

A indústria de gás natural brasileira e as implicações do
Novo Mercado de Gás

Julho de 2021

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

Francisco Backheuser Britto

Orientador: Leonardo Rezende

Matrícula: 1710231



PUC
RIO

Declaro, que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.

As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.

Agradecimentos

A minha família, por todo o apoio e incentivo ao meu desenvolvimento acadêmico
E a minha namorada, por toda a motivação para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos, que estiveram comigo compartilhando experiências ao longo destes anos de faculdade.

Finalmente, gostaria de agradecer a todos os professores do departamento de economia pelo aprendizado e contribuição para a minha formação. Em especial, ao meu orientador, Leonardo Rezende, pela disponibilidade e atenção durante a elaboração desta monografia.

CAPÍTULOS

1	Introdução.....	6
2	O mercado de gás natural no Brasil	8
2.1	Fontes de oferta de gás natural.....	8
2.2	Midstream – escoamento e Transporte.	12
2.3	A demanda de gás natural no Brasil.....	15
2.4	Equilíbrio entre oferta e demanda	18
3	A teoria econômica na indústria de gás natural.....	21
3.1	Verticalização e <i>Hold-Up</i>	21
3.2	Infraestruturas essenciais	23
4	O Novo Mercado de Gás	25
4.1	O monopólio da Petrobras	28
4.2	Monopólio para a concorrência.....	31
4.3	Independência do transporte	35
4.4	Acesso as infraestruturas	37
5	Conclusão	41
6	Bibliografia.....	43

1 Introdução

Ao longo dos próximos anos, o mercado de gás natural brasileiro deve passar por inúmeras transformações. A descoberta de grandes quantidades de gás natural e o sucesso das missões exploratórias iniciais no pré-sal geram a expectativa que o país seja inundado por uma abundante oferta da molécula transformando, eventualmente, o gás em insumo importante para a economia brasileira. A discussão em torno do mercado de gás natural se acentuou quando, em 2016, a Petrobras anunciou uma mudança em sua estratégia de negócios com a intenção de vender diversos ativos na cadeia de gás natural para focar em seus segmentos mais rentáveis de exploração e produção em águas profundas. A política tem como pano de fundo uma agenda governamental de queda no preço de gás para fortalecer a indústria doméstica, assim como um desejo de privatização de segmentos da economia por parte do governo federal. O plano de desinvestimentos da Petrobras foi oficializado de maneira infralegal pela assinatura do Termo de Cessão de Compromisso (TCC) com o CADE, em que a petroleira se compromete a sair de diversos empreendimentos e, em troca, conseguirá encerrar boa parte de seus processos por práticas anticompetitivas no mercado de óleo e gás.

Atualmente o Brasil possui de cerca de 365 bilhões de metros cúbicos (MMm³) em Reservas Provadas¹ e com a chegada do pré-sal o país seria capaz de sair de uma produção de 52,8 milhões de m³/dia em 2019² para 135 milhões de m³/dia, segundo estimativas da FGV Energia. O aumento da produção e de reservas *in situ* torna relevante debater qual será o papel do gás natural para a economia e seu peso para a matriz energética brasileira, já que a geração de energia é a segunda maior fonte de utilização da molécula após a indústria. Mesmo sendo um combustível fóssil, o uso de gás como insumo para as usinas termelétricas é capaz de gerar a mesma quantidade de energia do que a queima de carvão e óleo, porém com menor emissão de poluentes. Dessa forma, o gás natural poderia atuar com protagonismo em um movimento de transição energética para fontes mais limpas. A matriz brasileira hoje é predominantemente hidráulica, que apesar de ser uma fonte barata e renovável, funciona de maneira intermitente dependendo do nível de pluviosidade, enquanto as térmicas podem funcionar com uma maior previsibilidade, alimentando o sistema em momentos de baixa dos reservatórios. Sendo assim, é preciso entender o papel

¹ Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada de gás seja igual ou maior que a estimativa, deverá ser de pelo menos 90%.

² Boletim do MME 2019.

da energia elétrica para a demanda de gás natural, seu sentido econômico e os incentivos necessários para tornar os altos investimentos nessa modalidade viáveis.

Nesse cenário de expansão da oferta e abertura do mercado, fez-se necessário a criação de um novo marco regulatório que atue na transição de um mercado monopolista, com o agente hegemônico controlando boa parte da cadeia, para um modelo de eventual concorrência no mercado de gás natural. A partir disso, agentes públicos e privados começaram a movimentação para criar diretrizes desta nova organização de mercado, iniciando o Programa Gás Para Crescer que posteriormente culminou na criação do Novo Mercado do Gás, base para a Lei 14.134/2021 (Lei do Gás), aprovado no Senado Federal e sancionado pelo Presidente da República no começo deste ano.

A motivação deste trabalho é entender como será organizado o mercado de gás natural brasileiro frente as mudanças vigentes, identificando como se dá o equilíbrio entre oferta e demanda no mercado atual e qual será a sua sustentabilidade para os próximos anos com a mudança da estrutura de mercado. Além disso, será feita uma análise da regulação e as principais alterações que o novo marco regulatório está propondo para o setor, buscando analisar a efetividade da nova legislação na transição para um mercado competitivo.

A monografia será organizada da seguinte maneira. Primeiro, através do diagnóstico do cenário atual, será feita uma investigação sobre o equilíbrio da oferta e demanda do gás natural no Brasil, verificando em que circunstâncias será possível o desenvolvimento da produção proveniente do pré-sal e mapeando a dinâmica de consumo do gás natural entre termelétricas, GNL (Gás Natural Veicular) e a Indústria. Em seguida, o trabalho tratará dos desafios de se regular uma indústria como a do gás natural analisando o arcabouço teórico existente sobre o tema. Ao longo do penúltimo capítulo, o texto irá se debruçar sobre as propostas regulatórias do Novo Mercado de Gás e a estrutura de monopólio da Petrobras. Através de comparação entre marco brasileiro e a experiência internacional, associado a uma análise da visão teórica de temas como verticalização e infraestruturas essenciais, o trabalho busca avaliar os principais pontos da nova legislação e suas implicações para a dinâmica competitiva no segmento de gás natural.

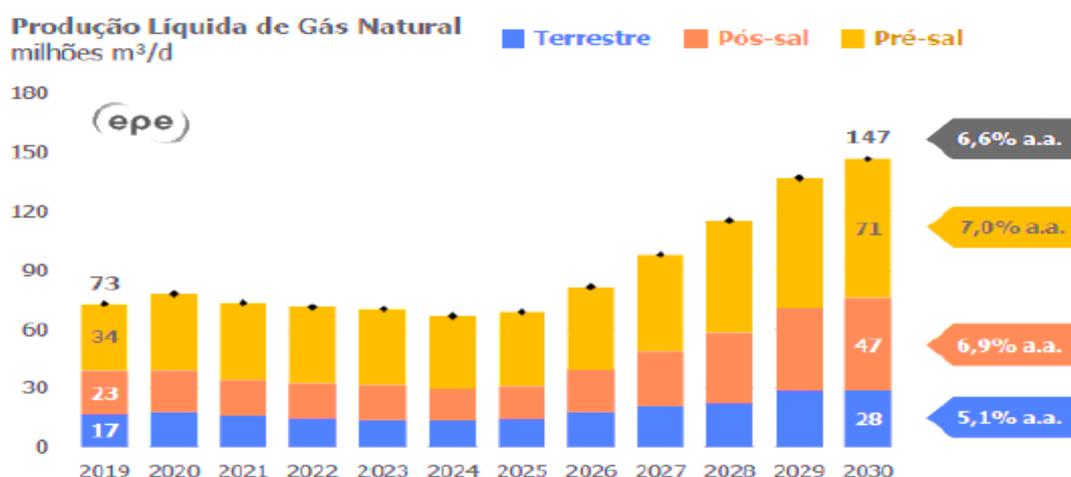
2 O mercado de gás natural no Brasil

A abertura do mercado de gás natural é motivada pelos seguintes aspectos: o aumento da produção de gás pelo pré-sal e saída da Petrobras de parte da cadeia de gás natural. Antes de entrarmos na regulação efetivamente proposta é preciso entender certas características da indústria de gás natural atual e como elas responderiam as mudanças sugeridas pelo novo marco. Para isso, o texto irá debater as seguintes questões: (i) como se dá a dinâmica entre a oferta e demanda atual do mercado de gás natural; (ii) em quais condições será economicamente viável a produção de gás do pré-sal; e (iii) quais as principais formas de consumo do gás natural e a importância destes para a transição de mercado.

2.1 Fontes de oferta de gás natural

O segmento de *upstream* é composto pela exploração e produção de gás natural. No Brasil, a produção do hidrocarboneto sempre foi majoritariamente *offshore* e a produção *onshore* vem perdendo peso na medida em que os campos do pré-sal se tornam operacionais. É esperado que a produção marítima represente cerca de 80% da produção total no Brasil em 2030, com o pré-sal respondendo por 60% do volume extraído. A evolução da produção pode ser observada no gráfico abaixo.

Gráfico 1: Produção de gás natural esperada 2019 -2030.

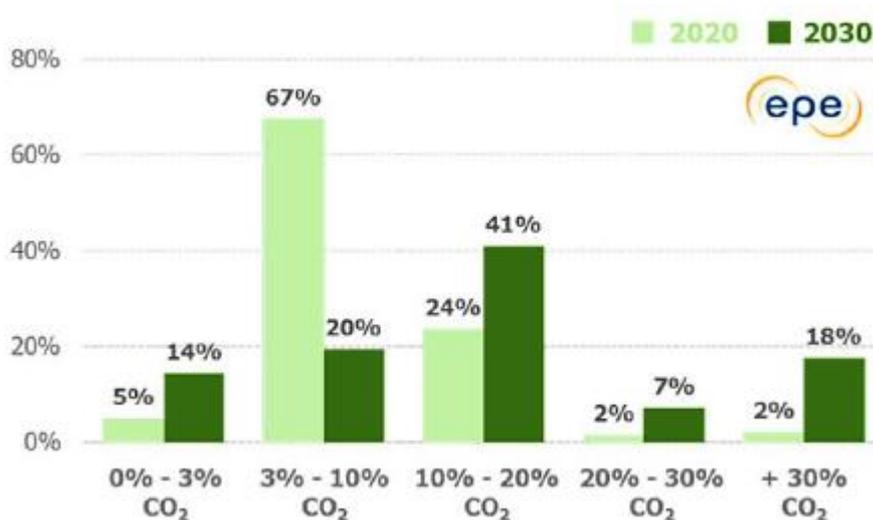


Fonte: EPE (2019).

A representatividade do pré-sal na matriz de oferta do gás natural nos leva a alguns desafios para a viabilidade econômica de exploração da molécula. Cabe destacar os seguintes fatores: (i) o gás do pré-sal tem um alto teor de CO² e (ii) os custos elevados de um projeto de E&P em águas profundas.

A legislação brasileira permite que o gás comercializado tenha apenas 3% de concentração de CO², se esse limite for superado é preciso que o gás seja separado nas plataformas ou unidades de processamento. Além disso, acima de um certo teor o gás se torna corrosivo e não pode ser transportado por dutos. Segundo estudo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mais de 65% do gás do pré-sal extraído em 2020 apresentou concentração entre 3% e 10% de CO². Isto torna o processo de extração mais custoso e como consequência o gás extraído do pré-sal tem um preço de *breakeven* mais alto.

Gráfico 2: Produção de gás natural do pré-sal por faixa de teor de CO₂.



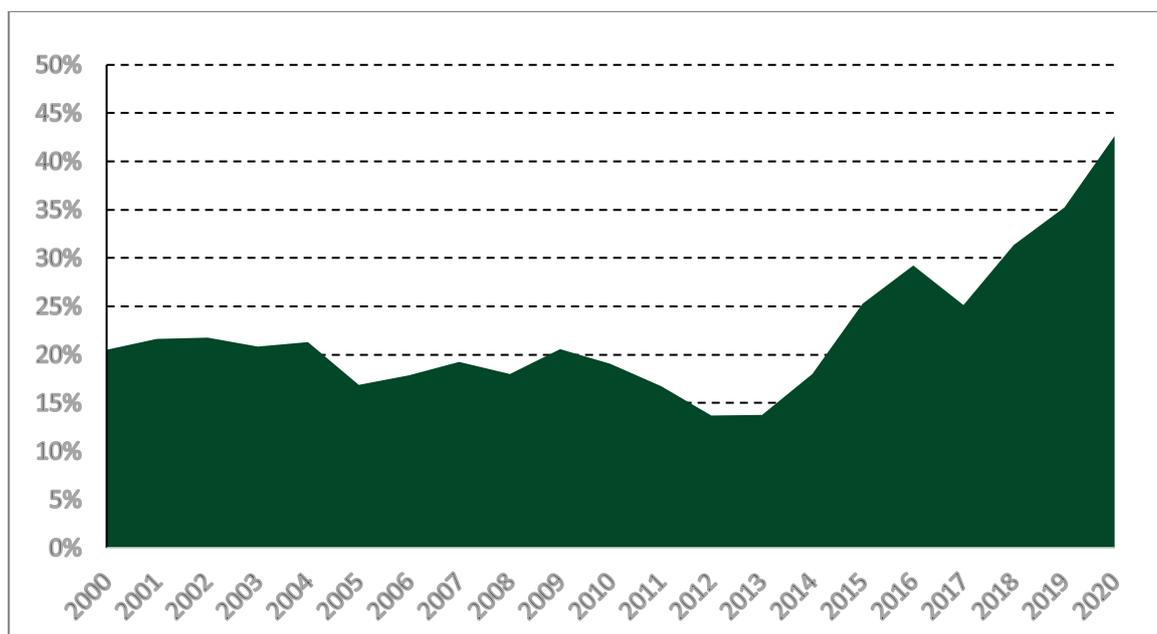
Fonte: EPE (2019).

Os projetos do pré-sal estão localizados em média a 180 quilômetros da costa e a profundidade dos reservatórios pode chegar a 7 mil metros. Desse modo a complexidade da operação eleva muito o nível de investimentos fixos, o que torna a viabilidade de um projeto de produção de gás natural bastante dependente de economias de escala. Ademais, a produção em plataformas marítimas tem caráter inflexível, ou seja, a decisão de explorar

o gás deve ser tomada antes da concepção da plataforma, sendo muito complexo alterar uma plataforma concebida para explorar óleo. Cabe notar que algumas novas tecnologias estão sendo desenvolvidas e que podem tornar mais barata a exploração nos campos do pré-sal. Algumas delas são: (i) GNL Embarcado – liquefação do gás nas plataformas; (ii) Gas To Liquid – através da conversão do gás em combustível líquido na plataforma; e (iii) Gas to Wire – instalação de usinas termelétricas nas plataformas.

Outra característica do gás natural produzido no Brasil é a sua associação ao petróleo, por volta de 80% do gás no Brasil é de caráter associado. Dessa forma, em um projeto de exploração e produção, existe um *trade off* entre comercializar o gás ou reinjetar a molécula, melhorando a produtividade do poço e aumentando a extração do petróleo. Como o retorno do petróleo se mostra mais alto com um mercado consumidor mais estável, enquanto o acesso ao mercado de gás natural ainda é precário, a opção tem sido pelo aumento da reinjeção, que hoje chega a 43% do gás que é retirado dos poços.

Gráfico 3: Volume reinjetado sobre a produção total de gás natural.



Fonte: ANP, *Elaboração Própria.*

Nesse sentido, é possível destacar que as reservas de gás existentes serão comercializadas apenas com um desenho de incentivos regulatórios adequados. Será difícil o estímulo do uso do insumo sem âncoras de demanda no mercado para que inicialmente o gás possa ser explorado e esse insumo se torne economicamente viável.

Mesmo com uma oferta abundante de gás em território nacional, a competitividade

com o petróleo, características técnicas do pré-sal e flexibilidade da demanda, que veremos a seguir, fazem com que seja custoso a exploração em território brasileiro. Deste modo, a decisão de importar gás natural para suprir a demanda adicional do país parece fazer maior sentido econômico. Atualmente, cerca de 30% do gás consumido é proveniente de importações. Como explicado a seguir, as importações são feitas majoritariamente por duas vias: (i) pela Bolívia através do gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL); ou (ii) e através de navios trazendo Gás Natural Liquefeito (GNL) que posteriormente é regaseificado.

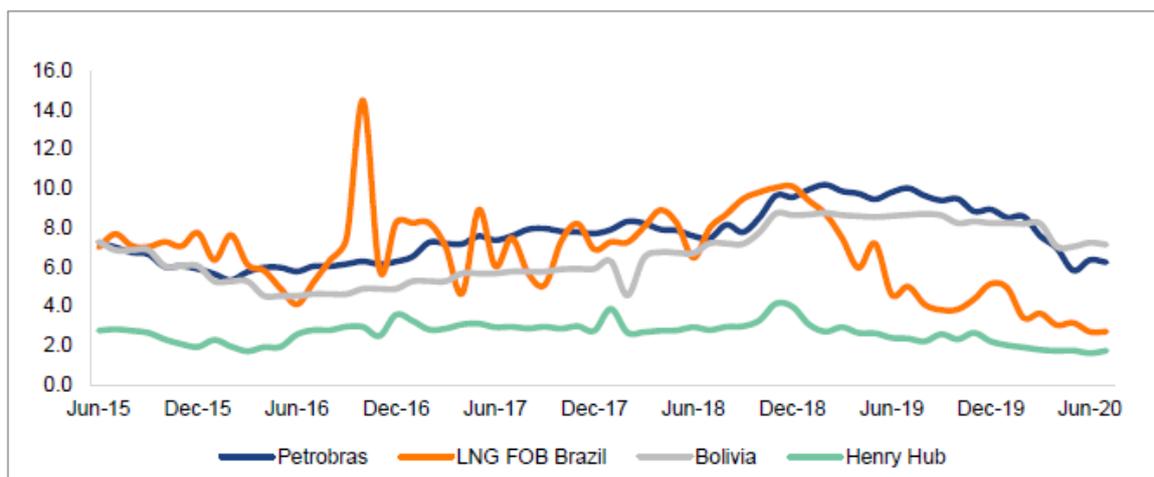
As importações bolivianas correspondem a 75% do volume total estrangeiro adquirido pelo Brasil, e são realizadas pelo gasoduto GASBOL, operado pela TBG, sociedade de titularidade da Petrobras (51%), BBPP Holdings e a estatal Boliviana YPFB. Cabe ressaltar que a Petrobras abriu no início do ano passado uma chamada pública para a contratação de capacidade do GASBOL, originalmente a demanda era 100% contratada pela Petrobras em um contrato de *take or pay*³ de 20 anos de fornecimento com a estatal boliviana. Apesar do interesse inicial de players privados, a estatal continua como principal *offtaker* do gasoduto com 18 Mm³/dia contratados e os outros 8,5 mil m³/dia sendo tomados pela Gerdau. A, ainda, incipiente regulação brasileira e as incertezas políticas quanto ao carregamento boliviano podem ter reprimido a demanda privada pelo carregamento do gasoduto.

Além do gás trazido via gasodutos, a outra forma de importação do hidrocarboneto é o GNL trazido via navios. A importação por essa fonte é utilizada basicamente para cobrir a demanda das térmicas em períodos de alto despacho. Nessa modalidade a molécula precisa ser regaseificada quando chega a costa brasileira. Esse tipo de arranjo tem se mostrado economicamente favorável pela sua flexibilidade e baixo preço do gás natural nos mercados desenvolvidos.

Analisando o gráfico a seguir, podemos notar que os preços de importação do GNL no Brasil ficaram mais atrativos nos últimos anos, fruto da maior disponibilidade no mercado internacional, além da dinâmica pouco competitiva do nosso fornecedor interno, a Petrobras. Na medida que o mercado se abre, em um cenário de maior competitividade, é de se esperar que os preços brasileiros caiam na indústria como um todo e se alinhem a paridade de importação no mercado interno.

³ Cláusula de *take-or-pay* significa que o contratante da molécula (commodity) de gás natural pagará uma quantidade mínima contratada de y%, por hipótese, independentemente de a demanda efetiva ser menor do que esse percentual.

Gráfico 4: Preço de gás natural disponibilizado (USD/MMBtu)



Fonte: Itaú BBA e MME (2020).

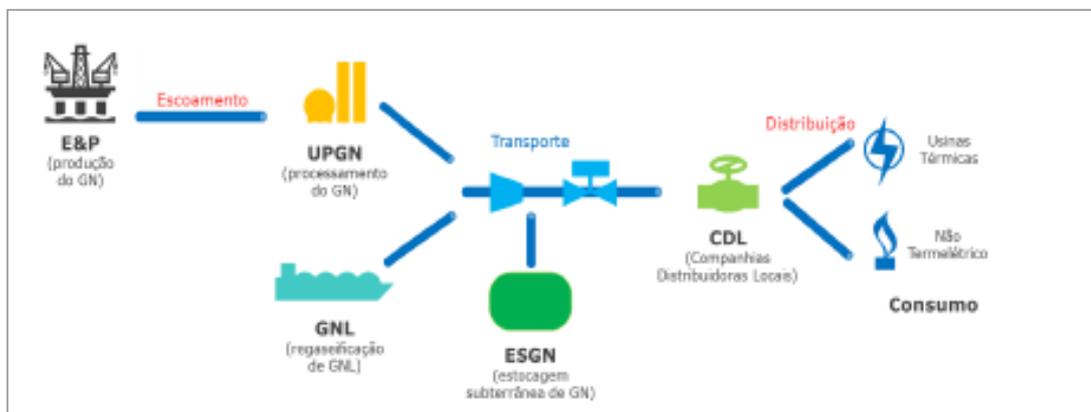
Quando analisamos a importação de gás natural via GNL é importante notar que atualmente a Petrobras é a única importadora de gás natural, portanto a empresa que decide quanto a paridade de preços no mercado interno, tendo papel fundamental em relação ao custo de oportunidade de se importar o gás natural. Na indústria de óleo a estatal mudou a política de precificação em 2016, buscando seguir a paridade internacional de importação. Esse movimento impulsionou a indústria de importação nos últimos anos, reduzindo os custos de oportunidade de importar o óleo. Dessa forma, a indústria de importação ganhou escala e permitiu a entrada de novos *players*, um aumento da competitividade deprimiu as margens e reduziu preços ao longo da cadeia, o que, em última instância, trouxe um benefício para os consumidores. Conforme o mercado de gás se abre novos *players* passam a atuar na indústria e a Petrobras renuncia a seu protagonismo, poderemos ver uma alocação mais eficiente para o consumidor e espaço para a redução nos preços.

2.2 Midstream – escoamento e Transporte.

O gás natural necessita de uma ampla rede física para conectar produtores aos consumidores finais da molécula. Essa infraestrutura é altamente intensiva em capital podendo custar bilhões de reais para a instalação, e sendo economicamente viável apenas por ganhos de escala, dessa forma, operando em muitos casos como um monopólio natural. Essa estrutura no Brasil é composta basicamente pelos gasodutos de escoamento, unidades

de processamento de gás natural (UPGNs), terminais de GNL e gasodutos de transporte.

Figura 1: Elos da cadeia do gás natural.

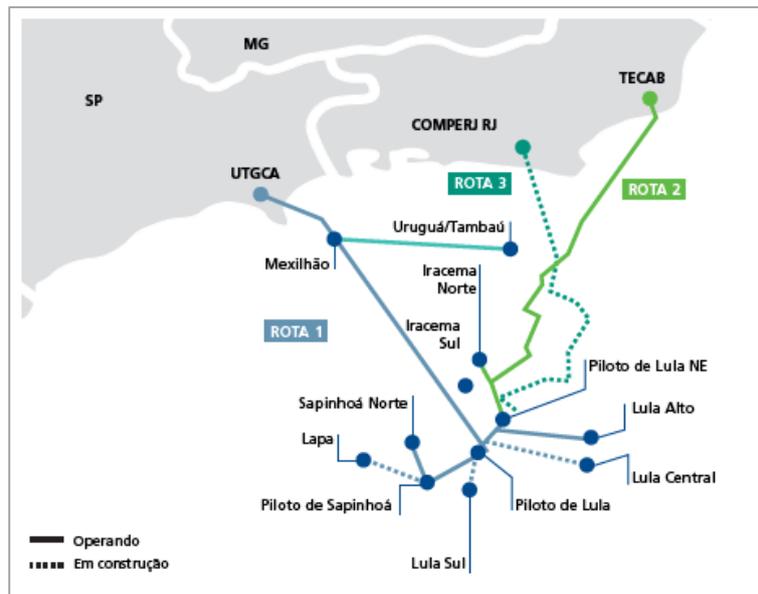


Fonte: CMGN (2019).

A malha de gasodutos tem suma importância dado que ela possibilita a conexão entre os poços produtores e a distribuidores que irão conectar o gás ao consumidor final. Os gasodutos podem ser divididos em: (i) gasodutos de escoamento, que ligam os poços produtores até as unidades de processamento, garantindo que ele atenda especificação para o transporte; e (ii) os gasodutos de transporte que deslocam o gás do processamento até as cidades.

A malha de escoamento hoje é composta especialmente por gasodutos que visam atender ao pré-sal, ligando as plataformas *offshore* até a costa. Atualmente estão em funcionamento a Rota 1 que liga os campos do pré-sal a UPGN em Caraguatatuba e a Rota 2 ligando a Baía de Santos até uma UPGN em Macaé. A Rota 3 está em fase final de construção e conectará os campos de Búzios, Atapu e Sépia ao Comperj no Rio de Janeiro. Ademais, existem estudos por parte da Cosan para a instalação de uma Rota 4^a ligando os campos a uma futura UPGN em Cubatão para atender a capacidade da Comgás (Controlada da Cosan), a demanda firme da distribuidora paulista pode garantir a viabilidade do projeto. Ainda, a Cosan possui um estudo alternativo da Rota 4B que seria ligada ao Porto de Itaguaí, no Rio de Janeiro.

Figura 2: Infraestrutura de escoamento da bacia de Santos.



Fonte: BNDES, IBP.

Depois da etapa de escoamento e do processamento do gás natural, a molécula é colocada nos dutos de transporte que fazem a conexão com as distribuidoras locais. A figura 3 mostra que boa parte dos gasodutos de transporte brasileiro está concentrada na região costeira do Brasil, dada a característica *offshore* do nosso gás natural. A malha pode ser dividida em 3 grandes zonas: (i) O Gasbol; (ii) A malha do Sudeste atendida pela NTS; e (iii) A malha do Nordeste atendida pela TAG. Além disso, temos o gasoduto isolado que interliga o campo de Urucu a uma térmica na região de Manaus.

Figura 3: Malha de gasodutos de transporte no Brasil



Fonte: BNDES, MME.

Os projetos no elo do *midstream* são altamente intensivos em capital e requerem muitas vezes investimentos específicos. Dessa forma, um arranjo para que o desenvolvimento desses projetos seja economicamente viável passa por uma solução de coordenação com a demanda potencial de gás natural. Como veremos no capítulo a seguir, estes fatores levam a uma tendência de verticalização na indústria.

2.3 A demanda de gás natural no Brasil

A demanda de gás brasileira pode ser dividida em dois segmentos, as termelétricas e os consumidores de base do sistema. A indústria de gás tem como característica um alto nível de investimentos em ativos fixos, tendo um *payback* longo. Dessa forma exigindo algum nível de previsibilidade da demanda para assegurar o desenvolvimento da infraestrutura e da oferta.

No Brasil as térmicas operaram com caráter flexível funcionando de maneira complementar ao sistema elétrico. As usinas são despachadas em momentos de pico do consumo de energia ou em cenário hidrológico desfavorável para as hidrelétricas, que são a maior fonte de abastecimento do sistema.

A regulação brasileira permite que as termelétricas operem com apenas 50% da sua capacidade inflexível, ou seja, no âmbito do planejamento do fornecimento de energia elétrica, quando se investe na construção de uma termelétrica apenas metade da capacidade de produção tem uma demanda recorrente garantida pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O restante da capacidade fica disponível para um eventual despacho de energia adicional pelo ONS, isto ocorre, pois o sistema energético brasileiro utiliza as térmicas como *backup* do sistema hídrico. Sendo assim, a demanda pelo gás adicional depende, em última instância, do nível dos reservatórios das hidrelétricas. A decisão de despacho é feita da seguinte maneira: os geradores de energia ofertam qual a quantidade que querem produzir e em que preço. Dessa forma, através dos modelos do ONS se constrói uma curva de oferta e demanda, chegando a um preço e por consequência custo marginal de equilíbrio do sistema. As usinas serão acionadas por ordem de mérito quando o custo marginal de equilíbrio do sistema for maior que o custo marginal de operar a usina termelétrica.

Essa característica flexível da demanda por parte das térmicas impõe uma dificuldade para os produtores de gás associado ao petróleo (80% da produção brasileira),

já que estes têm muitos custos afundados (*Sunk Costs*⁴) na construção de infraestrutura para a produção de gás e correm alto risco de ficar com capacidade ociosa dado a volatilidade da demanda. Os investimentos nos campos são viáveis somente com uma produção ininterrupta. Na ausência de um mercado secundário de gás onde os produtores pudessem negociar o excedente, ou comprar via comercializadoras, se torna muito difícil a oferta de gás nacional direcionada as térmicas. O desenvolvimento de melhores tecnologias de estocagem também poderia viabilizar mais investimentos para térmicas flexíveis.

Atualmente, a legislação brasileira exige lastro na forma de contratos de abastecimento, atestando que a usina consiga atender sua capacidade plena de operação por 15 anos, mesmo com apenas 50% da geração garantida. Portanto, nos contratos firmados as térmicas acabam pagando por gás não utilizado, ou no caso dos contratos flexíveis acabam tendo um custo unitário do gás maior.

Nesse cenário, a maioria do *pipeline* de projetos para termelétricas no curto prazo será atendida por terminais de GNL, não conectados a malha integrada. Desse modo, não caracterizando alteração na necessidade de oferta de gás interno. Entretanto, a construção de vários terminais de GNL poderá ter algum impacto na dinâmica de preço já que o país é tomador de preço no mercado internacional e, com um mercado interno competitivo, como pretendido pelas reformas no setor, deveria seguir uma paridade de importação. Segundo a EPE estão previstos a construção de 3 terminais de GNL em Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA.

Na outra ponta da utilização do gás natural brasileiro estão os consumidores de base que podem ser colocados nos seguintes segmentos: industrial, automóveis, cogeração de energia, comercial e residencial. Essas fontes têm o seu consumo mais previsível do que em relação as térmicas, podendo ser considerados como firmes, ou seja, de demanda ininterrupta.

No caso do gás industrial, que representa a maior parte do consumo de base, o insumo é utilizado tanto para fins energéticos na geração de calor, quanto para matéria prima na indústria petroquímica. Dentre os grandes consumidores industriais cabe destacar a indústria química, cerâmica, de ferro-gusa, aço e de papel e celulose.

A demanda no segmento é bastante elástica ao preço do gás natural, por conta da existência de substitutos como o óleo ou a biomassa. Além da questão do preço, quando

⁴ *Sunk Costs*: São custos fixos que já foram efetuados para a viabilidade do processo de produção e não podem ser recuperados *ex-post*.

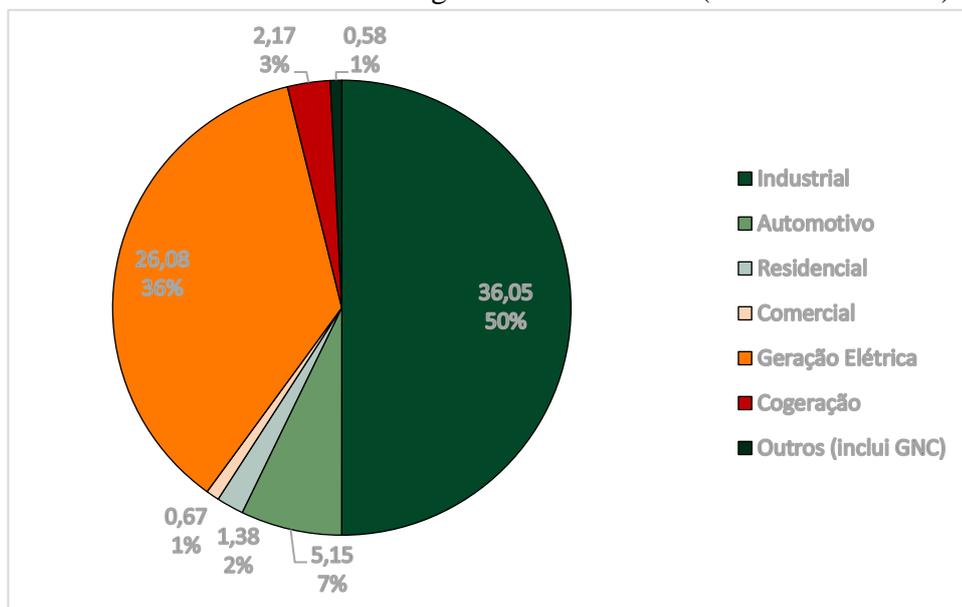
se decide pelo uso do gás natural no processo produtivo é preciso levar em conta características logísticas, de estoque e ambientais. O desenvolvimento de um mercado mais competitivo de gás com melhores preços pode aumentar a demanda por parte destes *players*, tendo em vista a relativa importância do gás nos custos de produção.

Outra fonte que pode se desenvolver com o caráter mais acessível do gás natural é a utilização em automóveis através do GNV. Esse uso da molécula é mais comum em certas regiões do país, como o Rio de Janeiro, abrigando 35% dos postos a gás e 60% da frota veicular, o que ocorre especialmente pela sua proximidade com os principais campos produtores do país. No que diz respeito ao tipo de veículo, táxis ou frotas de negócios são os principais usuários do insumo dada sua viabilidade econômica. A indústria de caminhões e ônibus também é sub explorada no Brasil e tem um potencial gradual, mas significativo, nessa demanda de gás natural.

Os sistemas de cogeração são outro meio de demanda do gás natural. Esta utilização do insumo funciona em especial para indústrias que precisam de energia térmica e elétrica. A cogeração permite o uso de gases de exaustão de uma turbina a gás como fonte de energia e calor para outros processo da indústria, aumentando a eficiência energética.

Por último, o uso residencial e comercial é utilizado em boa parte para cozinhar e aquecer a água. Pelas características do clima brasileiro, o uso residencial do gás natural é muito inferior ao observado nos países europeus.

Gráfico 6: Consumo final de gás natural em 2020 (milhões de m³/dia).



Fonte: Boletim de acompanhamento MME, Elaboração própria.

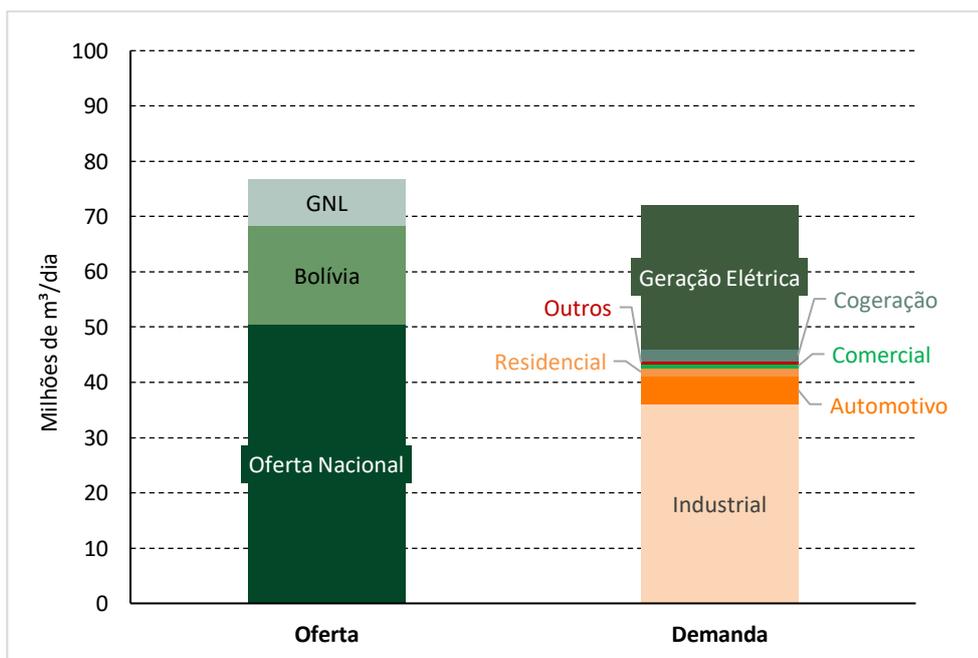
Em resumo, a demanda de gás natural está concentrada nas térmicas e na indústria, com alguns outros segmentos demonstrando um potencial adicional. Uma eventual redução dos preços ao consumidor, como consequência da nova legislação, poderá, em tese, impulsionar a demanda industrial, na medida que o gás se torna um insumo mais atrativo. Entretanto, cabe notar que boa parte do consumo é altamente dependente da geração de energia pelas térmicas. Esse fator traz um risco adicional ao investimento na produção do gás natural, já que a demanda por parte das térmicas tem um caráter de flexibilidade, enquanto o processo produtivo do gás opera de maneira ininterrupta.

2.4 Equilíbrio entre oferta e demanda

Dado o caráter estável da produção nacional majoritariamente *offshore*, a oferta nacional é a primeira fonte de oferta de gás natural, utilizada para suprir a demanda recorrente dos consumidores de base. Após o gás brasileiro, são chamadas as importações da Bolívia. Por último, o GNL, por seu caráter mais flexível, é utilizado para suprir a demanda termelétrica em momentos de pico.

O gráfico a seguir ilustra a oferta e demanda de gás natural no ano de 2020.

Gráfico 8: Oferta e demanda de gás (médias diárias, 2020).



Fonte: Boletim de acompanhamento MME, Elaboração Própria.

A coordenação entre oferta e demanda no mercado brasileiro parece sofrer de um problema análogo ao do ovo e da galinha. Por um lado, os produtores alegam uma falta de demanda firme para aumentarem os investimentos, enquanto muitos negócios alegam falta de oferta para não desenvolverem projetos que são baseados no gás natural.

Nos setores com infraestrutura de rede como o de gás natural, ou seja, indústrias caracterizadas pela dependência das atividades de transporte e distribuição ao longo da cadeia para o acesso ao consumidor, existe necessidade de equilíbrio quase instantâneo entre a oferta e demanda. Nesse cenário, âncoras de demanda poderiam funcionar para garantir a viabilidade de investimento no transporte e na produção, especialmente dado o caráter associado do gás brasileiro, que exige grande desembolso em ativos fixos

Do ponto de vista do produtor é essencial alinhar a sua oferta a uma demanda firme do gás, o mesmo ocorre para o consumidor que tende a melhorar os seus preços de compra tendo em vista uma maior previsibilidade da produção disponível. A demanda firme é concretizada por cláusulas de contratos de longo prazo como *ship or pay*⁵ para o transporte ou *take or pay* para os consumidores, outro modo de garantir a demanda é a verticalização do mercado.

No Brasil temos como candidatos para o estímulo da demanda de gás natural projetos como petroquímicas ou plantas fertilizantes a base de gás natural que fazem parte dos consumidores de base. Além disso, uma maior integração do setor elétrico, com algum caráter de inflexibilidade pelas térmicas, poderia funcionar como âncora inicial no desenvolvimento de um mercado de gás mais aberto. Enquanto o estímulo da demanda por meio dos consumidores de base mencionados é um processo lento, o desenvolvimento pelas térmicas é bastante acelerado, e teve sucesso em países como EUA e México⁶.

É preciso compreender que uma solução que passe pela implantação de novas térmicas para reduzir a flexibilidade da demanda deve ser pensada em harmonia e com coerência as necessidades do setor elétrico, levando em conta o sentido econômico para construção da usina. Esses projetos precisam se sustentar sem a necessidade de subsídios governamentais que acabariam encarecendo outras fontes de energia. A discussão em torno das âncoras de demanda deve respeitar o racional econômico, não fazendo sentido o financiamento da infraestrutura através de recursos públicos via subsídios.

Durante o processo de aprovação do texto da nova Lei do Gás, que será tratada com

⁵ Equivalente ao *take or pay* para o transportador.

⁶ PIRES, A. PASCON, B. A importância de âncoras na indústria de rede. Poder 360. Julho de 2020.

Disponível em: <https://www.poder360.com.br/opiniao/economia/a-importancia-de-ancoras-na-industria-de-rede-por-adriano-pires-e-bruno-pascon/>

maior profundidade no próximo capítulo, veio à tona a discussão sobre novas térmicas inflexíveis, que supostamente iriam estimular uma interiorização da malha de gasodutos e impulsionar o movimento de abertura do mercado. Vale notar que os projetos sugeridos não possuíam viabilidade econômica para investidores privados e levariam a criação de um fundo para garantir subsídios a interiorização dos gasodutos, tal fundo seria financiado pelos consumidores de energia elétrica. No final, o PL foi aprovado sem as emendas das térmicas inflexíveis, decisão que parece acertada, tendo em vista que a proposta oneraria ainda mais o consumidor de energia elétrica. Desse modo, mesmo existindo algum benefício da inflexibilidade das térmicas para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás, a decisão desta política energética deve ser tomada em conjunto ao planejamento energético de médio e longo prazo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). A integração do gás natural na matriz energética e sua competitividade em relação as fontes renováveis é um tema complexo, que precisaria de maior espaço para discussão ao longo desta monografia. Entretanto, cabe mencionar que uma legislação que obriga a instalação de usinas, independente da lógica econômica, e cria subsídios cruzados, teria efeito negativo ao estímulo a concorrência, tornando o mercado mais fechado e ineficiente.

3 A teoria econômica na indústria de gás natural

O presente capítulo visa explorar a literatura econômica relacionada a organização e investimento nos segmentos de infraestrutura e que podem se relacionar ao mercado de gás natural. Primeiro são tratados os aspectos que influenciam a firma na decisão de se verticalizar e os custos e benefícios deste arranjo. Em seguida, a análise se debruça sobre a teoria regulatória relativa as infraestruturas essenciais (*Essential Facilities*) e sua aplicação para a indústria de gás natural.

3.1 Verticalização e *Hold-Up*

A teoria econômica trata de diversas consequências relativas à escolha de verticalização na cadeia de produção por parte das firmas. De maneira geral, a verticalização é uma estratégia que as firmas utilizam para internalizarem custos de transação, de modo que os custos sejam reduzidos estabelecendo um resultado mais eficiente para a companhia. Estes custos de transação envolvem a elaboração e o monitoramento de contratos contingentes, assim como custos associados com decisões de investimento *ex-ante* e ineficiências *ex-post* que podem surgir pelos perigos contratuais que não contemplem todas as contingências e arranjos de mercado (Joskow, 2006).

A teoria relativa aos custos de transação tem como base a premissa de que os contratos são incompletos não podendo prever todas as contingências relacionadas a transação. Dessa forma, os potenciais riscos contratuais afetam de maneira negativa as decisões e performance dos investimentos por parte das firmas. De acordo com Williamson (1991), as principais questões relacionadas a incompletude dos contratos tratam de investimento específicos, complexidade e incerteza relacionadas aos contratos. Estes fatores têm aspecto central em relação aos custos de monitoramento via contratos bilaterais versus os custos de monitoramento via integração vertical.

Em indústrias como do gás natural existe uma tendência a verticalização tendo em vista a complexidade técnica, especificidade dos ativos e a necessidade de coordenação ao longo dos elos da cadeia. O fornecimento de gás depende de serviços que precisam funcionar sem interrupção, exigindo alto grau de alinhamento, o que incentiva a criação de empresas verticais. Ademais, existe o interesse da verticalização para a garantia da venda da produção ou do suprimento do produto.

Os ativos na indústria de gás possuem alto grau de especificidade para a sua utilização, de maneira que, após efetuada a construção do ativo ele tem um valor maior

para aquela transação específica que foi construído, se comparado com o valor para usos alternativos. Sendo assim, a firma que efetua o investimento específico fica sujeita ao risco de *hold-up* pela sua contraparte no contrato. A teoria aponta para a possibilidade de ações oportunistas nessas relações contratuais sujeitas a investimentos específicos, de maneira que o agente oportunista pode se apropriar da quase-renda⁷ disponível *ex-post* por parte do vendedor.

A integração vertical é uma maneira de se mitigar o risco de *hold-up*, dado que nas relações contratuais bilaterais o agente que efetua o investimento específico fica sujeito a ações oportunistas por parte do vendedor. Tomemos como exemplo a questão da Cosan que está analisando a possibilidade de investir em uma nova rota de escoamento para o gás do pré-sal (Rota 4A) e em um terminal de regaseificação de GNL. Caso outro *player* ou investidor decidisse investir na Rota 4A que têm como destino a cidade de Cubatão em São Paulo, ficaria sujeito a possibilidade de *hold-up* por parte da Cosan. Como maior compradora da região por meio da Comgás, a empresa poderia pressionar por preços mais baixos nas renegociações contratuais, uma vez que o investimento já foi efetuado e terá maior valor para o propósito específico de abastecimento da Comgás. A mesma lógica funciona para o terminal de regaseificação de GNL, que irá suprir a demanda por parte da distribuidora paulista. Podemos notar que o problema pode levar ao subinvestimento na cadeia e torna a solução ótima verticalizar a operação⁸, de modo que não seria economicamente atraente para outros *players* efetuar o investimento.

Por outro lado, a escolha da verticalização pode ter implicações anticompetitivas ao aumentar os custos dos rivais, impedindo uma possível entrada no mercado. Esta situação ocorre quando um monopolista controla a oferta de uma infraestrutura essencial da cadeia que potenciais competidores precisariam acessar para poder chegar ao mercado consumidor no *downstream*. O caso se aplica ao mercado de gás natural brasileiro em que os produtores precisam de acesso as UPGNs e gasodutos para poderem monetizar o gás e estas infraestruturas são em boa parte controladas pela Petrobras.

Uma firma verticalizada que controla a transportadora e atua também na parte de exploração e produção têm incentivos para negar o acesso a infraestrutura ou cobrar preços mais altos para o acesso de terceiros, continuando a exercer o seu poder monopolístico. Da

⁷ Segundo Klein, Crawford & Alchian (1978) e Williamson (1979, 1996) a quase-renda trata da diferença entre o uso específico do ativo e a utilização alternativa.

⁸ Também existe a possibilidade da solução através de contratos de longo prazo, o que irá definir o mecanismo ótimo será o grau de especificidade do ativo. Quanto mais específico o ativo, maior o custo de transação relacionado ao contrato bilateral, de maneira que verticalização passa a ser uma forma mais eficiente de governança.

mesma forma, distribuidoras com poder de influência sobre o transporte, poderiam comprar o gás apenas da transportadora que têm ligação. No mesmo espírito, ao cobrar o preço de monopólio para o acesso a infraestrutura, a firma controladora é capaz de extrair todas as rendas de monopólio disponíveis.

Vemos que existem dois pontos relativos à verticalização na cadeia do gás, enquanto em alguns casos a teoria argumenta que a verticalização, através da internalização dos custos poderia trazer economias de escala, reduzir a complexidade e viabilizar os grandes investimentos necessários para a expansão da infraestrutura de gás natural. Por outro lado, a existência de empresas verticalizadas pode culminar em um cenário anticompetitivo, dessa forma exigindo algum grau de desverticalização para o bom funcionamento do mercado. Como veremos a seguir, este entendimento é o que parece predominar na legislação mundial em relação a cadeia de gás natural.

3.2 Infraestruturas essenciais

A indústria do gás natural é caracterizada pela rede física do fluxo de gás, sendo assim a cadeia tem diversos elos no trajeto entre o produtor e o consumidor final. Dessa forma, se um *player* domina certo elo da cadeia, acaba impedindo a possibilidade de concorrência em outros segmentos. Estas partes da cadeia podem ser consideradas infraestruturas essenciais. Se uma infraestrutura for considerada essencial, a impossibilidade de acesso deixará o monopolista imune, pelo menos por algum tempo, a maioria das modalidades competitivas (Pitofsky et al, 2010).

A Petrobras é dominante em boa parte dessas infraestruturas, cabe destacar: os dutos de transporte e escoamento, UPGNs e até mesmo terminais de GNL. Nota-se que essa última infraestrutura poderia garantir a competitividade via importações mesmo que a Petrobras continuasse com o monopólio no território brasileiro. Portanto a companhia estatal exerce tremendo poder de mercado, impossibilitando a entrada de novos agentes. Uma forma de fomentar a competição e permitir um desenvolvimento mais rápido do mercado de gás natural seria criando regras claras de compartilhamento dessas infraestruturas essenciais.

O debate acadêmico, no que diz respeito ao acesso as infraestruturas essenciais, é extenso e com vetores apontando muitas vezes para direções contrárias. É preciso notar que existe um *trade off* inerente a este tipo de política, se por um lado a garantia de compartilhamento das infraestruturas é um passo inicial para a entrada de competição no longo prazo, esse tipo de medida também fornece um incentivo para que o entrante não invista em infraestrutura por ter o acesso as infraestruturas essenciais já garantido. Além

disso, a obrigação de compartilhamento pode ser vista ideologicamente como o governo tomando uma propriedade privada e assim reduzindo o incentivo a inovação. Sendo assim, a concorrência pode aparecer de maneira perversa, de modo que aquele agente que correu o risco do investimento tem de compartilhar suas instalações com o *free rider*.

Tomando como exemplo novamente os terminais de regaseificação de GNL, se por um lado o livre acesso a essa infraestrutura pode incentivar uma maior oferta externa de gás natural, aumentando a competitividade e levando os preços a patamares mais próximos a paridade internacional de importação, por outro a medida pode desencorajar o investimento em novos terminais. Dessa forma, para incentivar a construção de infraestrutura, diversos países estabelecem cláusulas que não obrigam ao compartilhamento nos primeiros anos. No Reino Unido, um dos mercados mais abertos do mundo, a maioria dos terminais de GNL foram construídos com exceções ao compartilhamento nos primeiros anos de funcionamento dos terminais. Cabe notar, que mesmo com a exceção existem mecanismos nestas legislações para garantir que a capacidade ociosa seja disponibilizada.

No que diz respeito ao direito concorrencial e legislação antitruste, cabe destacar a Doutrina de Infraestruturas Essenciais estabelecida pelas cortes americanas. A doutrina diz que o detentor do ativo essencial deve estabelecer acesso a preços razoáveis a terceiros. Desse modo, o monopolista dominante deveria oferecer a sua infraestrutura ao potencial concorrente, caso contrário estaria inviabilizando a situação de competição de mercado. A aplicação do conceito se dá quando de outra forma seria impossível o alcance do mercado alvo e busca regular as condições em que a incumbente deve ofertar a utilização de seus ativos a terceiros. Vale ressaltar, que o conceito tem como premissa uma exceção aos princípios de mercado, caracterizando um ambiente em que o regulador deve atuar para que se garanta o equilíbrio eficiente.

Ao Doutrina da Infraestruturas Essenciais vai de encontro a regra de que mesmo um monopolista não deveria ser obrigado a lidar com seus concorrentes. Nesse sentido, é preciso criar critérios para que seja estabelecido que a infraestrutura é verdadeiramente essencial para a existência de competição no mercado. Segundo as cortes americanas, a parte que requer acesso precisa provar quatro fatores para que o monopolista seja responsabilizado por atitude antitruste: O controle da Infraestrutura Essencial por um monopolista; A recusa do acesso a infraestrutura para o competidor; A inviabilidade da duplicação da infraestrutura pelo competidor e a viabilidade de se prover o acesso aos competidores por parte do monopolista.

4 O Novo Mercado de Gás

A história do gás natural no Brasil começa na década de 1940 com as primeiras descobertas no Recôncavo Baiano. Em 1953, com a criação da Petrobras, a união passa a deter o monopólio sobre diversos elos da cadeia produtiva de óleo e gás, privilégio que só viria a ser quebrado pela legislação nos meados da década de 1990. Nesse ponto foram estabelecidas instituições regularizadoras como a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Em 2009, veio outro marco importante com a lei 11.909/2009 direcionada especialmente para o setor de gás natural, anteriormente existia apenas uma lei que regulava a indústria de óleo e gás como um todo. No entanto, com a efetiva abertura do setor pelo início do movimento de saída da Petrobras, ainda era preciso um novo marco para estabelecer as diretrizes de um mercado competitivo. Nesse intuito se deram as iniciativas que levaram a aprovação da nova lei do gás em março de 2021.

Mesmo com a quebra do monopólio pela legislação, a Petrobras ainda detém de fato a dominância no setor com participação relevante em empresas no *downstream*, *upstream* e *midstream*, com mudança de posicionamento da empresa em 2016 é prevista a saída de boa parte da cadeia.

A figura 4 ilustra como estava estabelecida a presença da Petrobras na cadeia de gás natural em 2019 e qual a participação pretendida com o programa de venda de ativos estabelecido pela companhia. Cabe notar que a companhia deve focar no segmento de produção de gás natural em águas profundas. Como será explicado na próxima seção, a produção é um mercado de potencial concorrencial dentro da indústria de gás natural.

Figura 4: Participação de mercado da Petrobras segundo o plano de negócios de 2019.



Fonte: Petrobras (2019).

Nesse cenário foi estabelecido o Programa Gás Para Crescer que posteriormente foi adaptado e culminou na criação do Novo Mercado do Gás, o objeto de análise deste trabalho.

O Novo Mercado de Gás estabelece as diretrizes para que se formule um arcabouço regulatório, permitindo a operação de múltiplos players no setor. O projeto foi coordenado pelo Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil, que envolve diversos entes da esfera pública e têm como objetivos atuar em 4 frentes relativas ao mercado de gás natural:

1. Promoção da concorrência;
2. Melhoria da regulação estadual do serviço de distribuição;
3. Simplificação tributária;
4. Integração com políticas energéticas.

Para o âmbito deste estudo será tratado especialmente o tema relativo ao aumento da concorrência no mercado de gás, analisando como mudanças regulatórias poderiam impactar a organização industrial do atual monopólio no mercado de gás. Permitindo desta forma um mercado mais aberto, com maior concorrência e evitando a criação de novos monopólios regionais.

Obviamente, o sucesso da implementação da abertura do mercado irá depender do agente dominante, no caso a Petrobras. Além do compromisso firmado com o CADE que livra a empresa de certas investigações concorrenciais ao cumprir o TCC. Parece existir também algum nível de incentivo econômico para as empresas sair de outras partes da cadeia de óleo e gás se dedicando ao investimento mais rentável em águas profundas.

Os elementos da nova legislação elaborada com base no programa do Novo Mercado de Gás visando permitir uma maior concorrência na indústria tratam, de maneira geral, dos seguintes pontos:

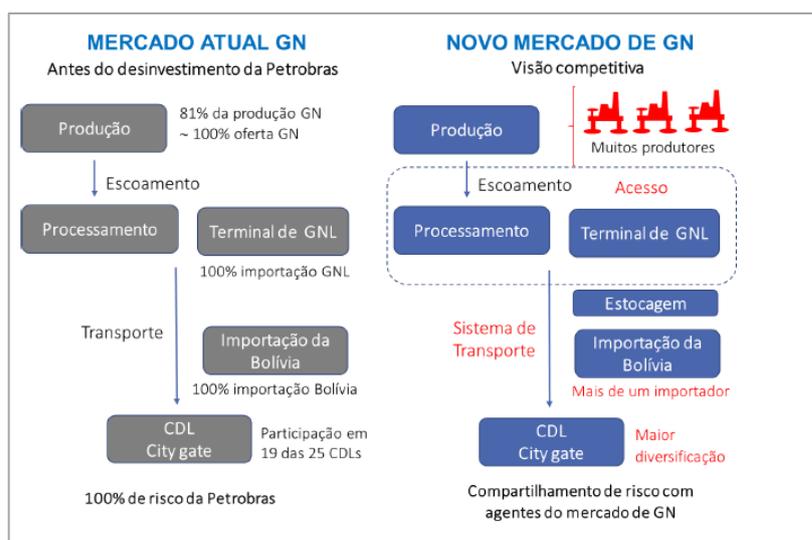
- No *upstream* (Exploração e Produção), a regulação visa estabelecer normas de acesso as infraestruturas essenciais, dutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural.
- No *midstream* (transporte), busca ser estabelecido o regime de *unbundling*, obrigando a desverticalização societária e assim garantido a independência das transportadoras. Outra característica importante é o estabelecimento do

modelo de Entradas e Saídas (E – S)⁹ para as tarifas de transporte. Ademais, o marco estabelece o regime de autorização para a construção de gasodutos e cria regras tarifárias para a contratação dos serviços.

- No *downstream*, a parte final da cadeia, o maior desafio trata da harmonização da regulação estadual com as propostas das agências federais. Atualmente os governos estaduais dão as diretrizes para as distribuidoras e o marco propõe que as agências estaduais observem as práticas definidas pelas agências federais. Além disso, a proposta também busca regras para o incentivar um mercado livre de gás no Brasil.

A figura 5 ilustra o objetivo pretendido através a implementação da nova legislação do Novo Mercado de Gás.

Figura 5: Visão das transformações da indústria de gás natural no Novo Mercado de Gás.



Fonte: ANP (2017).

As principais mudanças regulatórias trazidas pelo marco do Novo Mercado de Gás, foram baseadas em experiências internacionais e são direcionadas a permissão de acesso as infraestruturas essenciais que incluem UPGNs, gasodutos de escoamento e terminais de GNL. Além disso, a questão da desverticalização do transporte é tratada de maneira central na nova legislação. Os dois temas serão analisados de maneira detalhada nas seções a seguir.

⁹ O modelo de alocação por Entrada e Saída permite que o carregador do gasoduto de transporte contrate a capacidade apenas de entrada ou saída do gasoduto, independente da origem da molécula.

4.1 O monopólio da Petrobras

A Petrobras, como colocado no capítulo 2, é a controladora das duas rotas de escoamento do pré-sal em funcionamento e será responsável pela nova rota 3. Além disso, a Petroleira detém o controle de 14 das 15 UPGNs em operação no país com a capacidade de processar 95,65 MMm³/d ou 99% da capacidade instalada no país (ANP,2018b). Ainda, a ANP considera as UPGNs como infraestruturas essenciais e que o acesso seria imprescindível para que os novos agentes possam vender o gás diretamente para o consumidor, seja no varejo ou distribuidoras.

No que tange a importação, a Petrobras opera 4 dos 6 terminais de GNL existentes. O controle dos terminais, somados a contratação de quase toda a capacidade do GasBol (gasoduto que liga o Brasil a Bolívia) garantem a Petrobras o controle das importações de gás natural.

No elo do transporte, a Petrobras já iniciou o movimento de saída da cadeia com a venda da NTS para o consórcio formado por Brookfield e Itaúsa no Sudeste e a venda da TAG para a ENGIE e para o fundo canadense CDPQ, no Nordeste do país. Apesar do movimento de saída, a estatal ainda é responsável pela contratação de quase totalidade da capacidade disponível nos gasodutos de transporte da malha integrada brasileira.

Finalmente, no *downstream* a Petrobras, através da GASPETRO, tem participação em 19 das 27 distribuidoras de gás natural. Além da estatal, a Gás Natural Fenosa controla as distribuidoras do Rio de Janeiro e a Cosan oferece a distribuição em São Paulo através da Comgás. A estatal tem o poder de indicar diretores comerciais em todas as distribuidoras que possui participação. Dessa forma, o poder de decisão relativo à compra do gás natural fica concentrado no agente dominante, caracterizando um monopsônio, na parte final da cadeia.

Na indústria também existem alguns agentes independentes, como comercializadoras e consumidores livres, que tem capacidade de negociar a compra de gás diretamente com os produtores nacionais ou estrangeiros. Entretanto, estes segmentos, que são fundamentais para um mercado líquido, ainda estão pouco presentes no Brasil.

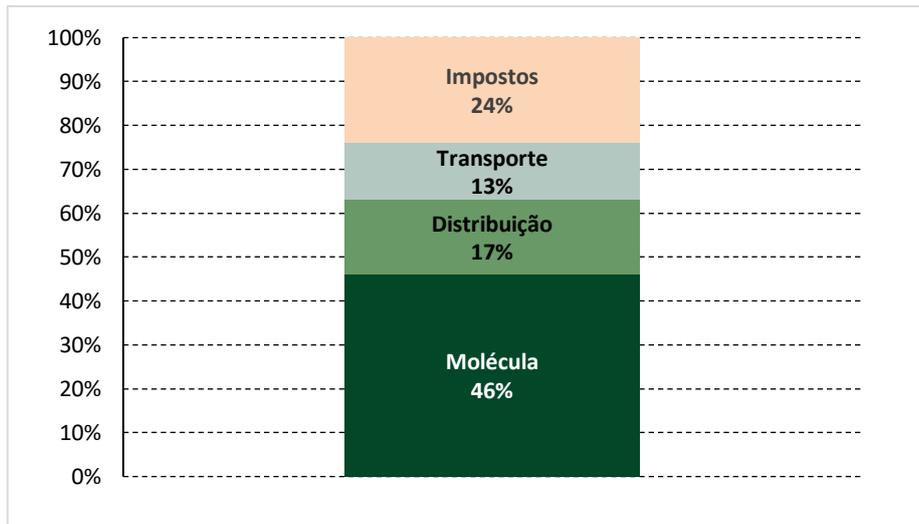
Figura 7: Participação da Petrobras e Utilização das Infraestruturas essenciais.

Infraestruturas Essenciais	Participação da Petrobras	Capacidade Ociosa
Gasoduto de escoamento	Controla as Rotas 1 e 2 em funcionamento atualmente e irá controlar a Rota 3.	NA
Gasodutos de Transporte	Controla 2 dos 5 gasodutos no mercado após a venda de algumas participações. Contrata toda a capacidade.	69,5% de ociosidade em 2019.
UPGNs	Controla 99% da capacidade de processamento instalada.	41,4% de capacidade ociosa (ANP,2020).
Terminais de GNL	Opera 3 dos 4 terminais de GNL existentes.	63% de capacidade ociosa de 2014-18 (MME,2019)

Fonte: Elaboração Própria, CNI.

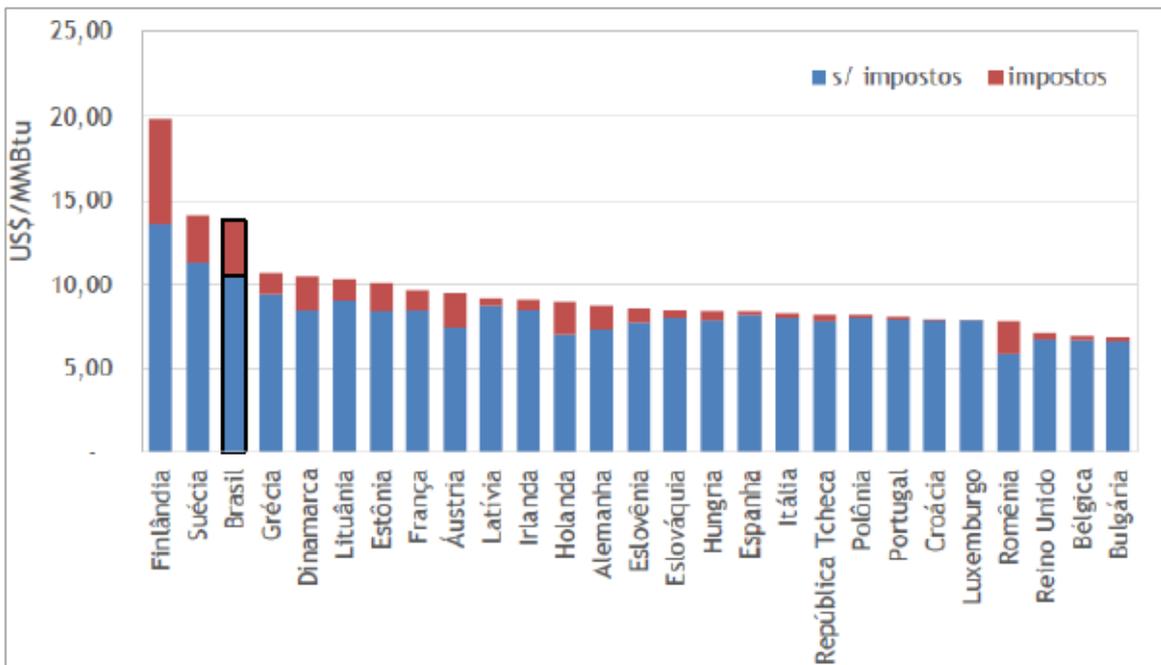
As consequências dessa concentração de mercado, somados a uma carga tributária elevada, são um preço do gás natural no Brasil muito acima do praticado em mercados competitivos. A figura a seguir demonstra que o custo da molécula, impostos, margens de distribuição e transporte são os principais componentes de precificação da molécula. Em um mercado concorrencial, a molécula deveria seguir a paridade de importação no cenário em que o Brasil continua importador líquido. O controle das pontas da cadeia de forma verticalizada permite a Petrobras atuar de forma ineficiente e cobrar preços elevados para o transporte e distribuição. Dessa forma, mesmo desconsiderando o impacto dos impostos, o Brasil possui um dos preços mais elevados para o gás natural no mundo (Gráfico 10).

Gráfico 9: Quebra de preço do gás natural para o consumidor industrial.



Fonte: EPE, Elaboração própria.

Gráfico 10: Comparação de preços do gás para o consumidor industrial com e sem impostos.



Fonte: EPE.

4.2 Monopólio para a concorrência

A indústria do gás natural é composta por diversos *players* interdependentes e ligados por fluxos físicos de gás natural ou fluxos contratuais. Outra característica importante da indústria é a presença de segmentos potencialmente concorrenciais e seguimentos em que o monopólio natural é o arranjo de mercado mais eficiente.

A figura 6 ilustra as atividades da cadeia de gás natural, apresentando os fluxos de contratos e fluxos físicos de transporte, estocagem, compra e venda. Ademais, o negócio de gás natural é regido por contratos de longo prazo, em especial entre os *players* que fornecem gás natural e aqueles que alocam nos transportadores. O quadro a seguir apresenta a definição estabelecida pela legislação de 2009 a alguns agentes da cadeia de gás natural.

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

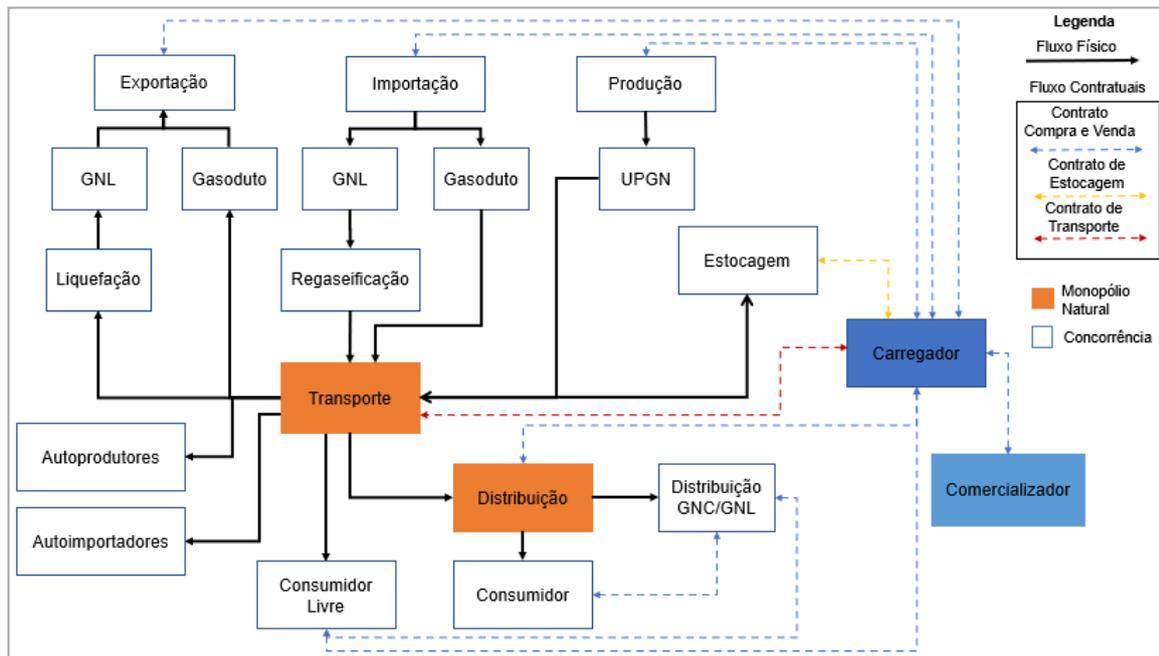
Carregador: agente que utilize ou pretenda utilizar o serviço de movimentação de gás natural em gasoduto de transporte, mediante autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Pode ser: importador, exportador, produtor, distribuidor, consumidor livre ou comercializador;

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;

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;

Consumidor livre: consumidor de gás natural que, nos termos da legislação estadual aplicável, tem a opção de adquirir o gás natural de qualquer agente produtor, importador ou comercializador;

Figura 6: Estrutura concorrencial da indústria de gás natural no Brasil.



Fonte: ANP, Elaboração própria.

Dentre atividades da cadeia, transporte e distribuição são caracterizadas como monopólio natural, ou seja, dada a escala do negócio e custos afundados na infraestrutura, o monopólio regulado é a solução mais eficiente economicamente. Enquanto as atividades de produção e comercialização, dentre outras, podem ser caracterizadas como potencialmente concorrenciais, desse modo exigem uma menor regulação e alocação eficiente dos preços ocorre através de mecanismos de mercado.

É mister que a regulação atue de forma adequada nos elos monopólicos da cadeia, estabelecendo tarifas justas que remunerem o capital dos investidores. Além disso, normas adequadas de acesso são necessárias para que o monopolista não utilize da sua rede para impedir que o fluxo físico de gás natural chegue até os elos concorrenciais da cadeia, impossibilitando a entrada de novos agentes.

Atualmente apesar da separação jurídica, o mercado é essencialmente dominado pela Petrobras e suas subsidiárias. Como ente dominante, a Petrobras centraliza as decisões impedindo o acesso as suas infraestruturas, caracterizando uma barreira de entrada para novos players e impossibilitando a competição nos elos concorrências do mercado.

A primeira barreira se situa logo no início da cadeia do gás natural, os produtores independentes de gás natural eram até pouco obrigados a firmar contratos de venda do gás com a Petrobras já que ela possuía quase toda a infraestrutura de escoamento, transporte e

capacidade de processamento das UPGNs, além de participação em boa parte das distribuidoras. Desse modo, os produtores privados vendiam o gás para a Petrobras que colocava o gás no sistema de transporte, sendo praticamente o único fornecedor para as distribuidoras e consumidores finais. Na ponta na demanda, a empresa também é a principal compradora através das distribuidoras. Esse mecanismo de *self-dealing* acaba sendo prejudicial para a concorrência, já que também como produtora, a Petrobras poderia ter acesso a melhores condições comerciais com a distribuidoras.

Em 2019, o CADE através do TCC exigiu que a Petrobras se compromete-se a não contratar novo volumes de terceiros, o que abriu a porta para a negociação de *players* independentes com as distribuidoras e consumidores finais no mercado livre. Recentemente foi aberta uma concorrência por distribuidoras do Nordeste para comprar o gás diretamente de *players* independentes¹⁰, já demonstrando um esforço inicial na abertura do mercado, a Petrobras está entre as participantes da concorrência como produtora.

O TCC firmado com o CADE exigiu o desinvestimento total dos elos monopolísticos de transporte e distribuição por parte da Petrobras, mirando a desverticalização do setor. Ao demandar a saída destes segmentos, o CADE permite que se forme um verdadeiro mercado concorrencial no *Upstream*, uma vez que os produtores independentes não precisam mais negociar a venda do gás diretamente com a Petrobras, tendo maior transparência de preços. Todavia, o sucesso desse processo é dependente de regras seguras e preços claros para o acesso a infraestrutura de processamento e aos terminais de GNL, dado que o gás precisa ser processado pelos produtores nacionais ou regaseificado pelos importadores.

No que diz respeito ao transporte, a Petrobras já saiu de boa parte das transportadoras, faltando apenas a venda do GASBOL. Na parte de distribuição, o processo de venda da GASPETRO já foi iniciado, mas tem se mostrado um desafio, principalmente pela exigência que o novo comprador tenha independência em relação a outros elos da cadeia. A Compass, holding que controla a Comgás, foi inicialmente desclassificada do processo de venda por receio de descumprimento do TCC por parte da estatal e posteriormente readmitida com aval do CADE¹¹. Além disso, a estatal também está

¹⁰ PORTO E NAVIOS. Oito grupos disputam mercado de gás no Nordeste. Fevereiro de 2021. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/geral/oito-grupos-disputam-mercado-de-gas-no-nordeste>

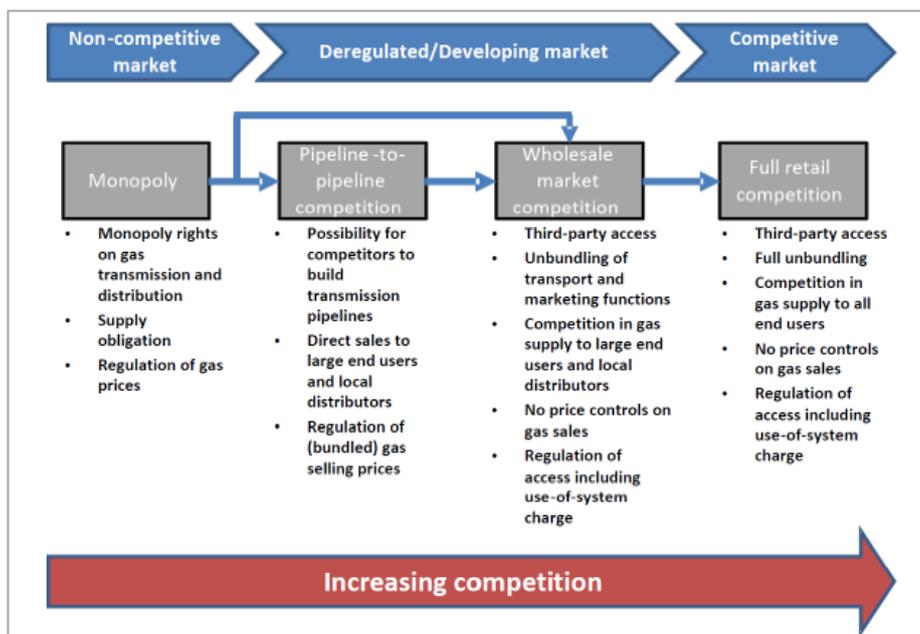
¹¹ Seu Dinheiro. Petrobras readmite subsidiária da Cosan no processo de venda da Gaspetro. Disponível em: <https://www.seudinheiro.com/2020/empresas/petrobras-readmite-subsidiaria-da-cosan-no-processo-de-venda-da-gaspetro/>

colocando à venda campos *onshore* e de águas rasas, como parte da estratégia de foco em águas profundas e por exigência da ANP. Esse movimento tem atraído pequenas empresas de exploração e produção (E&P) como 3R Petroleum, PetroReconcavo, PetroRio e Eneva.

A transição do mercado monopolista para um ambiente concorrencial demandará algumas etapas. No estabelecimento inicial do mercado de gás existe uma vantagem para a existência de um *player* verticalizado, não ficando sujeito a riscos oportunistas como visto no capítulo anterior. Sendo assim, o incumbente dita o preço no mercado sendo o responsável por coordenar as oscilações entre oferta e demanda. Está é a maneira como foi instituído o mercado brasileiro através da dominância da Petrobras. As mudanças regulatórias, tanto do TCC quanto da nova Lei do Gás visam alterar esse cenário e permitir que o mercado funcione sem o intermédio da empresa dominante.

O mercado passa por diferentes estágios e níveis de competição nos diferentes elos da cadeia até que se forme uma estrutura verdadeiramente competitiva em que a formação de preços do gás se dá pelos fundamentos de oferta e demanda. O grande ponto para que se estipule um mercado competitivo é que os produtores consigam acessar os consumidores finais, inicialmente grandes usuários e distribuidoras, em seguida um mercado de atacado e finalmente em um mercado de varejo, como exemplificado na figura abaixo.

Figura 8: Estágios de transição no mercado de gás natural.



Fonte: IEA.

Em suma, estamos diante de um mercado repleto de conflitos de interesse, com a empresa estatal atuando de forma dominante nas duas pontas da cadeia, exercendo enorme poder de preço e muitas vezes executando transações entre partes relacionadas. Sendo assim, a indústria sofre com a alocação ineficiente, o que se traduz em última instância em preços piores preços para o consumidor final. A legislação vigente não ataca de maneira adequada os problemas da integração vertical e acesso as infraestruturas essenciais. Nesse cenário, o novo marco está correto ao direcionar de maneira clara estes pontos. Dessa maneira, reduzindo as pressões anticoncorrenciais do mercado.

4.3 Independência do transporte

A nova Lei do Gás, visando garantir a independência dos *players* na cadeia, trás aprimorações quanto a verticalização permitida. A lei proíbe que acionistas que tenham controle sobre empresas dos elos de exploração, produção, desenvolvimento, importação e comercialização consigam acessar informações sensíveis de transportadores. Os acionistas ficam impedidos de indicar membros da diretoria ou conselho de administração das transportadoras e de certas funções executivas nas distribuidoras. O objetivo destas medidas é impedir que distribuidoras e transportadoras formem organizações monopolistas, especialmente em termos regionais, culminando em preços não competitivos para os consumidores de gás na ponta final.

No que diz respeito a legislação brasileira anterior ao novo marco regulatório, a Lei nº 9.478/1997 exigiu a separação jurídica e contábil da atividade de transporte por parte da Petrobras. A legislação de 2009 estendeu o tratamento a todos os agentes da cadeia, determinando que o transporte de gás seja exclusivo das empresas transportadoras, com isso a Petrobras criou subsidiárias específicas para esta atividade. A nova legislação vai além e institui a independência de controle da atividade de transporte com a ANP incentivando a prestação de um serviço isonômico por parte das transportadoras e proibindo a influência societária.

Ao redor do mundo existem diversos modelos de desverticalização que visam mitigar os efeitos anticompetitivos deste arranjo de mercado, os principais tratam da independência da atividade de transporte da cadeia. Na experiência europeia foram propostas três soluções para a desverticalização (“*Unbundling*”) do sistema de transporte no continente. A primeira mudança regulatória sugeriu o modelo de Separação de Propriedade (*Ownership Unbundling* ou OU), esse arranjo propõe a separação completa

entre as atividades de transporte e as atividades com potencial competitivo de comercialização e transporte. A legislação também incluiu outra opção, a de Operador Independente do Sistema (*Independent System Operator* ou OU) em que a companhia que atua de maneira verticalizada continua proprietária dos ativos de transporte, entretanto a empresa operadora da rede deve ser uma terceira independente da companhia verticalizada, dessa forma visando mitigar os conflitos de interesse na parte operacional. Um terceiro modelo também foi proposto, o de Operador Independente de Transporte (*Independent Transport Operator* ou ITO), nesse caso verticalizado pode continuar como proprietário dos ativos da rede, mas a operação deve ser feita por subsidiárias juridicamente separadas. Sendo assim, no continente europeu os diferentes modelos coexistem, com os países com mercados de gás mais desenvolvidos possuindo modelos menos verticalizados.

Figura 9: Características dos modelos de independência no transporte.

<i>Ownership Unbundling</i> (OU)	<i>Independent System Operator</i> (ISO)	<i>Independent Transport Operator</i> (ITO)
<p>Empresa transportadora totalmente separada dos elos da produção, importação e comercialização</p> <p>A transportadora é a detentora dos ativos e operadora do sistema de transporte</p> <p>Sem acionistas em comum entre a empresa transportadora e as demais atividades da indústria</p> <p>Sem membros em comum no Conselho de Administração ou na diretoria da transportadora e dos demais agentes da cadeia.</p>	<p>Os ativos de transporte podem permanecer sendo da empresa verticalmente integrada, mas em uma entidade organizacional e legalmente distinta, ou com um proprietário independente do operador do sistema</p> <p>O sistema de transporte é gerenciado e controlado por uma companhia independente</p> <p>Custos de certificar a independência e supervisão regulatória (aprovação de contratos entre o proprietário dos ativos e o ISO, monitoramento das comunicações e das relações entre os dois, resoluções de conflitos etc.)</p>	<p>A empresa verticalmente integrada mantém a propriedade dos ativos de transporte por meio de ente legalmente separada.</p> <p>Medidas organizacionais e de governança para garantir que a atividade de transporte de gás natural esteja separada das demais atividades e sua operação é independente.</p> <p>Alternativa de maior custo regulatório de controle e supervisão (monitoramento da relação comercial e financeira entre a empresa transportadora e os demais negócios, aprovação dos serviços prestados por partes relacionadas, revisão e aprovação de mudanças no Conselho de Administração da empresa transportadora etc.)</p>

Fonte: World Bank (2016), ANP, Elaboração Própria.

Os modelos se diferenciam principalmente pelo custo de fiscalização, os sistemas que exigem menos separação tem como consequência um custo mais alto para verificar a existência de práticas anticompetitivas. É importante notar que todos estabelecem algum grau de independência do transporte aos elos concorrenciais da cadeia. Deste modo, garantindo que não exista uma discriminação de um agente em detrimento a outro que o transportador venha a ter uma relação vertical. A independência se expande também ao acesso a informações que possam ser concorrencialmente sensíveis.

Analisando o sistema Europeu, que está em nível muito mais avançado que o nosso em termos de concorrência e penetração da indústria do gás natural, podemos notar que a separação jurídica vigente no Brasil não é suficiente para garantir a independência no transporte. Nesse sentido, o Artigo 5º da nova legislação¹² acertou ao instituir a desverticalização societária e funcional para o transporte de gás natural, a nova regulação ainda estabelece o risco da revogação da autorização do transporte em caso de não cumprimento da mesma.

A separação da atividade do transporte no elo da cadeia de gás natural é um passo importante para eliminar distorções de preço e oferta na cadeia. A escolha por uma desverticalização no controle das firmas parece essencial para que não sejam criados monopólios regionais na saída do agente dominante. Como foi colocado na seção anterior, a verticalização tem custos e benefícios relativos à competitividade no mercado de gás. No caso brasileiro, os benefícios da desverticalização dá cadeia com a promoção da concorrência, parecem superar os custos gerados pela complexidade e risco de quebra dos contratos, assim como os custos decorrentes da perda de benefícios de escala.

Medidas adicionais da nova lei, como a mudança do regime de outorga para a contratação de capacidade e instituição de um Gestor de Área para fiscalizar e organizar a contratação de capacidade. Devem contribuir de forma adicional para que se possa instituir um mercado de gás natural mais competitivo no Brasil.

4.4 Acesso as infraestruturas

Na legislação brasileira vigente até a instituição do novo marco, a empresa detentora dos ativos não era obrigada a fornecer acesso aos gasodutos de escoamento ou unidades de processamento, configurando uma barreira de entrada dificilmente permeável,

12 Art. 5º, parágrafo 1º: “É vedada relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação, (...), entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.”

frustrando o acesso de novos *players* no setor. De forma mais precisa, observamos através do art. 45 da Lei 11.909/2009 que:

“Art. 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros”.

Desse modo, as empresas que eventualmente desejassem entrar neste mercado, não teriam escolha senão a venda do gás produzido para a Petrobras que detêm quase a totalidade da infraestrutura de escoamento e processamento. O cenário configura um enorme poder de preço pela incumbente que em tese poderia escolher quem participa ou não deste mercado.

Esse arcabouço regulatório leva a uma subutilização da oferta potencial, incentivando a Petrobras a barrar a participação de novos agentes mesmo atuando com capacidade ociosa. O argumento pode ser ilustrado pelo nível de utilização do processamento, em 2019 cerca de 40% da capacidade de 107 MMm³/dia das UPGNs, estava ociosa. No que diz respeito a malha de gasodutos também não existe nenhuma obrigação que a empresa controladora compartilhe a infraestrutura mesmo se está não estiver sendo integralmente utilizada.

Nos esforços de abertura do mercado de gás, foram estabelecidas algumas medidas infralegais no âmbito do programa Gás Para Crescer que ampliavam o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais e estabeleciam sanções em caso de condutas anticompetitivas. Entretanto, a necessidade de litígio para a resolução dos conflitos concorrências ainda trazia certa insegurança jurídica para o setor.

A Lei 14.134/2021 altera a lei anterior estabelecendo o livre acesso da capacidade disponível nas UPGNs, aos terminais de GNL e aos gasodutos de escoamento. A nova lei também cria garantias legais para o acesso não discriminatório e transparente das infraestruturas, ordenando que a ANP seja o ente responsável pela fiscalização e regulação do acesso, estabelecendo critérios e condições para a contratação da capacidade liberada. Caso o operador não consiga comprovar a necessidade de uso, serão dispostos mecanismos compulsórios de liberação de capacidade. Outro ponto importante da legislação é a obrigação da permissão de interconexão dos gasodutos de transporte, também efetuados nos termos estabelecidos pela ANP. Tal medida é essencial para uma expansão da malha de gasodutos brasileira.

Na união europeia a regulação que diz respeito ao acesso as infraestruturas essenciais foi estipulada na década de 1990 com três diretivas que regularam a abertura e transição para um mercado competitivo. Foram instituídos dois modos de acesso as infraestruturas essenciais. O acesso negociado, em que as partes interessadas estabeleceriam contratos comerciais voluntários, e o acesso regulado, em que as tarifas e outras condições seriam previamente determinadas pelo regulador.

Para infraestruturas específicas a legislação europeia determina que no caso dos gasodutos de escoamento o acesso seria garantido aos agentes interessados e um órgão regulador é designado para a resolução de conflitos, não é explícito se seria regulado ou negociado o acesso. O modelo é semelhante a nova legislação brasileira que coloca a ANP como mediadora das possíveis controvérsias. No que diz respeito ao acesso aos terminais de GNL, o acesso na Europa é regulado a partir de tarifas publicadas, com a aprovação *ex-ante* do regulador.

A regulação americana se desenvolveu a partir dos anos 80 com uma série de medidas pela Federal Energy Regulatory Commission (FERC) que visavam abrir o mercado de gás natural. Em 1992, a FERC exigiu a separação da atividade de comercialização e transporte do gás natural e da mesma forma instituiu o acesso a infraestrutura de transporte por parte dos produtores e consumidores de gás natural. A medida regulatória de compartilhamento de acesso as infraestruturas de transporte, aumentou a liquidez dos contratos de gás no mercado americano, incentivou novos meios de distribuição e trouxe competição nacional para a indústria de gasodutos (Doane et al,1994).

A história americana, embora possa conter algumas lições e evidências para a importância de políticas de compartilhamento de infraestrutura tem diferenças importantes em relação ao brasileiro. Algumas delas são: a presença de diversos agentes na cadeia e um mercado de gás estruturado e flexível já em suas origens. Além disso, o gás produzido nos EUA sempre foi majoritariamente *onshore*, enquanto o gás brasileiro é primordialmente *offshore*.

A escolha de um modelo mais parecido com aquele estipulado pela regulação europeia tem a ver com alguns aspectos. Segundo o MME, a experiência da união europeia é mais adequada para o caso brasileiro dado a diversidade dos países membros trazendo uma analogia para a harmonização regulatória necessária entre estado e federação no Brasil e a presença inicial de um agente estatal dominante no mercado. A nova legislação foi construída se espelhando principalmente na experiência do Reino Unido, em que

British Gas Corporation possuía o monopólio na oferta de gás natural, arranjo parecido com o que temos em relação a Petrobras.

Cabe destacar que todo o modelo de compartilhamento de infraestruturas essenciais da nova norma é motivado sobretudo pelo desejo de desconcentração e desverticalização do mercado monopolizado pela Petrobras, buscando a entrada de novos *players* no setor. Deste modo, a legislação atua no sentido de evitar que sejam formados monopólios regionais na medida que a Petrobras saí do mercado.

5 Conclusão

O trabalho visou analisar as prováveis mudanças na indústria de gás natural nos próximos anos sob a ótica do novo marco regulatório. A descoberta de quantidades abundantes de gás natural do pré-sal pode alterar o cenário de oferta da molécula. Ademais, após o início do programa de desinvestimento da Petrobras, e a assinatura do TCC com o CADE, se iniciou a transição de um mercado monopolista, com o protagonismo da Petrobras, para uma indústria concorrencial, o que deve alterar significativamente a dinâmica desse mercado. A nova Lei do Gás surge para dar as bases regulatórias e organizar este momento de transição da indústria.

No que diz respeito as fontes de oferta e demanda de gás, a principal fonte que seria o pré-sal necessita de uma demanda contínua de gás para a sua viabilidade, enquanto a demanda tem um alto grau de variabilidade, dependendo em boa parte das térmicas que funcionam de maneira intermitente. Nesse sentido, vale ressaltar a importância de novas iniciativas que possibilitem a utilização do gás natural para a indústria e o papel do gás natural na matriz energética como complemento as fontes alternativas. No entanto, é imprescindível que a decisão em relação a térmicas na base do sistema seja tomada no âmbito do planejamento energético e não por medidas legislativas que só seriam viáveis com base em subsídios cruzados.

O marco do Novo Mercado de Gás ataca de maneira correta os principais problemas relativos à regulação da indústria. A nova legislação não deixa espaço para a criação de monopólios regionais e traça um caminho inicial para a organização da indústria com a redução de participação da Petrobras. Ao exigir a saída da estatal das transportadoras e distribuidoras, o CADE atua no sentido de desverticalizar o setor e reduzir práticas anticoncorrenciais de transações com partes relacionadas, permitindo a criação de um mercado competitivo com maior transparência de preço nas pontas da cadeia. Entretanto, é preciso notar que a estatal ainda é dominante em boa parte da cadeia e mesmo com o direcionamento da empresa e os acordos firmados, os reguladores precisarão ter papel incisivo para demandar a saída da petroleira com a venda dos ativos restantes.

Como visto ao longo do segundo capítulo, indústrias que exigem investimentos específicos e complexidades transacionais, como é o caso do gás natural, tem incentivos a verticalização mitigando movimentos oportunistas e reduzindo os custos de transação. No entanto, esse movimento pode ter implicações anticoncorrenciais, na medida que o *player*

verticalizado controla diversas partes da cadeia, formando um arranjo que aumenta as barreiras de entrada no mercado. O novo marco preza pela desverticalização da cadeia, atuando em linha com a legislação europeia. Ao garantir a independência das empresas transportadoras de gás natural dos outros elos da cadeia, o arcabouço regulatório cria um ambiente propício a competição.

Outro ponto da legislação trata da questão das infraestruturas essenciais, primordial para que novos *players* possam ter acesso ao mercado. Ao aplicar a Doutrina das Infraestruturas Essenciais, exigindo que seja compartilhado o acesso ocioso aos gasodutos de escoamento, UPGNs, terminais de GNL e regaseificação, o novo marco estimula a entrada de potenciais ofertantes ao mercado. Vale ressaltar a importância do papel da ANP em estipular as tarifas de acesso as infraestruturas e em garantir que sanções sejam aplicadas em caso de não cumprimento das medidas regulatórias.

O novo marco está em linha com o arcabouço teórico e legislação internacional, obviamente respeitando as peculiaridades da indústria brasileira. A nova legislação direciona o caminho para a abertura do mercado e deve proporcionar a modernização da indústria, ao passo que promove a entrada de novos atores. Todavia, destaca-se que, mesmo partindo das premissas e bases corretas para a transformação da indústria de gás, ainda temos um longo caminho a percorrer, e o sucesso da abertura irá depender de questões adicionais, tais como a utilização do gás no meio industrial e seu nível de participação na matriz energética. Além disso, o sucesso do restante do plano de desinvestimento da estatal será essencial para a efetividade da abertura do mercado.

6 Bibliografia

COMITÊ DE PROMOÇÃO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO DE GÁS NATURAL DO BRASIL. (Brasília). Nota técnica: Propostas para o Mercado de Gás Natural. Julho de 2019.

FGV ENERGIA (Rio de Janeiro). O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil. ed. Edição Especial - Caderno Opinião. Agosto de 2019.

CBIE. O que são Indústrias de Redes? Centro Brasileiro de Infraestrutura, 30 ago. 2019. Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-industrias-de-redes/>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. Considerações sobre a Participação do Gás Natural na Matriz Energética no Longo Prazo. Documento de Apoio ao PNE 2050. Agosto de 2018.

____-____. Nota Técnica EPE. Preços De Gás Natural Nos Mercados Nacional e Internacional. Dezembro de 2020.

COOPERAÇÃO E PESQUISA IBP - UFRJ. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas. Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia. Março de 2017.

ITAÚ BBA. Brazil's Nascent Natural Gas Market. 4 nov. 2020.

MME/EPE 2019, MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029

CADE. Termo de Compromisso de Cessação de Prática - Petrobras. 8 jul. 2019.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. Uma Análise da Nova Lei do Gás a Luz do Interesse Público. Agosto de 2020.

YABIKO, F., R. Análise do Setor de Gás Natural Brasileiro: Diagnóstico e Soluções.

UFRJ. Maio de 2020.

JOSKOW, L., P. Vertical Integration. Chapter XX. Dezembro de 2006.

AGÊNCIA NATURAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP. Desverticalização Na Indústria Do Gás Natural. Julho de 2018.

____-____ (2018a). Nota Técnica ANP nº 004/2018-SIM. Desverticalização na Indústria do Gás Natural. Junho de 2018.

____-____ (2018b). Nota Técnica ANP nº 014/2018-SIM. A Promoção Da Concorrência Na Indústria De Gás Natural. Setembro de 2018.

BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL – BNDES. Gás Para o Desenvolvimento. 2020.

BRASIL.PROJETO DE LEI Nº 4476, DE 2020 – Lei do Gás Natural.

MORAES ANTIQUEIRA, J. MACCHIONE SAES, M. GIOVANETTI LAZZARINI, S. Comportamento oportunista em negociações envolvendo investimentos específicos: um estudo com metodologia experimental. Julho de 2007.

PITOFISKY, R; PATTERSON, D; AND HOOKS, J. The Essential Facilities Doctrine Under United States Antitrust Law. *Georgetown Law Faculty Publications and Other Works*. 346.2002.

DOANE, MICHAEL J., AND DANIEL F. SPULBER. Open Access and the Evolution of the U. S. Spot Market for Natural Gas. *The Journal of Law & Economics*, vol. 37, no. 2, 1994, pp. 477

KLEIN, B., CRAWFORD, R., & ALCHIAN, A. Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process. *The Journal of Law & Economics*, 21(2), 297-326. 1978.

PRADE, Y. A flexibilidade do mercado de gás: uma análise contratual do caso brasileiro e do mercado internacional de GNL.UFRJ. 2020

INTERNATIONAL ENERGY ASSOCIATION – IEA. Towards a competitive natural gas market in Brazil. 2018.