ainda nesse ano. Os primeiros testes realizados pela empresa em dezembro de 2018 indicaram uma diminuição de 15% no custo do quilômetro rodado e menos de 15% em emissões de gás carbônico.

Em algumas cidades brasileiras, principalmente em São Paulo, estão realizando testes em parceria com a Scania para uma frota de ônibus movidos a GNV (EPE, 2020). Isso mostra como as parcerias público-privadas conseguem influenciar na adoção e introdução do gás na matriz energética brasileira.

Na mesma linha de ação, a empresa *Golar Power*, citada anteriormente, também anunciou que trará dez caminhões movidos a GNL da China para a logística de transporte com o terminal de regaseificação, que será construído por ela em Sergipe/PE (EPE, 2020).

Em relação ao transporte e distribuição do gás para os centros consumidores, o principal entrave é a insegurança persistente do marco regulatório vigente, bem como a presença imutável da Petrobras no setor gasífero, que serão abordados no decorrer da pesquisa.

3.4. CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 1

A origem associada e *offshore* do gás brasileiro consistente em uma barreira intrínseca. A produção e exploração desse gás, principalmente quando associado ao petróleo é desafiante do ponto de vista tecnológico e econômico.

Para incentivar a produção do gás, uma série de fomentos e iniciativas do poder público é necessária. Todavia, apenas o esforço da esfera governamental não é o

suficiente, é preciso que o setor privado se sinta atraído a investir em tecnologias e no desenvolvimento de estruturas para o gás natural.

Do ponto de vista dos incentivos, a ANP já tem fornecido autorizações para empresas (excluindo a Petrobras) operarem os terminais de regaseificação, gasodutos de escoamento e UPGN; a EPE, por sua vez, têm promovido estudos e reuniões com o setor privado para encontrar alternativas para o gás da área do pré-sal que não seja a sua reinjeção.

No entanto, do ponto de vista do desenvolvimento de tecnologias, mais pesquisas são necessárias, visto que a exploração e produção do gás natural brasileiro na área do pré-sal ainda é incipiente e não há campos de E&P comparáveis no mundo.

A liquefação em plataforma, transformação do gás em energia ou líquidos ricos aparecem como alternativas ao tradicional escoamento via gasoduto. Apenas a primeira alternativa está em funcionamento no mundo, o que demonstra que muitos estudos ainda precisarão ser feitos; e a atratividade deles depende das estratégias de desinvestimento da Petrobras e de uma regulação segura.

Com o sucesso de programas governamentais como o “Novo Mercado do Gás”, a demanda interna pode se desenvolver com foco na indústria, termoelétricas e no combustível veicular. Já o potencial produtivo depende de iniciativas das próprias empresas produtoras em parceria com o poder público, visando os aspectos técnicos do tratamento e escoamento da produção, visto que em termos de volumes, o Brasil já está apto a aumentar a participação do gás em sua matriz energética.

4. DESAFIOS REGULATÓRIOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO GÁS NATURAL NO BRASIL

A regulação do setor de gás natural está a cargo do Ministério de Minas e Energia (MME) que atua de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é a autarquia federal vinculada ao MME, responsável pelo cumprimento da regulação da exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no país, bem como do transporte, distribuição, estocagem e comercialização.

Em 2020, para a E&P de petróleo e gás natural têm-se três marcos regulatórios vigentes no Brasil: regime de partilha da produção, concessão e cessão onerosa (e seus desdobramentos).

As leis e resoluções relacionadas a cada regime de produção se aplicam tanto para as atividades relacionadas ao petróleo associado ao gás natural e também apenas ao gás natural (não associado). No entanto, tendo em vista as diferentes características técnicas envolvendo o gás natural em relação a indústria de rede, entendida como de transporte, distribuição e estocagem, dada a existência de monopólio natural, fez-se necessária uma legislação exclusiva, conhecida como a Lei do Gás sob o nº. 11909/2009.

A figura 7 traz a evolução da regulação específica ao gás natural no Brasil de 1995 a 2019.

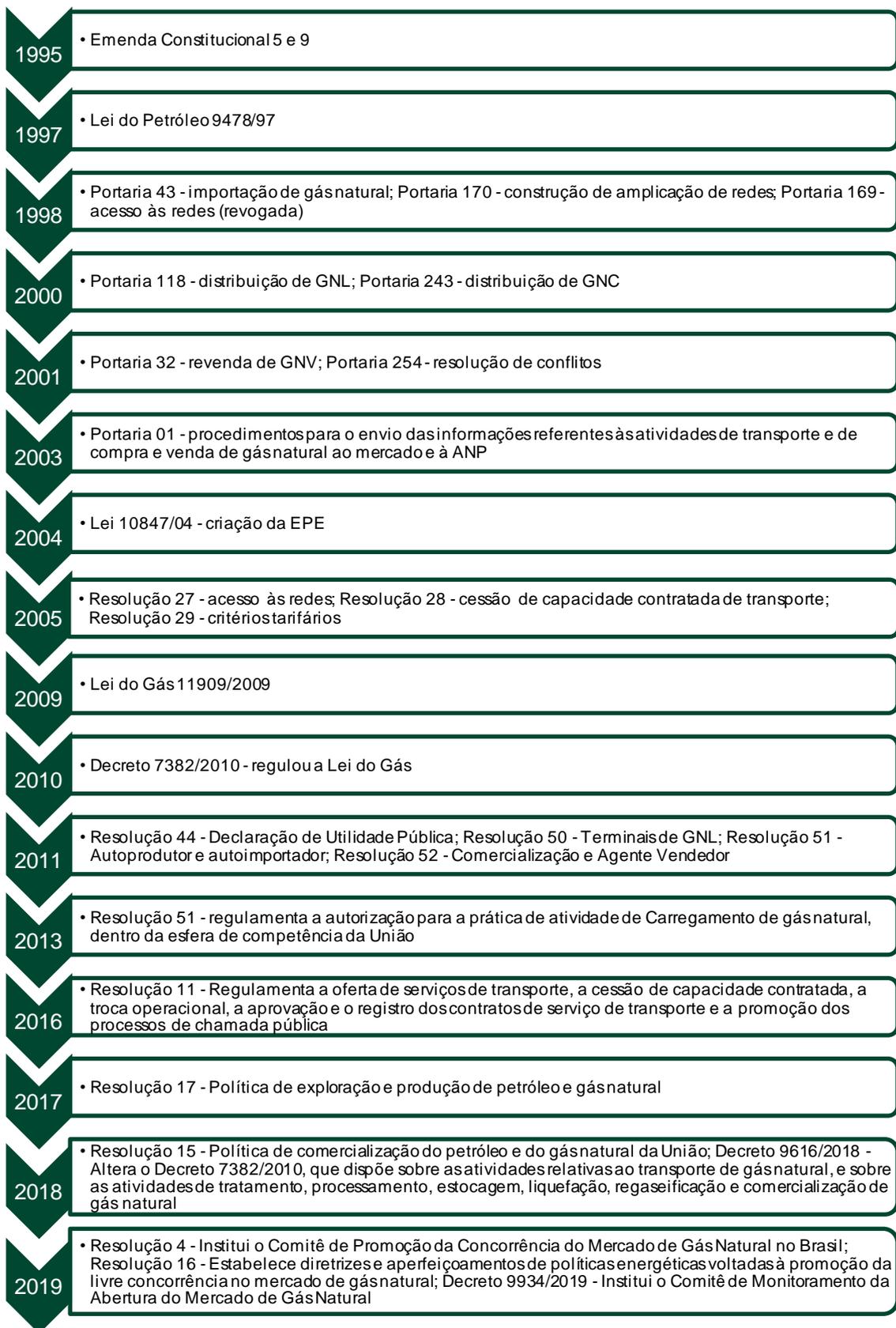


Figura 7 Evolução do marco regulatório do gás natural brasileiro, 1995-2019

Fonte: MME, 2020.

Os acontecimentos de destaque para o setor de gás natural nesta linha do tempo foram: (i) a Lei 9478 de 1997 conhecida como a Lei do Petróleo e (ii) a Lei 11909 de 2009 intitulada Lei do Gás. Enquanto a Lei 9478/1997 regulou a E&P de petróleo e gás natural entre outras disposições, a Lei 11909/2009 versou sobre o transporte, distribuição, estocagem do gás natural.

A tabela 2 explicita os pontos de divergências entre as leis citadas e suas atribuições.

Tabela 2 Diferenças entre a Lei do Petróleo e a Lei do Gás e suas atribuições

	Lei 9.478/97 ("Lei do Petróleo")	Lei 11.909/09 ("Lei do Gás")
Regime de Outorga	Autorização	Concessão (30 anos) e autorização para alguns casos específicos
Transporte de Gás Natural	Autorizado pela ANP: não havia data de expedição da autorização, porém, a partir de setembro de 2007 as autorizações tiveram sua validade vinculada a licenças ambientais válidas.	Concedido por meio da ANP - contratos de concessão firmados com MME - 30 anos (prorrogáveis por até o mesmo período) Autorizado em casos específicos : - gasodutos que envolvam Acordos Internacionais - gasodutos existentes (em 05/03/2009) - gasodutos que em 05/03/2009 tenham: (i) sido autorizados pela ANP, mas não tenham iniciado a construção; (ii) iniciado licenciamento ambiental. - ampliações dos gasodutos enquadrados nos requisitos anteriores
Qualidade do Gás	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
Contratos de Transporte	ANP recebia os contratos depois de firmados	ANP precisa aprovar os contratos previamente
Novos gasodutos	Propostos por agentes do mercado	Propostos pelo MME (através do PEMAT elaborado pela EPE)
Acesso	Negociado entre as partes	Regulado e definido em chamada pública
Tarifas de transporte	Negociado entre as partes	Estabelecida através de concessão ou aprovada previamente pela ANP
Estocagem	Não contemplada	Concedida (campos devolvidos não produtores) ou autorizada pela ANP
Importação e Exportação	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo MME
Comercialização	Não contemplada	Autorizada pela ANP
Contingência	Não contemplada	- ANP supervisiona a movimentação de gás natural nas redes de transporte - Comitê de Contingência Coordenado pelo MME
Introdução de Novos agentes	Não contemplada	Autoprodutor Autoimportador Consumidor Livre

Fonte: MME, 2010.

A Lei 11909 tem como principal atribuição o planejamento da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural (conhecido como Plano Decenal de

Expansão da Malha de Transporte Dutoviário - PEMAT), que foi transferida para a esfera federal através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Os relatórios elaborados pela EPE mapeiam os gasodutos necessários para o atendimento da demanda projetada por gás natural, sendo conhecidos como Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE).

O atendimento da demanda é precedido de uma chamada pública. Nessa ocasião, os próprios agentes atuantes no setor de gás natural têm a oportunidade de sugerir expansão da malha de transporte e possíveis integrações para melhor atender as necessidades do mercado. Essas “provocações de terceiros” (conforme nomenclatura da EPE) são analisadas e caso julgadas economicamente viáveis são colocadas para licitação pela ANP.

Outro benefício da Lei do Gás é a introdução da distribuição de gás natural por meio do Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL), que promoveu a interiorização do fornecimento e diversificação do consumo de gás natural. Um exemplo foi o aumento da demanda por compressores e veículos transportadores de GNC e GNL, que incentivaram a produção nacional, caracterizada como conteúdo local (CL).

Também se observou o aparecimento de investimentos de longo prazo, apesar de ainda escassos. Este fato se deveu ao grande volume de CAPEX desembolsado pelas concessionárias, que proporcionou a possibilidade de retorno do capital, apesar da necessidade de aprovação prévia de contratos de transporte e acesso parcial às tarifas praticadas.

Em relação às funções dos agentes atuantes no setor de gás natural conforme a Lei do Gás, alguns merecem destaque:

Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da ANP (importador ou produtor);

Transportador: empresa autorizada ou concessionária da atividade de transporte de gás natural por meio de duto;

Distribuidor: empresa estadual de distribuição;

Autoprodutor: agente explorador e produtor de gás natural que utiliza parte ou totalidade de sua produção como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (empresas de E&P que utilizam o gás produzido de seus poços como combustível nas plataformas de produção);

Autoimportador: agente autorizado para a importação de gás natural que utiliza parte ou totalidade do produto importado como matéria-prima ou combustível em suas instalações industriais (gás consumido nos terminais de regaseificação da Petrobras tem origem de seus próprios navios de GNL);

Consumidor livre: consumidor de gás natural que tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador. Esses seriam qualquer agente (indústria, distribuidora, refinaria etc.) que não está listado no edital inicial de transporte de gás natural.

Utilizando-se das definições fornecidas em lei, pode-se traçar o fluxo do gás natural, ilustrado na figura 8.

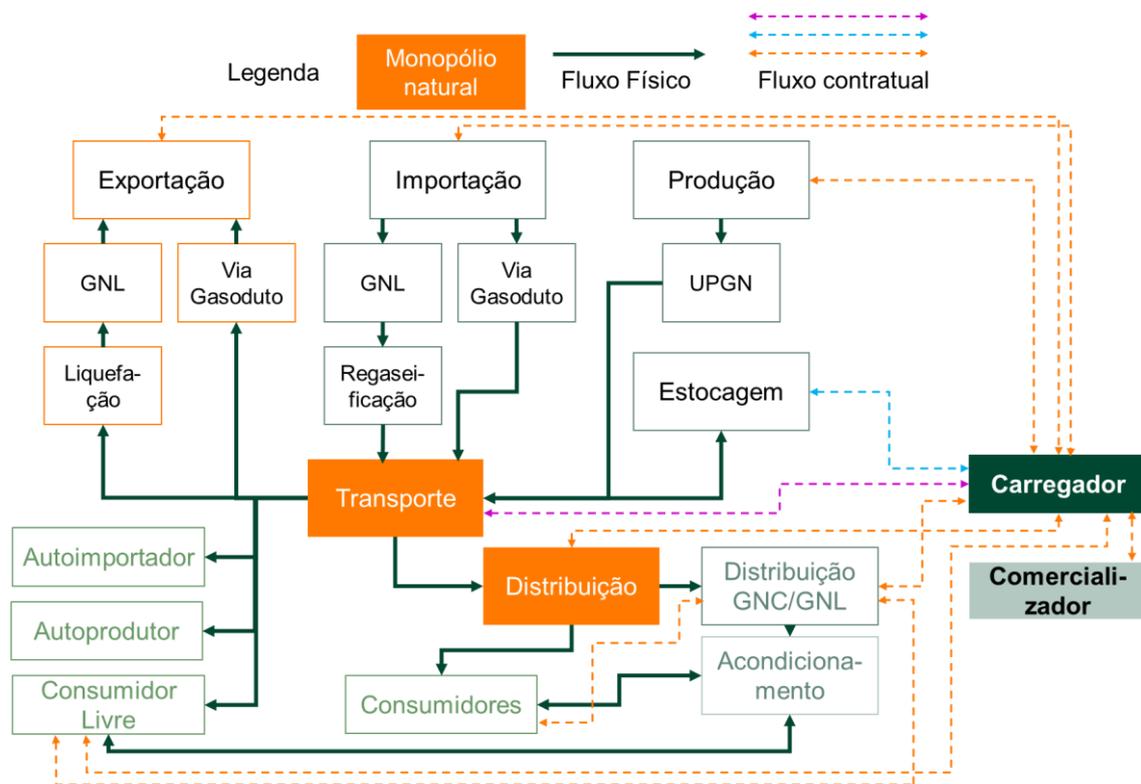


Figura 8 Fluxograma Simplificado do Gás Natural

Fonte: Elaboração própria com base na Lei 11909/2009.

Nota:

Caixas preenchidas de laranjas são as atividades que são monopólio natural: transporte e distribuição do gás natural;

Caixas preenchidas de verdes são os carregadores, que em suma é o detentor do gás natural (seja ele produtor ou importador) que vai firmar boa parte dos contratos de compra e venda da cadeia;

Setas cheias na cor verde representam o fluxo físico que o gás percorre;

Setas pontilhadas na cor laranja representam as partes dos contratos de compra e venda;

Setas pontilhadas na cor azul são contratos de estocagem, que ainda não existem no Brasil;

Seta pontilhadas em roxo é o contrato de transporte.

Mesmo com a introdução dos agentes livres e dos benefícios acima citados, o marco regulatório brasileiro traz insegurança para o setor de gás, principalmente num momento em que a ANP indica a preparação de novas licitações de blocos de E&P de petróleo e gás natural considerando os vários marcos regulatórios (modelo de concessão, partilha, cessão onerosa e desdobramentos).

Na frente regulatória do setor, os obstáculos se acumulam, dado o fracasso parcial da Lei do Gás. Pode-se afirmar que a referida lei não foi capaz de atrair investimentos privados para o setor, que continua concentrado na Petrobras. E ainda há divergências entre as tarifas estaduais e o modelo tarifário aplicado pela estatal, que precisam ser equalizadas.

4.1. BARREIRA REGULATÓRIA

A barreira regulatória é a mais complexa. Os tópicos preocupantes em relação ao tema são elencados de 1 a 5, como seguem:

1) **Regra única para exploração de óleo e gás natural em reservatórios convencionais e não convencionais:**

O Brasil possui reservatórios convencionais e não convencionais de gás natural (associados ou não ao petróleo); todavia, o mercado interno não possui tecnologias para desenvolver a exploração deste último, sendo necessária a importação de equipamentos e *expertise* de países onde a produção de gases não convencionais já está consolidada, como nos EUA. Os modelos de concessão vigentes não apresentam diferenciações ou adaptações específicas

para o caso de E&P não convencional. Assim, os processos licitatórios apresentam índices de conteúdo local similares aos apresentados nas licitações de óleo e gás convencionais. Dado que a E&P de gás natural não convencional caracteriza-se como uma fronteira tecnológica, o mercado de fornecedores nacionais é limitado, o que representa um obstáculo às empresas que pretendem investir em recursos não convencionais, logo, sua atratividade se reduz quando se leva em conta as despesas com, por exemplo, a assinatura de contrato de concessão.

2) Livre acesso a terceiros:

Na Lei do Gás está explicitada a garantia de acesso a terceiros para gasodutos de transporte. Isto é, se um gasoduto construído pela Petrobras apresenta capacidade ociosa, uma empresa pode requisitar acesso àquela capacidade e transportar o gás. Porém, a lei não garante o mesmo direito sobre terminais GNL e gasodutos de escoamento (definidos como *essential facilities*), hoje de posse da Petrobras. Portanto, caso alguma empresa identifique uma capacidade ociosa nessas *essential facilities*, deverá informar a ANP para que esta interceda; todavia, não há sucesso garantido nas negociações (Portaria ANP nº. 254 de 2001). Outro ponto que também não estimula a partilha de instalações por parte da Petrobras é a não definição em lei de compensações aos investimentos gastos na construção dessas unidades;

3) Verticalização do setor:

A maciça presença da Petrobras no setor e as diversas operações de *self-dealing* que a empresa pode realizar. Ela atua em inúmeros trechos da malha de gasodutos brasileira: como carregadora, transportadora e até mesmo distribuidora. Ou seja, é nociva aos seus concorrentes. Visto que, por estar presente em todos os elos, a empresa adquire uma maior flexibilidade de aplicações de tarifas a fim de desonerar sua produção. Essa verticalização é prejudicial não só para os possíveis concorrentes do setor de transporte e distribuição de gás natural, mas também pode afetar outros setores, como o refino. Neste caso, pode bloquear a entrada de empresas privadas no setor, devido à baixa competitividade do gás natural, devido ao preço muito baixo;

4) Presença de desequilíbrios tarifários:

O *city gate* (conexão entre as redes de transporte e as de distribuição) do gás natural está sob a legislação federal (Lei do Gás e Lei do Petróleo – para o gás

associado). A partir dele a distribuição do gás natural está sob o marco regulatório dos Estados da Federação (§ 2º do Art. 25 da Constituição Federal). Essa dicotomia é ilustrada pela figura 9.

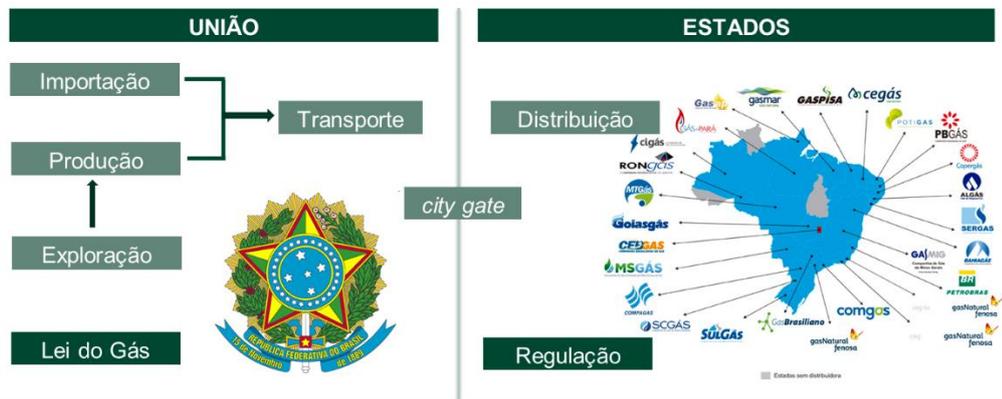


Figura 9 Atribuições regulatórias da União e dos Estados do Brasil

Fonte: Elaboração própria com base em MME, 2019.

A União tem como atribuições, importação, E&P e transporte e a regulação conforme a Lei do Gás. Os Estados possuem a distribuição e os *city gates* em a regulação específica. Dessa forma, diferentes tarifas e impostos são aplicados. Essa parcela de impostos é representativa, com 24% do custo do transporte (MME, 2019). Essa divisão ocasiona conflitos em diversas situações, principalmente em relação ao modelo tarifário postal praticado atualmente.

5) **Modelo tarifário:**

O modelo de tarifação vigente elaborado pela ANP prevê a divisão do preço de transporte do gás em duas partes: a) preço referente à molécula (aproximadamente 46% do custo) e b) preço referente ao transporte (aproximadamente 13% do custo) (MME, 2019). O primeiro refere-se ao percurso físico do gás no duto e pode ser negociado livremente entre as partes, já o preço referente ao transporte é regulado pela ANP. Essa divisão de tarifas tem como propósito deixar a cobrança pelo transporte mais transparente; todavia, a Petrobras adota um modelo de tarifação postal.

Nessa metodologia, o valor pelo transporte é único para todos os seus clientes (sobretudo as distribuidoras de gás canalizado), independentemente do uso da rede de transporte ou da distância entre as fontes de suprimento e os pontos de entrega. Esse método não permite aos compradores do gás obter a correta

sinalização de preços para a sua tomada de decisão de investimentos e está em desacordo com a regulamentação da ANP - que prevê que as tarifas reproduzam os sinais locacionais, isto é, a distância do percurso físico do gás na malha.

Além disso, esta prática representou um retrocesso em relação à transparência na comercialização do gás natural, sendo, portanto, razoável a argumentação de que esta mudança produziu reflexos indesejáveis na formação do preço do gás e contrariou, em última instância, os interesses dos seus compradores.

4.2. CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 2

O estudo do arcabouço regulatório evidencia que além de preterido enquanto insumo, a legislação do gás natural, mais precisamente a Lei do Gás, é recente e ainda passa por muitos processos de modificação e adequação à realidade do setor.

Apesar de definido em lei, essa diretriz não foi suficiente para atrair o investimento privado para o setor de gás natural e o mesmo continuou a se desenvolver com base na Petrobras. Todavia, a presença de um agente dominante não é o único motivo de insegurança para o setor gasífero.

Na legislação atual não há clareza a respeito dos modelos de tarifação, que hoje em sua forma postal prejudicam a transparência para os outros agentes da indústria. Bem como não estão transparentes quais são os parâmetros para uma boa negociação entre as partes sobre o uso das *essential facilities* e deixam a concessão ou não sob o domínio do “proprietário” da instalação.

Para superar esses desafios, apenas a diminuição da concentração do mercado não é suficiente, se faz necessário na esfera regulatória programas e iniciativas que visem transparência, agilidade e segurança do marco regulatório do gás natural no Brasil. Ciente disso, o governo federal tomou a iniciativa desde 2016 para destravar o setor com mudanças regulatórias e nas relações contratuais.

5.SOLUÇÕES PARA O SETOR DE GÁS NATURAL

A inserção do gás natural na matriz energética brasileira vem sendo lenta e cheia de percalços. Essa matéria-prima ainda participa de forma inexpressiva quando comparada aos demais energéticos. Contudo, se há abundância de gás natural a ser explorado, por outro, dificuldades técnicas e regulatórias travam essa produção.

Ciente desses entraves ao desenvolvimento do gás natural, o governo federal deu início a implementação de uma série de medidas visando, num curto período, solucionar os problemas mais graves do setor.

Os programas criados pelo governo federal após a Lei do Gás no.11909 de 2009 foram: “Gás para Crescer” em 2016 no governo do Presidente Michel Temer e o “Novo Mercado de Gás” em 2019 no governo do atual Presidente Jair Messias Bolsonaro.

5.1. PROGRAMA GÁS PARA CRESCER

Lançado em 24 de junho de 2016 pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o projeto “Gás para Crescer” tem como objetivo propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural, tendo em vista a redução da participação da Petrobras nesse setor. Os órgãos que estavam à frente desse projeto eram: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (MME, 2019).

Esse projeto ainda se encontra na fase de articulação entre os órgãos governamentais responsáveis e os principais agentes da indústria do gás, agora remodelado e intitulado “Novo Mercado do Gás”.

A partir das diretrizes estabelecidas no edital do programa “Gás para Crescer”, se fez possível analisar criticamente uma possível efetividade dos tópicos do estudo proposto.

Após a consulta pública a todos os agentes da sociedade, sendo eles da indústria e da área jurídica, foram estabelecidas diretrizes que norteiam o projeto “Gás para Crescer”.

As contribuições e análises foram divulgadas em forma de relatório técnico produzido pelo MME (2016). As vinte e duas diretrizes estabelecidas em relatório foram divididas, nesta análise, em três principais blocos apresentados a seguir.

A partir do texto elaborado pelos órgãos envolvidos no grupo de trabalho do “Gás para Crescer”, analisar-se-á qual o nível de impacto que essas medidas poderão produzir ao setor.

O primeiro bloco a ser discutido tem como tema a “concentração de mercado”. Para tanto, quatro diretrizes podem ser elencadas, conforme tabela 3:

Tabela 3 Bloco 1 - Concentração de Mercado

Bloco 1: Concentração de mercado
1) Implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás natural.
2) Estímulo ao desenvolvimento dos mercados de curto prazo e secundário, de molécula e de capacidade, baseado em mecanismos de negociação de mercados concorrenciais.
3) Promoção da independência comercial e operacional dos transportadores: inibir práticas oportunistas que configuram barreira à entrada de novos agentes nos segmentos concorrenciais da indústria do gás natural.
4) Reforço da separação entre as atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição: não permitir que empresa de produção/comercialização ou outra a ela relacionada assumam a tarefa de operação de qualquer duto de transporte, favorecendo o acesso não discriminatório, a transparência e a alocação eficiente de capacidade.

Fonte: MME, 2016.

O mercado de gás natural nacional é concentrado nas mãos da Petrobras, conforme ilustrado na figura 10.

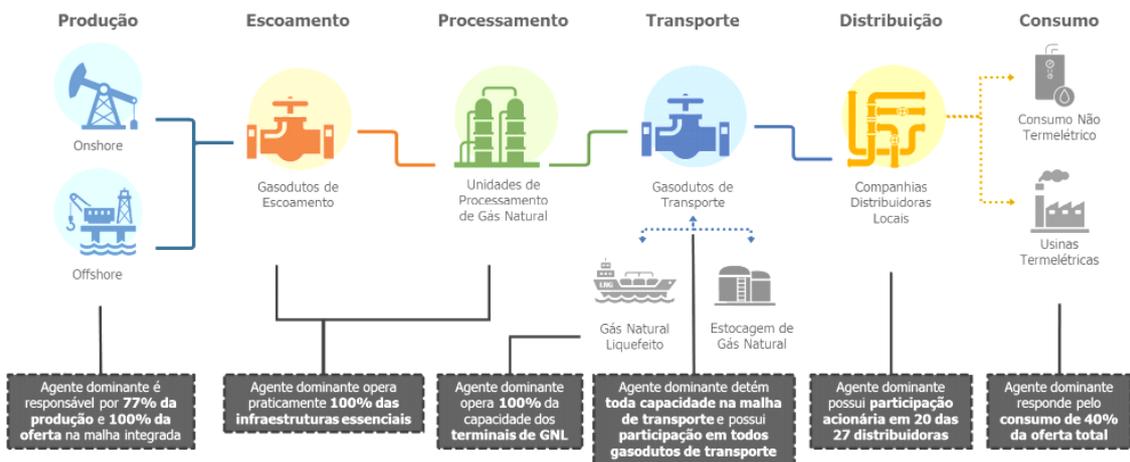


Figura 10 Participação da Petrobras (agente dominante) no setor de gás natural brasileiro

Fonte: EPE, 2020.

A estatal age como o maior ofertante e demandante do setor; portanto, para a redução desse poder de mercado, as vendas de ativos ou mudança de titularidade sobre o ativo teriam que ocorrer não apenas para fins de saneamento financeiro da empresa conforme Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 (PNG 17-21), mas também como política de redução da sua presença no mercado gasífero.

Desde 2016, o CADE abriu processos administrativos para investigar práticas da Petrobras no setor de gás natural. E, em 2019, como resultado de uma extensa colaboração da estatal brasileira com os demais agentes do mercado de gás, a Petrobras celebrou o “Termo de Compromisso de Cessação de Prática” (TCCP) junto ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), o qual “consubstancia os esforços de cooperação entre CADE e PETROBRAS para execução do relevante e voluntário desinvestimento na área de gás natural que a PETROBRAS pretende realizar no Brasil, colaborando com o movimento para abertura do mercado de gás natural no Brasil.” (transcrição literal do TCCP). No cumprimento das ações listadas, o CADE se compromete a arquivar os Procedimentos Administrativos relacionados a Petrobras, além de sua atuação concentradora no setor de gás natural, dado que não imputou uma conduta específica anticompetitiva por parte da empresa.

As principais ações listadas neste termo são colocar em processo de alienação: (a) suas participações societárias na Nova Transportadora do Sudeste S/A (NTS) e na Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG); (b) sua participação societária na Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG); e (c) a sua participação

acionária indireta em companhias distribuidoras, seja alienando suas ações na própria Petrobras Gás S.A. (GASPETRO), seja buscando a alienação da participação da GASPETRO nas companhias distribuidoras. Em um segundo plano, as transportadoras listadas também deverão “ofertar a capacidade remanescente ao mercado, por entrada e saída, com a definição das respectivas tarifas de entrada e saída aplicáveis (inclusive as tarifas equivalentes aplicáveis a todos os agentes do mercado), sem reserva de capacidade nas interconexões entre transportadores e com tarifas de interconexão simbólicas.” (transcrição literal do parágrafo 2.2.1. do TCCP). O termo também permite o acesso de terceiros a UPGN e terminais de regaseificação, sem esclarecer quais serão as repercussões operacionais do compromisso assumido.

Esse termo assinado é um passo importante para a abertura do mercado de gás natural, visto que a Lei do Gás teve essa pretensão e não obteve sucesso em atrair investimentos do setor privado para o mercado de gás natural brasileiro. Assim, a diminuição da participação da Petrobras no segmento pode ser tida como uma grande oportunidade para que esse objetivo seja finalmente alcançado.

É importante que a compra dos ativos à venda da Petrobras seja realizada por diversos agentes da indústria, aqueles que já atuam no setor ou novos entrantes. Com isso, impede-se uma nova concentração das atividades num pequeno grupo de empresas e dissolvesse o oligopsônio (poucos compradores) presente no setor. Vale ressaltar que a onda de desinvestimentos públicos no setor de gás natural está em curso.

Criado em setembro de 2016, o Programa de Parceria de Investimentos (PPI) do governo federal tem como objetivo principal a geração de empregos e crescimento para o país, por meio de novos investimentos em projetos de infraestrutura e de desestatização. Uma das consequências desse programa tem sido a privatização de distribuidoras estatais de gás natural com o auxílio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (MME, 2019).

A presença da ANP é imprescindível na fase de desinvestimentos, ao exercer forte fiscalização a fim de coibir as ações de *self-dealing* (mesma empresa, ou mesmo grupo de acionista, agindo como carregadora, transportadora e até mesmo distribuidora). Paralelamente, ao se aliar ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), cuja *expertise* é impedir concentrações de mercado, o entendimento abrangente não apenas os aspectos técnicos do setor de gás natural, mas também econômicos. O TCCP citado acima é um bom exemplo dessa atuação.

Em contraste com essas medidas sugeridas, atualmente, um dos maiores problemas reportados por agentes da indústria é a política tarifária da Petrobras. Sendo assim, antes mesmo de iniciar as inovações propostas pelo programa “Gás para Crescer”, a ANP, como órgão regulador do setor, deverá ter atenção especial as práticas anticompetitivas, que servem de barreira à entrada de novos agentes e transmitem instabilidades regulatórias ao setor.

Apenas a partir da consolidação da regulação Lei no. 11909/2009 e a saída da Petrobras de maneira equilibrada é que novos agentes se sentirão atraídos a entrar no setor.

O bloco 2 aborda um novo sistema de gestão e regulação do setor de gás natural. É composto de doze medidas.

Tabela 4 Bloco 2 - Sistema de gestão e regulação do setor de gás natural

Bloco 2: Sistema de gestão e regulação do setor de gás natural
1) Instituição do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN), composto pela malha existente de gasodutos de transporte e expansões futuras, e por outras instalações que sejam necessárias para a operação eficiente do sistema.
2) Implantação de modelo de Gestão Independente e Integrada do STGN, que propicie os incentivos adequados à promoção do acesso não discriminatório, à eficiência na operação do STGN e à transparência das informações de capacidade e utilização do sistema.
3) Avaliação de implantação do Sistema de Entrada-Saída para reserva de capacidade de transporte: esse modelo permite a contratação separada de capacidades de entrada ou de saída e a comercialização de gás de forma independente de sua localização na rede, o que aumenta o número de agentes aptos a negociar entre si e favorece a formação de mercados secundários e a competição na oferta.
4) Implantação de medidas para assegurar que o sistema tarifário relacionado ao transporte de gás natural seja não discriminatório e tenha sinais econômicos adequados, devendo refletir os custos incorridos na prestação do serviço e prover a sinalização adequada para o investimento em infraestruturas de transporte.
5) Aumento da transparência das informações relativas à formação de preços, características técnicas, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros.
6) Reavaliação dos modelos de outorga de transporte, armazenamento e estocagem, levando em consideração o desenho de novo mercado de gás natural.

7) Regulamentação do acesso de terceiros aos dutos de escoamento: medida que poderia contribuir para uma maior disponibilização de oferta de gás natural ao mercado.

8) Regulamentação do acesso de terceiros a UPGNs e terminais de regaseificação: aplicação da *essential facilities doctrine*.

9) Aperfeiçoamento da estrutura tributária no setor de gás natural: adequação e modernização das regras tributárias no cenário de múltiplos agentes, considerando as questões referentes ao transporte de gás natural (desvinculação dos fluxos físico e contratual), ao compartilhamento de infraestrutura de GNL e às operações interestaduais e de importação.

10) Harmonização da regulação estadual: aperfeiçoamento das estruturas de regulação e do marco regulatório nos Estados, através de dispositivo de abrangência nacional, por meio da qual se buscará a adoção de melhores práticas regulatórias: legitimidade, participação, transparência, *accountability*, autonomia, previsibilidade. A estrutura de incentivos deve levar à expansão do mercado de gás natural pela iniciativa privada ao menor custo possível.

11) Apoio às negociações para contratação de gás boliviano e/ou alternativas, de forma a coordenar as atividades e fomentar a interação e coordenação dos agentes eventualmente interessados na contratação.

12) Remoção de barreiras econômicas e regulatórias às atividades de exploração e produção de gás natural: realização de leilões de blocos exploratórios de forma regular, incluindo áreas vocacionadas para a produção de gás natural, especialmente em terra.

Fonte: MME, 2016.

Verifica-se que a grande maioria das medidas do bloco 2 está sob o tema gestão e regulamentação do setor. Na seção sobre os entraves ao desenvolvimento do gás, a questão regulatória foi abordada de maneira minuciosa, pois trata-se do elo mais sensível da cadeia do gás natural.

Com foco nas atividades de *downstream* do setor de gás natural, as diretrizes listadas sugerem temas relacionados ao transporte e comercialização.

Um sistema tarifário isonômico tanto por parte das empresas, bem como por parte dos estados e federação é um passo obrigatório para o desenvolvimento do setor. Para atingir essa meta, a criação de um Sistema de Transporte de Gás Natural pode ser a solução, análogo ao sistema presente no setor elétrico.

O Sistema Interligado Nacional gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem se mostrado eficiente. Ou seja, a criação de um operador nacional para o transporte do gás viabilizaria o acesso de terceiros aos gasodutos de transporte e de escoamento, como também o livre acesso às *essential facilities* (por exemplo: UPGNs e terminais de regaseificação). Atualmente o acesso depende de negociação voluntária entre as partes interessadas.

Outro benefício trazido pela existência de um operador único do setor seria a equalização dos modelos tarifários estaduais em relação às diferentes taxas aplicadas pelas distribuidoras de gás natural, vide gráfico 14.

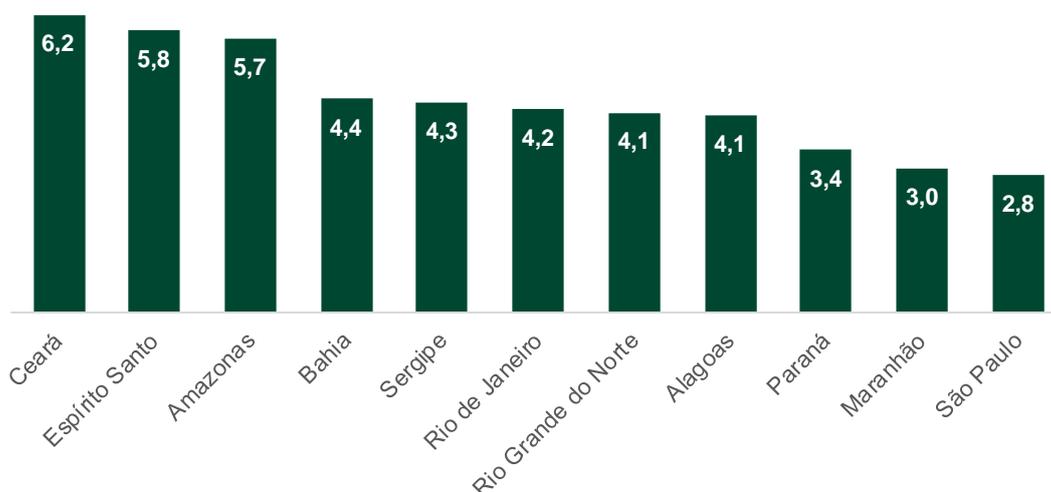


Gráfico 14 Preço médio de referência do gás natural (US\$/milhão BTU¹) 2018

Fonte: ANP, 2019.

Nota: BTU é o acrônimo de British Thermal Unit (unidade térmica britânica). Equivale a 252,2 calorias ou 1 055,05585 joules. BTU é a quantidade de energia necessária para se elevar a temperatura de uma massa de uma libra de água, em 1 grau Fahrenheit, sob a pressão constante de 1 atmosfera. (FERNÁNDEZ, 2020).

A disparidade de preços ocorre devido aos gasodutos de transporte, escoamento e distribuição serem definidos de acordo com as suas finalidades e não conforme as normas técnicas. Conforme o § 2º do Art. 25 da Constituição Federal transcrito abaixo, fica a cargo dos estados regularem os serviços locais de distribuição.

“2º Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás

canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação”

A Lei nº 11.909/2009 reafirma tais diretrizes ao designar a jurisdição dos gasodutos de distribuição aos estados, ao passo que os gasodutos de escoamento e transporte ficam sob a regulação federal.

Em adição, outro papel fundamental que ficaria a cargo de um operador nacional é a intermediação das transações entre o autoimportador, consumidor livre e autoprodutor com as distribuidoras de gás. A Lei nº 11.909 no Art. 46 define apenas que:

“O consumidor livre⁶, o autoprodutor ou o autoimportador cuja s necessidades de movimentação de gás natural não possam ser atendidas pela distribuidora estadual poderão construir e implantar, diretamente, instalações e dutos para o seu uso específico, mediante celebração de contrato que atribua à distribuidora estadual a sua operação e manutenção, devendo as instalações e dutos ser incorporados ao patrimônio estadual mediante declaração de utilidade pública e justa e prévia indenização, quando de sua total utilização.”

Da mesma forma que o apresentado sobre as *essential facilities*, as negociações conforme definidas em lei, ocorrem entre as partes prejudicando a transparência necessária para estimular a concorrência na distribuição do gás, bem como cria desequilíbrios de custos e riscos, ao não definir indenizações e tarifas que porventura possam ser aplicadas.

Em adição, outras diretrizes abordam as mais diversas barreiras técnicas e econômicas ocasionadas pela legislação vigente ou simplesmente inerentes ao setor de gás envolvendo as atividades de E&P. Uma dessas medidas sugere a realização regular de licitações promovidas pela ANP, como forma de incentivar o setor. Porém, apenas a promoção de novas rodadas não será suficiente, tendo em vistas as diferenças técnicas das atividades de *upstream* do gás natural em relação ao petróleo.

⁶ Atualmente, existe apenas um acordo de venda de gás no sistema integrado de gás brasileiro ao abrigo da definição de consumidor livre, relativo à central térmica de UTE Santa Cruz, pertencente a Furnas, uma empresa controlada pelo governo federal (ANP, 2020).

As regras para os leilões de campos em terra, principalmente em áreas com potencial em gás natural não associado, têm de ser diferenciadas. Uma das mudanças deverá ser nas participações governamentais, pois diminuem a atratividade desses campos ao equalizá-los com as regras para a E&P de campos com alto potencial petrolífero.

Em 2017, o governo federal lançou o “Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás em Áreas Terrestres” (Reate). Uma das metas do Reate é aprimorar o ambiente de produção competitiva de gás natural, de modo a dar suporte a um desenvolvimento industrial regional, notadamente nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Norte do Brasil. Ocorrendo simultaneamente ao programa “Gás para Crescer”, essa iniciativa é um reforço positivo para o desenvolvimento do setor.

O último bloco (bloco 3) reúne seis diretrizes de impacto no longo prazo, que visam desenvolver essas atividades de armazenamento e estocagem, além de outras medidas, a fim de consolidar o setor de gás natural nacional.

Tabela 5 Bloco 3: Incentivos ao desenvolvimento do setor de gás natural

Bloco 3: Incentivos ao desenvolvimento do setor de gás natural
1) Incentivos à redução dos custos de transação da cadeia de gás natural e ao aumento da liquidez no mercado, por meio da disponibilização de ferramentas eletrônicas, padronização de contratos, promoção do desenvolvimento de <i>hubs</i> de negociação de gás natural e outras medidas que contribuam para maior dinamização do setor.
2) Revisão do planejamento de expansão do sistema de transporte, que poderá considerar instalações de armazenamento e estocagem, além de maior integração com o planejamento do setor elétrico.
3) Estímulo ao desenvolvimento de instalações de estocagem de gás natural: a existência de instalações de estocagem de gás natural permite, entre outras, reduzir a exposição ao risco de fornecedores, distribuidoras e consumidores, incentivar a atuação de comercializadores e melhorar a capacidade do mercado de lidar com situações de contingência.
4) Revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico.
5) Aproveitamento do gás natural da União, em bases econômicas, como instrumento de política pública para o desenvolvimento integrado do mercado de gás natural, levando-se em conta a prioridade de abastecimento do mercado nacional.

6) Promoção de transição segura para o modelo do novo mercado de gás natural, de forma a manter o funcionamento adequado do setor.

Fonte: MME, 2016.

Salienta-se o item quatro do bloco 3, é tido como o de maior destaque, qual seja, “revisão do relacionamento entre a indústria do gás natural e o setor elétrico”. Com o aumento do despacho de térmicas a gás natural, o impacto que esse ramo de consumo produz em toda cadeia é significativo, principalmente com a importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) para suprir o *gap* na demanda. Atualmente, independentemente da frequência de despacho das térmicas, a produtora de gás tem que garantir o suprimento firme do insumo (considerando a instalação em capacidade máxima), uma vez que o despacho das térmicas é analisado diariamente. Essa obrigatoriedade gera um ônus contratual com a cláusula de *take-or-pay* (compra obrigatória de um volume mínimo mensal por parte das térmicas a fim de desonerar o fornecedor). Em compensação, as térmicas repassam esses custos operacionais ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Esse modelo contratual, além de tornar a energia mais cara, gera uma curva de demanda por gás natural superestimada. Dessa forma, uma revisão nos contratos de fornecimento de gás para as térmicas pode incentivar o setor.

Dentre os pontos críticos que devem ser revistos, estão: (i) a diminuição das penalidades aplicáveis (cláusulas de *take-or-pay*); e (ii) mudança na forma e prazo de comprovação de reservas para o suprimento firme de gás. Essas alterações de regras e condições dos leilões de energia elétrica vão se aproximar das características técnicas da produção de gás natural, como a sua intermitência durante a produção de campos petrolíferos, no caso de gás associado que se enquadra às grandes reservas brasileiras.

Digna de nota está a discussão sobre a diretriz a respeito da utilização do gás pertencente à União oriundo dos contratos firmados na área do pré-sal. A despeito da causa nobre destinada ao gás natural dessa origem, algumas propriedades do gás proveniente dessa área precisam ser consideradas, e por consequência, os desafios envolvidos com a sua produção e escoamento.

O gás da área do pré-sal, por si só já representa um desafio logístico em seu escoamento. Somado a logística tem-se os problemas técnicos, como a formação de hidratos que impedem o fluxo de gás nas linhas; apesar de ser um problema considerado comum em condições de altas pressões e baixas temperaturas. Outra

característica do gás do pré-sal da bacia de Santos é o alto teor de CO₂, conforme discutido anteriormente.

A solução para esse desafio tecnológico aparentemente intransponível virá futuramente; entretanto, a produção do campo de Libra, o único licitado sob o regime de partilha na região do pré-sal, está prevista para 2021 e a solução torna-se urgente (PETROBRAS, 2017).

Em 2018, o Gás para Crescer serviu como base para o Substitutivo do Projeto de Lei 6.407/2013 (Apensado o Projeto de Lei nº 6.102/2016) pelo novo relator, o Deputado Federal Marcelo Squassoni. O projeto dispõe sobre atividades relativas à comercialização e ao transporte de gás natural e dá outras providências. Todavia, as negociações travaram novamente na Câmara Federal em dezembro de 2018, devido ao acirramento das discussões. A situação atual do projeto é “Aguardando Parecer do Relator na Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços (CDEICS)” (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2020).

Dadas as dificuldades de tramitações do programa “Gás para Crescer”, o governo anterior tomou a primeira medida concreta para abertura do mercado de gás natural através do Decreto nº 9.616/2018 que introduziu aperfeiçoamentos infralegais em linha com consensos do Gás para Crescer, tais como:

- A) reforço do papel normativo da ANP com vistas à promoção da livre concorrência, da transparência das informações, do acesso não discriminatório aos gasodutos e do uso eficiente das infraestruturas;
- B) possibilidade de organizar a malha de transporte dutoviário em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP;
- C) readequação do processo de planejamento da expansão setorial, inclusive no tocante aos estudos de expansão da malha dutoviária do País elaborados pela EPE.

Seguindo essa mesma linha de atuação, o novo governo optou por desenvolver ao máximo o setor através de Decretos e medidas infralegais, bem como com a retomada do Gás para Crescer agora repaginado no programa “Novo Mercado de Gás”.

5.2 PROGRAMA NOVO MERCADO DE GÁS

O principal ente do Novo Mercado de Gás Natural é o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), criado em 24 de julho de 2019 pelo Decreto nº. 9.934/2019. A função desse comitê é monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural.

O CMGN é formado por: Ministério de Minas e Energia (MME), Casa Civil/Presidência da República (CC/PR), Ministério da Economia (ME), Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

As bases do programa são:

- (i) Promoção da concorrência;
- (ii) Incentivos à melhoria na regulação estadual do serviço de distribuição de gás canalizado, por meio de propostas conduzidas pelo Ministério da Economia para a promoção de equilíbrio fiscal e fortalecimento econômico dos estados;
- (iii) Simplificação tributária; e
- (iv) Integração com políticas energéticas.

A figura 11 ilustra os fluxos do setor gasífero atuais e do programa “Novo Mercado de Gás”.

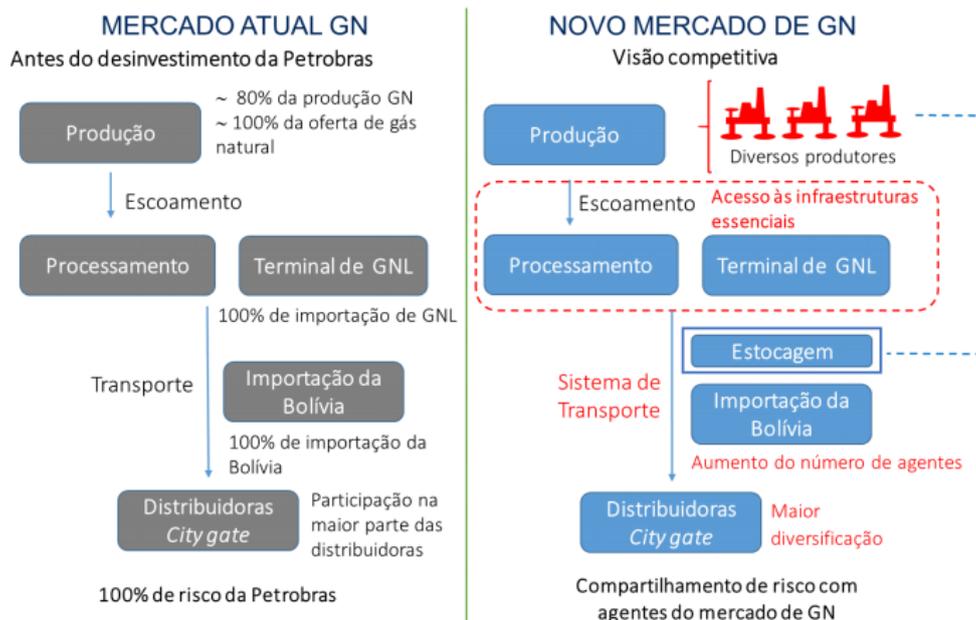


Figura 11 Transformações da indústria de gás natural no Brasil com o Novo Mercado de Gás

Fonte: EPE, 2019.

Vê-se que o mercado atual, antes dos desinvestimentos da Petrobras, tem a estatal como dominante nos vários elos da cadeia gasífera. O “Novo Mercado de Gás”, por sua vez, prima por uma visão competitiva, onde os demais agentes terão acesso à infraestrutura e, com isso, compartilharão os riscos inerentes ao setor.

As principais medidas regulatórias que já foram indicadas pelo programa no seu primeiro relatório, entregue em 2019, são listadas a seguir:

- Mudança do regime de outorga dos gasodutos de transporte: do modelo de concessão para o modelo de autorização;
- Nova abordagem para o acesso às infraestruturas essenciais: Gasodutos de escoamento da produção, Unidades de Processamento de Gás Natural e Terminais de GNL;
- Mudança do regime de outorga das estocagens geológicas de gás natural: do regime de concessão (Lei nº 8.666/1993) para o sistema de autorizações;
- Previsão para a realização dos programas com regulação pela ANP: *Gas Release* e *Capacity Release*⁷;

⁷ São programas de venda de gás natural visam: a) superar a ausência de acesso ao suprimento de gás ou a capacidade de transporte e b) criar incentivo a uma maior diversidade

- Alíquotas unificadas para o gás natural no Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) ou outro tributo que o substitua.

Essas medidas são similares àquelas discutidas no âmbito do programa “Gás para Crescer”. Porém, para que tenham efeito, se faz necessária a participação de todas as esferas de poder.

Em relação à esfera sob regulação estadual, o programa “Novo Mercado de Gás” traz incentivos para os estados melhorarem suas tarifações através de dois subprogramas:

- (i) Programa de Transparência Fiscal;
- (ii) Programa de Fortalecimento das Finanças Estaduais (PFE).

Para medir o engajamento de cada estado em relação às medidas para a inserção do gás natural na matriz energética, será criado um *ranking* onde os estados com os melhores indicadores receberão mais recursos relativamente aos com os piores indicadores. A EPE criará esse *ranking* com os seguintes critérios:

- Privatização das distribuidoras estaduais (sabendo que os estados são os sócios controladores de 20 das 27 distribuidoras de gás natural);
- Adoção de boas práticas regulatórias, conforme diretrizes da ANP;
- Criação e/ou manutenção e fortalecimento das agências reguladoras estaduais;
- Adesão ao acordo com o Sistema Nacional Integrado de Informações Econômico-Fiscais (SINIEF) quanto ao ICMS no transporte do gás.

Com relação ao ICMS para o sistema de transporte dutoviário foi publicado o Ajuste SINIEF nº 03/2018 de 3 de abril de 2018, que concede tratamento diferenciado às operações de circulação e prestações de serviço de transporte de gás natural por meio de gasoduto. Esse Ajuste SINIEF (de adesão voluntária por parte dos estados) permite a desvinculação entre os fluxos físico e contratual, o que já viabiliza a contratação de gás natural pelo modelo de entrada e saída (MME, 2019). Entretanto, ainda não foram definidas as taxações de impostos no caso de uso compartilhado de infraestruturas de processamento de gás natural e de terminais de gás natural liquefeito (GNL). Por isso, há a inviabilidade do compartilhamento das infraestruturas,

de agentes participantes do mercado de gás natural. As liberações de gás natural (*Gas Release*) ocorrem a partir de leilões periódicos de volumes de gás (MME, 2019).

mesmo que haja vontade por parte dos proprietários e usuários atuais. Logo, é consenso que o programa “Novo Mercado de Gás” representou sérios avanços para o desenvolvimento do setor gasífero; porém, deixou em aberto outras medidas necessárias para que essa consolidação se concretize.

5.3 GÁS PARA CRESCER *VERSUS* NOVO MERCADO DE GÁS

Um dos pilares do Novo Mercado de Gás (NMG) é a integração do gás natural com os setores industrial e elétrico. Sendo assim, o primeiro relatório técnico (não apenas de demonstração de resultado) divulgado pelo governo sob a rubrica do NMG foi a revisão das iniciativas propostas no Subcomitê 8 do programa Gás para Crescer, cujo tema centrava-se na Integração dos Setores Elétrico e Gás Natural.

A tabela 6 mostra o que foi posto em prática e o que está pendente na visão no “Novo Mercado de Gás”.

Tabela 6 Análise do Subcomitê 8 do Gás para Crescer sob a ótica do Novo Mercado de Gás Natural

ID	Item	Status NMG
A	Eliminação ou adequação da cláusula de penalidade por não suprimento do gás	Concluído
B	Prazo de contratos de gás com horizonte rolante	Pendente
C	Horizontes rolantes para comprovação de reservas (gás nacional)	Pendente
F	Redefinição do limite de inflexibilidade e possibilidade de declaração sazonal	Concluído (portaria) *
R	Limites inferiores e superiores para empreendimentos Gas to Wire	Pendente
D	Fórmula e índices de reajuste de preços dos combustíveis no CVU e RFcomb	Concluído (portaria) *
E	Flexibilização da declaração de parâmetros de CVU e Rfcomb (desvinculação)	Concluído (portaria) *
K	Procedimentos de Programação da Operação / Pré-despacho	Concluído
N	Institucionalização de ferramentas computacionais de apoio ao planejamento integrado gás-EE	Desconsiderado
I	CrITÉrios de despacho por carga de GNL.	Concluído
Q	Armazenamento Virtual	Concluído
L	Leilões coordenados de termelétricas e de gasodutos	Pendente
G	Gestão de contratos de gás por meio de um comprador único	Superado
H	Inclusão de supridor de última instância no setor de GN	Superado
J	Remuneração diferenciada por serviços/produtos (número de partidas, rampas, tempo de resposta, demais serviços)	Concluído
M	Sinais locacionais mais efetivos (gasodutos de transporte, transmissão elétrica, leilões regionais...)	Pendente (correlação com L)
O	Estocagem de gás natural	Fora do Escopo
P	Compartilhamento de terminais de regaseificação	Concluído (pendente ANP)

Fonte: MME, 2019

Analisando o relatório que deu origem a tabela 6, as únicas questões que estão realmente findas e já podem ser utilizadas pela indústria são as questões A, K, Q, I e J, todas relacionadas a resoluções da ANEEL.

As três primeiras (A, K, Q) já estão em vigor e em relação as duas últimas, I e J relacionadas diretamente ao funcionamento do sistema hidrotérmico, a ANEEL está

desenvolvendo um modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo - Modelo DESSEM. Este modelo deverá ser utilizado para fins de programação pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a partir de 1º/01/2021, para fins de formação do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Este preço será aplicado à contabilização e de liquidação do Mercado de Curto Prazo - MCP pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Dessa forma, os despachos das térmicas ficarão mais previsíveis, bem como a remuneração dos agentes envolvidos. Ou seja, o Modelo DESSEM permitirá a comunicação da geração hidroelétrica com a geração térmica de maneira mais dinâmica.

Já as questões D, E e F foram concluídas através de alterações que foram realizadas em portarias de 2007 (nº 42/2007 e nº 46/2007). Porém, ainda não há comprovação da eficácia das alterações sobre o custo das térmicas e sobre a real atração sobre os investimentos externos.

Além disso, algumas sugestões do Gás para Crescer foram consideradas Superadas pelo programa “Novo Mercado de Gás”, ou devido a mudança de direcionamento do programa ou por estar fora do escopo do estudo. Por isso, não resolveram as questões.

As tabelas 7 e 8 resumem os acontecimentos mais relevantes e o que se espera no âmbito do “Novo Mercado de Gás”, respectivamente.

Tabela 7 Acontecimentos já realizados no âmbito do Novo Mercado de Gás

08/jul	Assinatura do Termo de Compromisso de Cessação de Prática entre Petrobras e Cade
23/jul	Lançamento do Novo Mercado de Gás
24/jul	Assinatura do Decreto nº 9.934/2019, que institui o CMGN
02/ago	Publicação do edital de chamada pública do Gasbol
13/ago	Aprovação da proposta de revisão do Ajuste SINIEF nº 03/2018 no SubGT Swap de Gás do GT 05 Combustíveis do Confaz encaminhamento para COTEPE/ICMS
22/ago	Lançamento do REATE 2020 abordando, entre outras frentes de trabalho, a exploração e produção de gás natural em ambiente onshore
04/set	Aprovação da proposta de revisão do Ajuste SINIEF nº 03/2018 na COTEPE/ICMS do CONFAZ encaminhamento para CONFAZ
10/set	1º Ciclo da Oferta Permanente de áreas para exploração e produção de óleo e gás
13/set	Publicação da Resolução CNPE nº 17/2019, revogando a Resolução CNPE nº 4/2005 que permitia a prática de preços diferenciados do GLP
20/set	Parecer do Relator Dep. Silas Câmara pela aprovação do PL 6407/2013, apensado, com substitutivo
10/out	Divulgação dos Inscritos Habilitados na chamada pública do Gasbol 16ª Rodada de Licitações de Blocos de Exploração de Petróleo e Gás Natural
23/out	Aprovação do PL 6.407/2013 na Comissão de Minas e Energia (CME)
06/nov	Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa
07/nov	6ª Rodada de Partilha da Produção - Pré-sal
20/nov	Requerimento de urgência para tramitação do PL 6.407/2013

Fonte: MME, 2020.

Tabela 8 Acontecimentos previstos no âmbito do Novo Mercado de Gás

2020	- Resolução sobre critérios de autonomia e independência dos transportadores
2020	- Resolução sobre Interconexão entre gasodutos de transporte
2020	- Revisão da Resolução ANP nº 15/2014 (que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte)
2021	- Diretrizes para a Elaboração Conjunta de Códigos Comuns de Acesso
2021	- Revisão da Resolução ANP nº 51/2013 (que regulamenta a autorização para a prática de atividade de Carregamento de gás natural)
2021	- Revisão da Resolução ANP nº 52/2011 (que regulamenta: a autorização da prática da atividade de comercialização de gás natural)
2021	- Revisão da Resolução ANP nº 37/2013 (estabelece critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de gasodutos de transporte)
2021	- Mecanismos de Repasse de Receita entre os transportadores de Gás Natural Interconectados
2022	- Revisão da Resolução ANP nº 11/2016 (gas release e capacity release)
2023	- Solução de Conflitos Relativos ao Acesso aos Terminais de GNL (Conciliação e Arbitramento)
2023	- Caracterização do Sistema de transporte de Gás Natural

Fonte: MME, 2020.

O prognóstico é positivo, visto que nos últimos anos (2018-2019) ocorreram avanços concretos conforme visto na tabela 7. Outras mudanças ocorreram nos primeiros meses de 2020, tais como: a) a autorização para construção de um terminal de regaseificação por terceiros e b) o novo modelo hidrotérmico (Modelo DESSEM).

5.4 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 3

Os pontos abordados por ambos os programas governamentais abordam em seu conteúdo e diretrizes boa parte dos problemas apontados no capítulo 4 sobre a barreira regulatória. Entende-se que a redução deste obstáculo é o primeiro passo para que os desafios técnicos passem a ser estudados e solucionados.

A assinatura do TCCP entre a Petrobras e o CADE foi um importante marco para a abertura do setor de gás natural. A partir da venda de ativos e acessos às instalações essenciais por terceiros abrem caminho para que o investimento privado seja incentivado.

Outro ponto importante e que merece destaque são os incentivos indicados pelo programa “Novo Mercado de Gás” para que a esfera regulatória estadual se torne mais transparente e competitiva no setor gasífero.

As projeções realizadas pela EPE (2019) para o consumo de gás no Brasil apontam que as medidas propostas pelo “Novo Mercado de Gás” levarão a um aumento da participação deste insumo na matriz energética nacional. Portanto, o programa terá proporcionado ao mercado a objetividade que faltou no programa “Gás para Crescer” e, com isso, o prognóstico é positivo para indústria.

6. CONCLUSÕES

O cenário de gás natural no Brasil é bastante controverso. Por um lado, há abundância de gás natural a ser explorado, por outro, dificuldades técnicas travando essa produção. Mesmo o gás natural sendo considerado uma fonte de energia mais nobre no aspecto ambiental, por ter sua queima mais limpa, sua participação na matriz energética brasileira é inexpressiva, principalmente quando comparado a derivados de petróleo.

A origem associada e *offshore* do gás brasileiro consiste em uma barreira intrínseca. Logo, a produção e exploração desse gás é desafiante do ponto de vista tecnológico e econômico.

Para incentivar a produção do gás, uma série de fomentos e iniciativas do poder público é necessária. Todavia, apenas o esforço da esfera governamental não é o suficiente, é preciso que o setor privado se sinta atraído a investir em tecnologias e no desenvolvimento de estruturas para o gás natural.

Do ponto de vista dos incentivos, a ANP já tem fornecido autorizações para empresas (excluindo a Petrobras) operarem os terminais de regaseificação, gasodutos de escoamento e UPGN; a EPE, por sua vez, têm promovido estudos e reuniões com o setor privado para encontrar alternativas para o gás da área do pré-sal que não seja a sua reinjeção.

No entanto, do ponto de vista do desenvolvimento de tecnologias, mais pesquisas são necessárias, visto que a exploração e produção do gás natural brasileiro na área do pré-sal ainda é incipiente e não há campos de E&P comparáveis no mundo.

A liquefação em plataforma, transformação do gás em energia ou líquidos ricos aparecem como alternativas ao tradicional escoamento via gasoduto. Apenas a primeira alternativa está em funcionamento no mundo, o que demonstra que muitos estudos ainda precisarão ser feitos; e a atratividade deles depende das estratégias de desinvestimento da Petrobras e de uma regulação segura.

O estudo do arcabouço regulatório evidencia que além de preterido enquanto insumo, a legislação do gás natural, mais precisamente a Lei do Gás (nº. 11909/2009) é recente e ainda passa por muitos processos de modificação e adequação à

realidade do setor. Apesar de definido em lei, não foi suficiente para atrair o investimento privado para o setor de gás natural e o mesmo continuou a se desenvolver com base na Petrobras. Todavia, a presença de um agente dominante não é o único motivo de insegurança para o setor gasífero.

Na legislação atual não há clareza a respeito dos modelos de tarifação, que hoje em sua forma postal prejudicam a transparência para os outros agentes da indústria. Bem como não estão transparentes quais são os parâmetros para uma boa negociação entre as partes sobre o uso das *essential facilities* e deixam a concessão ou não sob o domínio do “proprietário” da instalação.

Para superar esses desafios, apenas a diminuição da concentração do mercado não é suficiente, se faz necessário na esfera regulatória programas e iniciativas que visem transparência, agilidade e segurança do marco regulatório do gás natural no Brasil. Ciente disso, o governo federal tomou a iniciativa desde 2016 para destravar o setor com mudanças regulatórias e nas relações contratuais, primeiramente com o programa “Gás para Crescer” e na gestão atual com programa “Novo Mercado de Gás” lançado em 2019.

Os pontos abordados por ambos os programas governamentais abordam em seu conteúdo e diretrizes boa parte dos problemas apontados no capítulo 4 sobre a barreira regulatória. Entende-se que a redução deste obstáculo é o primeiro passo para que os desafios técnicos passem a ser estudados e solucionados.

A assinatura do TCCP entre a Petrobras e o CADE foi um importante marco para a abertura do setor de gás natural. A partir da venda de ativos e acessos às instalações essenciais por terceiros abrem caminho para que o investimento privado seja incentivado.

Outro ponto importante e que merece destaque são os incentivos indicados pelo programa “Novo Mercado de Gás” para que a esfera regulatória estadual se torne mais transparente e competitiva no setor gasífero.

As projeções realizadas pela EPE (2019) para o consumo de gás no Brasil apontam que as medidas propostas pelo “Novo Mercado de Gás” levarão a um aumento da participação deste insumo na matriz energética nacional. Portanto, o programa terá proporcionado ao mercado a objetividade que faltou no programa “Gás para Crescer” e, com isso, o prognóstico é positivo para indústria.

Com o sucesso de programas governamentais como o “Novo Mercado do Gás”, a demanda interna pode se desenvolver com foco na indústria, termoeletricas e no combustível veicular. Já o potencial produtivo depende de iniciativas das próprias empresas produtoras em parceria com o poder público, visando os aspectos técnicos do tratamento e escoamento da produção, visto que em termos de volumes, o Brasil já está apto a aumentar a participação do gás em sua matriz energética.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA EPBR 2020. Golar anuncia terminal de GNL com R\$ 1,8 bilhão de investimento em Pernambuco. Disponível em: <https://epbr.com.br/golar-anuncia-terminal-de-gnl-com-r18-bilhoes-de-investimento-em-pernambuco/>. Acesso em: 16 abr. 2020.

AIE 2018. AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. Rumo a um mercado de gás natural competitivo no Brasil: Brasília: OECD/AIE, 2019. 63 p.

ALMEIDA, Edmar de et al. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Rio de Janeiro: IBP, 2017. 46 p. Disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2017/04/2017_TD_Gas_do_Pre_Sal_Oportunidades_Desafios_e_Perspectivas-1.pdf. Acesso em: 15 abr. 2020.

ANEEL 2017. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. NT 129: Nota Técnica nº 129/2017-SRG/ANEEL. 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/071/documento/nt_129_srg_analise_contribuicoes_cp_cvu_48550.001079_2017_00_parte1.pdf. Acesso em: 30 abr. 2020.

ANP 2019, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2019. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2019/2019-anuario-versao-impressao.pdf>. Acesso em: 17 mar. 2020.

ANP 2020a, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2020. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>. Acesso em: 31 mar. 2020.

ANP 2020b, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2020. Estudo sobre o aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/estudos/aproveitamento-gn-pre-sal.pdf>. Acesso em: 15 abr. 2020.

ANP 2020c, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2020. Dados estatísticos - Relatório Executivo. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>. Acesso em: 15 abr. 2020.

ANP 2020d, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. 2020. Edital de Chamada Pública Para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01-R/2020. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/arquivos/atuacao/sim/edital-cp1r2020.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2020.

BAXTER, I. 2010. Modular GTL as an Offshore Associated Gas Solution. Deep. Offshore Technology Conference. 2010. Amsterdam.

BENDEZÚ, Marko Antonio López. Avaliação Técnico-Econômico das Alternativas Tecnológicas de Transporte de Gás Natural. 2009. 79 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Puc-rio, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/13793/13793_1.PDF. Acesso em: 05 fev. 2020.

BLOOMBERG 2020. Série de Preços NGM20 COMB Comdty. Acesso via Terminal Bloomberg.

ELOI FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ. DICIONÁRIO DO PETRÓLEO: EM LÍNGUA PORTUGUESA. 2020. Disponível em: <http://dicionariodopetroleo.com.br/>. Acesso em: 20 abr. 2020.

EPE 2019a, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Balanço Energético Nacional 2019: Ano base 2018. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-377/topico-494/BEN%202019%20Completo%20WEB.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2020.

EPE 2019b, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Os desafios para a infraestrutura de escoamento na maximização do valor das reservas de óleo e gás do pré-sal. Disponível em: http://epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/EPE_2%C2%BA%20F%C3%93RUM%20T%C3%89CNICO%20PR%C3%89-SAL%20PETROLEO_ESCOAMENTO%20DE%20G%C3%81S%20NATURAL%20DO%20PR%C3%89-SAL_JOS%C3%89%20MAURO_20191125.pdf. Acesso em: 10 abr. 2020.

EPE 2019c. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. Perspectivas do Mercado de Gás Natural no Brasil. Rio de Janeiro – Credit Suisse. 2019. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/20190917_EPE_CREDIT+SUISSE_NATURAL+GAS+DAY_MARCELO+ALFRADIQUE.pdf/5f1f04c4-e1a4-a9d0-ceb0-1b698d6f2e95. Acesso em: 20 fev. 2020

EPE 2019d. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Ministério de Minas e Energia. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Rio de Janeiro. 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-434/PIPE%20-%20Plano%20Indicativo%20de%20Processamento%20e%20Escoamento%20de%20G%C3%A1s%20Natural.pdf>. Acesso em: 02 mar. 2020

EPE 2019e. Empresa de Pesquisa Energética. Gás Natural em Veículos Pesados em um Contexto de Transição Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2019. 30 slides, color. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/EPE_SEMIN%C3%81RIO+INTERNACIONAL+DE+MOBILIDADE+A+G%C3%81S+NATURAL_ABEG%C3%81S_JOS%C3%89+MAURO_20191025.pdf/f7ede913-916e-78f9-56c8-3158a891f0db. Acesso em: 20 dez. 2019

EPE 2020, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. FATOS RELEVANTES DA INDÚSTRIA DO ÓLEO & GÁS. Março, 2020. Ed. 9. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-410/topico-472/Fatos%20Relevantes%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20%C3%93leo%20e%20G%C3%A1s%20-%20Mar%C3%A7o_2020.pdf. Acesso em: 30 abr. 2020.

ERLICH, I., BRAKELMANN, H. 2007. Integration of Wind Power into the German High Voltage Transmission Grid. IEEE Power Engineering Society General Meeting, IEEE.

FMI 2020. Fundo Monetário Internacional. World Economic Outlook, January 2020: Tentative Stabilization, Sluggish Recovery? 2020. Disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/01/20/weo-update-january2020>. Acesso em: 20 fev. 2020

HABERT, A. C., BORGES, C. P., NOBREGA, R., 2006, Processos de Separação por Membranas, 1 ed. Rio de Janeiro, Escola piloto de Engenharia Química.

LAZARIDIS, L. P. 2005. Economic Comparison of HVAC and HVDC Solutions for Large Offshore Wind Farms under Special Consideration of Reliability. Electrical Engineering.

MME 2016, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Reunião de Trabalho Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural. Brasília: MME, 2016. 22 slides, color. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36216/459237/20170824_5a_reuni%C3%A3o_CT-GN_apresenta%C3%A7%C3%A3o.pdf/6cd091cd-0ad0-3d68-c7e5-87bc837f8081. Acesso em: 24 ago. 2017.

MME 2019, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 2019. Nota Técnica: Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/2.+Relat%C3%B3rio+Comit%C3%A4+de+Promo%C3%A7%C3%A3o+da+Concorr%C3%A¢ncia+vfinal+10jun19.pdf/2379cc7f-f6b7-8ba0-72db-1278e7d252ca>. Acesso em: 17 fev. 2020.

MME 2020, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. 2020. 2º Relatório Trimestral de Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Disponível em: http://www.mme.gov.br/documents/36112/491926/2_Relat%C3%B3rio+Trimestral+CMGN+++4T2019+vFinal.pdf/f3277403-62a1-17e1-1c36-624a071456a3. Acesso em: 18 fev. 2020.

MME/EPE 2017, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2017. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 07 jan. 2020.

MME/EPE 2019, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2020.

NEGRA, B.; TODOROVICH, J.; ACKERMANN, T. 2006 Loss Evaluation of HVAC and HVDC Transmission Solutions for Large Offshore Wind Farms. Electric Power Systems Research 76: 916-927.

PETROBRAS 2016. Vamos operar o quarto sistema de separação e reinjeção de gás carbônico no pré-sal. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/vamos-operar-o-quarto-sistema-de-separacao-e-reinjecao-de-gas-carbonico-no-pre-sal.htm>. Acesso em: 07 dez. 2019.

PETROBRAS 2020. Petrobras assina novo aditivo com a YPFB para suprimento de gás. Disponível em: https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=981599. Acesso em: 07 mar. 2020.

PINTO et al. 2014. PINTO, Antonio Carlos Capeleiro et al. An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, 45., 2014, 8 p.

PINTO 2014. PINTO, Raul Penazzo. Tarifação na malha de gasodutos de transporte no Brasil: evolução e perspectivas. 2014. 170 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28042014-141738/publico/raul_penazzo_pinto.pdf. Acesso em: 30 jan. 2020.

ROSA, Adalberto Jose; CARVALHO, Renato de Souza; XAVIER, Jose Augusto Daniel. Engenharia de Reservatórios de Petróleos. Rio de Janeiro: Interciência, 2006. 808 p.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno (org.). Energia Termelétrica: Gás Natural, Bio massa, Carvão, Nuclear. Rio de Janeiro: EPE, 2016. 417 p. Coordenação Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica%20-%20Online%2013maio2016.pdf>. Acesso em: 30 nov. 2019.