

INTELLIGENCE THAT WORKS

Estudos de Caso para a Comercialização de Gás Natural no Brasil

Relatório Técnico para a ABRACEEL

8 de Setembro de 2020

Roberto Ferreira da Cunha, Ph.D. - Diretor, Energia e Clima, América Latina

rcunha@thinkbrg.com

Tradução: Luciana Nadalutti La Rovere

THINKBRG.COM

 **BRG** | ENERGY & CLIMATE

Termos de Uso

O material a seguir foi elaborado pela Berkeley Research Group LLC (BRG) para uso exclusivo da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL) e suas empresas associadas. Portanto, não pode ser compartilhado nem utilizado de nenhuma forma sem autorização prévia e por escrito da BRG, a não ser para fins de distribuição interna à ABRACEEL ou às organizações de seus membros.

A BRG autoriza o cliente apenas à distribuição interna e veda a disseminação de quaisquer materiais da BRG externamente à organização para terceiros, inclusive instituições governamentais, clientes, instituições financeiras, consultorias concorrentes, a imprensa, ou o público em geral.

Os materiais distribuídos internamente à organização do cliente devem apresentar este aviso legal.

Algumas informações contidas neste relatório podem ter sido obtidas junto a fontes consideradas como confiáveis pela BRG, mas a BRG não pode oferecer garantia de nenhuma natureza acerca de sua exatidão e completude. A BRG não será responsabilizada pelo uso ou por decisões tomadas pelos clientes com base nos conteúdos deste relatório, o que será realizado pelo cliente por sua conta e risco.

Introdução

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (“ABRACEEL”) contratou a BRG Energy & Climate para a elaboração deste relatório técnico acerca das atuais condições de mercado para a atividade de comercialização de gás natural no Brasil. Este relatório tem por objetivo analisar o arcabouço regulatório deste segmento, descrevendo caminhos alternativos entre as diferentes fontes de gás natural e os principais centros de consumo no país, mapeando os desafios e barreiras presentes em cinco casos ilustrativos, que hoje afetam a competitividade dos preços do gás natural para os consumidores finais. O restante deste relatório está estruturado da seguinte forma:

1. **Sumário executivo.**
2. **Fontes de suprimento de gás natural.** Mapeamento das fontes disponíveis para aquisição de volumes de gás natural.
3. **Potenciais consumidores livres.** Mapeamento do número de consumidores livres potenciais nos estados selecionados.
4. **A logística do gás natural 1 – Esfera federal.** Análise da regulação federal para levar o gás dos produtores aos city-gates.
5. **A logística do gás natural 2 – Esferas estaduais.** Análise das regulações estaduais para negociação de contratos nos mercados livres do Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Santa Catarina e Bahia.
6. **Estudos de Caso para Comercialização de Gás Natural no Brasil.** Cinco casos concretos para que comercializadores obtenham gás natural e revendam a consumidores livres nos estados selecionados.
7. **Considerações Estratégicas para os associados da ABRACEEL.** Recomendações aos associados acerca dos próximos passos rumo ao início da competição pela comercialização de gás natural no Brasil.

1

Sumário Executivo

O gás natural é ofertado no Brasil por produtores nacionais e pela importação através de gasodutos terrestres ou navios.

Campos nacionais de petróleo e gás natural

- **“Gás offshore associado”.** A produção doméstica de gás natural ocorre em sua maior parte em campos marítimos (“offshore”), predominantemente em campos onde também se dá a extração de petróleo (“produção associada”).
- **Alto grau de dominância da Petrobras.** A empresa estatal Petrobras detém uma posição dominante neste segmento, produzindo e especialmente comercializando a quase totalidade da produção nacional de gás natural para companhias de distribuição e plantas de geração de energia elétrica.
- **Demais produtores no Brasil.** Atualmente, os demais produtores de gás natural no Brasil são a Total E&P, Eneva, Shell Brasil, Petro Rio Jaguar, Potiguar E&P, Equinor Brasil, Maha Energy, Enauta Energia S.A. e PetroRio O&G.

Importação através de gasodutos

- **Bolívia e Argentina.** A importação de gás natural através de gasodutos no Brasil pode ocorrer a partir da Bolívia ou da Argentina. Os demais países fronteiriços ao país ou não produzem gás natural (Uruguai, Paraguai, Guiana, Suriname e França), ou não existem gasodutos de exportação construídos (Peru, Colômbia, Venezuela).
- **Médio grau de dominância da Petrobras.** A Petrobras é igualmente o principal agente nas importações por gasodutos, enquanto detentora de cerca de dois terços da capacidade total nos gasodutos de importação da Bolívia, sendo também detentora do principal contrato de fornecimento de gás natural (“GSA”) com a estatal boliviana YPFB.
- **Demais importadores no Brasil.** Porém, neste segmento, já existem diversas empresas autorizadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a importar: Âmbar Energia, MTGás, Sulgás, GNC Brasil, ECOM Energia, Tradener Ltda., Peróxidos do Brasil, AES Uruguaiana, YPFB Energia do Brasil, Golar Power, Companhia Brasileira de Alumínio e Blueshift.

Importação através de navios

- **Gás natural liquefeito (GNL).** O gás natural também pode ser importado através de navios sob a forma do gás natural liquefeito (GNL). Para tal, o gás natural é resfriado em plantas de liquefação até passar ao estado líquido, sendo transportado em navios. Chegando ao destino, ele é reconvertido ao estado gasoso em um terminal de regaseificação.
- **Terminais existentes.** Existem hoje quatro terminais de regaseificação no país, localizados em Pecém (Petrobras), Aracaju (CELSE), Salvador (Petrobras) e no Rio de Janeiro (Petrobras). Um quinto terminal encontra-se em construção pela Gás Natural Açú.
- **Menor grau de dominância da Petrobras.** A Petrobras é novamente um agente dominante neste segmento, porém é proprietária de três dos cinco terminais existentes ou em construção. A empresa comercializa diretamente no mercado de GNL.
- **Demais importadores.** As demais empresas que atualmente possuem autorização do MME para importar GNL são Bahia Gás, Blueshift e Alunorte.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e da EPE.

Após adquirir o gás natural, o próximo passo é firmar contratos de fornecimento com distribuidores ou clientes livres.

Companhias Distribuidoras Locais (CDLs)

- Adquirem volumes de gás natural no atacado para revenda no varejo a consumidores cativos dentro de suas zonas geográficas.
- São reguladas pelos estados. De modo um geral, possuem tarifas reguladas pelo poder concedente que lhes assegura um nível de retorno sobre o capital investido.

Outros comercializadores

- A comercialização é definida pela Lei 11.909/2009 como a “atividade de compra e venda de gás natural, realizada por meio da celebração de contratos negociados entre as partes”. Entendemos que o termo genérico “partes” não restringe a possibilidade de comercializadores firmarem contratos entre si, de acordo com suas estratégias comerciais.

Consumidores Livres

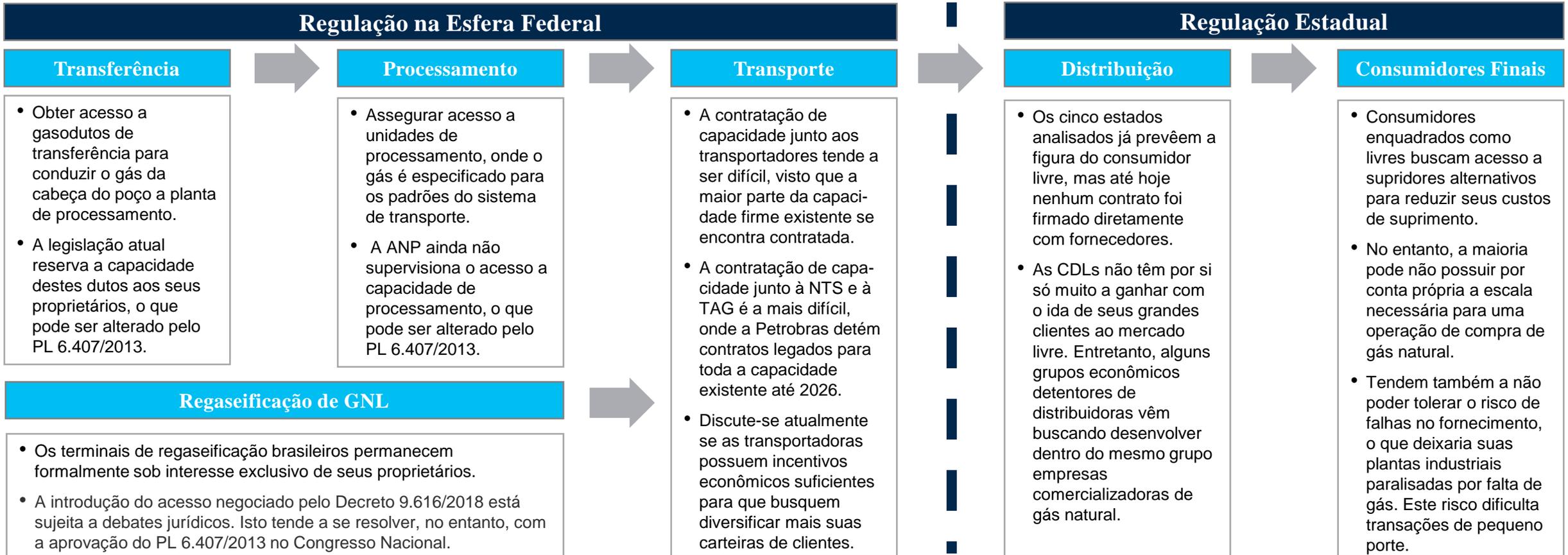
- São consumidores que detêm a opção de adquirir gás de qualquer supridor, contratando a CDL apenas para o serviço de distribuição.
- Embora previstos na regulação federal e em alguns estados, ainda não existem na prática no país.

Autoprodutores e Autoimportadores

- Os autoprodutores e autoimportadores são agentes produtores ou importadores de gás natural que utilizam em parte ou no todo o volume produzido ou importado em suas próprias instalações industriais, não sendo portanto clientes potenciais para os comercializadores.

Uma vez detentor de um ou mais contratos de suprimento, os comercializadores devem revender o gás natural através de contratos de fornecimento. Estes podem ser firmados com (1) companhias distribuidoras locais (CDLs), (2) clientes livres ou (3) outros comercializadores.

Então, deve-se contratar serviços logísticos para levar o gás aos clientes finais, regulados nas esferas federal e estadual.



Fonte: Elaboração própria.

Além da aprovação do PL 6.407/2017, a regulação federal ainda precisará de mais ajustes para ampliar a concorrência.

- **Assimetria de riscos entre comercializadores entrantes e o agente dominante.** Do ponto de vista de potenciais consumidores livres, há uma forte assimetria de risco entre o supridor dominante e um comercializador entrante de menor porte. Dado o custo de capital relativamente alto da infraestrutura física das grandes instalações industriais, o custo de oportunidade de uma eventual falha no fornecimento de gás natural tende a ser proibitivamente alto. Assim, compradores enfrentam um forte *trade-off* entre risco e retorno, frequentemente preferindo pagar um preço mais alto ao agente dominante por conta da maior segurança no suprimento.
- **A questão do “supridor de última instância” ou “supridor de serviços de flexibilidade”.** Atualmente o supridor dominante no Brasil possui uma ampla gama de fontes de oferta, incluindo diversos campos de produção e alternativas de importação. Se uma fonte enfrenta um obstáculo, é relativamente fácil substituí-la por outra fonte, garantindo-se assim a *confiabilidade* dos contratos de fornecimento às distribuidoras e, conseqüentemente, aos clientes cativos. O pequeno produtor ou comercializador entrante está normalmente associado a uma ou poucas fontes fornecedoras, aumentando as chances de inadimplemento contratual em caso de problemas técnicos, ou seja, expondo os consumidores a um risco de *confiabilidade* mais elevado. No caso do agente dominante, entretanto, sua ampla rede de suprimento lhe permite inclusive acomodar até mesmo as falhas de seus concorrentes de menor porte, tornando-o um potencial “supridor de última instância” ou provedor de “serviços de flexibilidade”.
- **Um equilíbrio delicado entre incentivos e punições.** Esta questão ilustra bem a dificuldade de se encontrar o ponto de equilíbrio regulatório para o setor de gás natural, entre a liberalização do mercado e a intervenção governamental. Em um mercado de gás completamente liberalizado, o agente dominante não possui incentivos econômicos para auxiliar seus concorrentes de menor porte em caso de falhas, pois assim estaria ajudando a reduzir a sua própria dominância. Isto gera o paradoxo regulatório, no qual os entes reguladores, no intuito de promover um mercado livre e concorrencial, precisam *intervir ativamente* no mercado, impondo medidas que induzam o agente dominante a atuar como um supridor de última instância. Assim, há que se encontrar o equilíbrio delicado entre intervenção e liberalização, de modo a promover o equilíbrio entre incentivos e punições potenciais para que o ambiente concorrencial possa florescer.

São Paulo está pronto para a abertura do setor, faltando regras para a construção de gasodutos dedicados por clientes livres.

- **Agência regulatória estadual na vanguarda.** A ARSESP é atualmente a agência regulatória de gás natural estadual mais avançada e bem estabelecida do Brasil. O estado implementou normas modernas para consumidores livres anos antes da maioria dos demais estados. A agência inclusive divulga uma agenda regulatória para os anos seguintes, que é debatida com a indústria através de chamadas públicas.
- **Próximos ajustes do arcabouço regulatório tendem a ser incrementais.** Caso aprovados, os itens constantes da agenda regulatória da ARSESP relativos à atividade de comercialização não deverão reverter a regulação atualmente em vigor. No entanto, o estado não possui ainda normas claras em caso de disputa entre um novo agente livre e a CDL acerca da construção de novo gasoduto dedicado, o que neste quesito deixa o Rio de Janeiro na vanguarda do desenvolvimento regulatório no país.
- **Desafios comerciais em outros elos da cadeia de valor em torno do estado.** Apesar de possuir normas sólidas a nível estadual, São Paulo ainda não possui um terminal de regaseificação de GNL em seu litoral. Por enquanto, a Petrobras segue sendo a única cliente da capacidade de transporte firme da NTS e da TBG, sendo a única capaz de entregar gás para as distribuidoras de São Paulo. A recente liberação de capacidade na TBG poderá abrir espaço a novos comercializadores, contudo a disponibilidade de suprimento da Bolívia permanece uma incógnita. Finalmente, ao superar estes desafios, os potenciais usuários livres de São Paulo poderão ainda relutar em migrar da CDL para um comercializador devido a questões de segurança da oferta. Neste sentido, a ARSESP abriu no dia 8 de Agosto a consulta pública 10/2020, buscando atualizar as resoluções 230 e 231 de 2011.

Minas Gerais também já possui regras para o mercado livre, faltando apenas o acesso à capacidade de transporte na NTS.

- **As questões regulatórias atuais em Minas Gerais não são diretamente relacionadas à comercialização.** O estado de Minas Gerais implementou normas para a comercialização de gás natural no estado em 2013. Desde então, um único comercializador obteve autorização da SEDE para operar no estado. Atualmente, o governo Zema está trabalhando na oferta pública inicial (“IPO”) de uma participação de 49% na Gasmig, e debatendo com a ABRACE o pagamento compensatório de R\$ 852 milhões pela extensão da concessão da Gasmig por 30 anos. Em resumo, não há atualmente em curso discussões regulatórias no nível estadual relacionadas à atividade de comercialização de gás.
- **Concorrência é restrita sobretudo pela dificuldade de acesso a Cabiúnas e à malha da NTS.** Atrasos na transição do contrato “Malha Sudeste” da NTS para o regime de entradas e saídas e a disponibilidade de capacidade de processamento em Cabiúnas são os dois grandes gargalos para a comercialização independente de gás em Minas Gerais. Produtores como a Shell, Petrogal e Repsol possuem suprimentos de gás disponíveis no ponto de saída da Rota 2, que é o ponto de entrada da unidade de processamento de Cabiúnas. Uma vez assegurada a capacidade de processamento junto à Petrobras, e a capacidade de transporte junto à NTS, estas empresas estariam aptas a vender gás natural para consumidores livres em Minas Gerais.
- **Terminal de regaseificação da GNA Açú.** A Gás Natural Açú (GNA) está desenvolvendo um projeto de regaseificação no Porto do Açú, região norte do estado do Rio de Janeiro. Caso haja capacidade disponível na malha da NTS, o GNL regaseificado poderá ser entregue do porto à malha da NTS, para subsequente venda a consumidores livres de Minas Gerais.

Santa Catarina implementou regras para a abertura em 2019, e há capacidade na TBG. Falta apenas acesso ao gás da Bolívia.

- **Resoluções publicadas acerca do mercado livre e da atividade de comercialização de gás.** Santa Catarina publicou em 2019 resoluções ARESC 135 e 136 para a abertura do mercado estadual de gás natural. As novas resoluções tomaram por base as resoluções já existentes da ARSESP, porém introduzindo diversas modificações pontuais em vários artigos. Tais mudanças refletem as contribuições recebidas de entidades de classe tradicionais da indústria de gás natural do Brasil durante audiências públicas. Algumas, no entanto, são hoje alvos de críticas por alguns setores, como por exemplo, a elevação do “ship-or-pay” de 80% para 100% na malha de distribuição em relação ao caso de São Paulo.
- **A TBG já está operando em regime de entradas e saídas e possui capacidade disponível.** Santa Catarina goza de posição privilegiada para a abertura do mercado de gás brasileiro: a capacidade de transporte já está disponível no gasoduto da TBG, o Gasbol. Permanece, contudo, a questão de assegurar acesso a contratos de fornecimento de gás natural, atualmente apenas possível na Bolívia.
- **Possível concorrência no fornecimento de gás.** Vem se delineando cada vez mais um cenário de concorrência crescente para suprimento de gás ao longo da linha do Gasbol no médio prazo (~5 anos). A abertura da malha da NTS em 2026 para entradas e saídas, a entrada em operação do novo terminal de regaseificação em Santa Catarina ou a conclusão da Seção 2 do gasoduto da TSB introduziriam novas alternativas de suprimento de gás no TBG, que pode ser vendido a usuários livres de Santa Catarina.

O Rio de Janeiro vem desenvolvendo regras pioneiras para a construção de gasodutos dedicados por consumidores livres.

- **Embate regulatório entre as CDLs e os grandes consumidores.** O estado do Rio de Janeiro é hoje um campo de batalha regulatória entre os interesses econômicos das CDLs estabelecidas e os dos grandes clientes industriais do estado. As CDLs resistem e questionam ativamente propostas de mudança, sobretudo de redução de tarifas para consumidores específicos e de permissão a terceiros para a construção de gasodutos dedicados. Elas continuam a questionar a Deliberação 4.068/2020, que alegam violar os termos do contrato de concessão com relação à cobrança de tarifas diferenciadas para consumidores livres. Em síntese, será necessário realizar aditivos nos contratos de concessão para evitar o risco de judicialização das novas normas.
- **Normas incompletas para a atividade de comercialização de gás.** O artigo 21 da Deliberação 4.068/2020, publicada em 12 de Fevereiro de 2020, determinou a abertura de novo processo regulatório no prazo de 60 dias para criação das normas para condições gerais da atividade de comercialização no Rio de Janeiro.
- **Arcabouço regulatório instável.** A AGENERSA, ao publicar a Deliberação 3.862 em 2019, terminou por receber críticas e pedidos de esclarecimento de literalmente todas as partes envolvidas, incluindo aquelas beneficiadas pela nova norma. De fato, sobram imprecisões em praticamente todos os artigos da norma. Um ano mais tarde, a AGENERSA optou por revogar a deliberação de 2019 na íntegra, promulgando a Deliberação 4.068/2020, atualmente em vigor. Embora tenha absorvido todos os principais pontos embargados na deliberação anterior, a nova regulação foi novamente questionada tanto pela Naturgy quanto pela Marlim Azul, os principais agentes envolvidos, o que deixa em aberto o futuro do marco regulatório estadual de gás natural no Rio de Janeiro.

A Bahia aprovou novas regras este ano, porém para a abertura precisará implementar o consumidor parcialmente livre.

- **Avanços promissores na regulação em 2020.** A Resolução AGERBA 23/2020 é um grande avanço para o marco regulatório do estado da Bahia. A resolução inclui normas detalhadas sobre o consumidor livre, comercialização de gás, contratos de serviço de distribuição, gasodutos dedicados e tarifas TUSD-E para linhas dedicadas. Isto elevou a Bahia ao mesmo patamar de São Paulo - estado que é referência brasileira em termos de regulação estadual para o mercado de gás natural. Contudo, ainda há desafios para a atividade de comercialização na Bahia em aspectos comerciais e logísticos.
- **Necessidade crucial de acesso à malha Nordeste da TAG.** A transição do contrato da malha Nordeste para o regime de entradas e saídas, similar ao da NTS no Sudeste, é o principal gargalo para a comercialização de gás na Bahia. O suprimento de gás às indústrias do polo de Camaçari pode ser realizado através do arrendamento do terminal de regaseificação de GNL da Bahia, desde que o acesso à Malha Bahia seja viabilizado junto à TAG.
- **Oferta através da CELSE, GNA Açú, Recôncavo e pré-sal.** Uma vez disponibilizado o acesso à TAG, e com a Resolução AGERBA 23 já implementada, qualquer produtor capaz de entregar gás à TAG poderá também vender a clientes na Bahia. Isto inclui produtores do pré-sal com capacidade em Cabiúnas, o terminal da GNA Açú caso estabeleça interconexão com a TAG, e produtores independentes em Manati ou na bacia do Recôncavo, como a Gas Bridge e a Alvopectro.

Assim, o grande desafio para se ter concorrência no setor de gás é que seus entraves sejam superados concomitantemente.

Oferta doméstica

- **Política de “gas release”.** Medida regulatória para limitar a concentração de mercado no produtor incumbente, obrigando-o a leiloar no mercado volumes acima de um certo limite na própria boca do poço.
- **“Supridor de última instância”.** Medidas regulatórias para obrigar o produtor incumbente a utilizar a alta flexibilidade de sua carteira de ativos para oferecer cobertura física a pequenos supridores em condições acessíveis, aumentando a confiabilidade dos comercializadores de menor porte.
- **Monitoramento da reinjeção.** A reinjeção de gás em reservatórios se justifica para maximizar o valor econômico do projeto de E&P, tendo em conta os riscos da monetização de gás. Porém, a ANP deve coibir o excesso de reinjeção com intuito de limitar a oferta.

Importação da Argentina

- **Incerteza frente à política energética para exportações de gás natural da Argentina.** O Brasil deverá trabalhar com a Argentina para obter compromissos claros daquele país em relação às exportações de gás natural para o Brasil, de modo que os investidores tenham confiança na disponibilidade de volumes por um período suficiente para garantir os investimentos em nova infraestrutura.
- **Expansão do gasoduto da TSB até Porto Alegre.** Além da superação das incertezas acerca da disponibilidade de gás para exportar ao Brasil, a introdução de concorrência efetiva entre as ofertas boliviana e argentina no sul do Brasil dependerá também da conclusão do gasoduto da Transportadora Sul-brasileira de Gás (TSB) entre Uruguiana e Porto Alegre.

Importação da Bolívia

- **Crise política na Bolívia.** A saída do presidente Evo Morales no fim de 2019, assim como o atraso na convocação de novas eleições, tornam o ambiente político e econômico na Bolívia prejudicial a estratégias comerciais mais agressivas por parte da estatal YPF.
- **Novo regime fiscal para o setor de exploração e produção (E&P) na Bolívia.** Após a normalização do ambiente institucional, a Bolívia deverá reformar seu sistema fiscal para o segmento E&P, de modo a atrair mais investimentos para a busca de novos reservatórios.
- **Madre de Diós.** A bacia de Madre de Diós, ao norte da Bolívia, possui potencial geológico para a eventual produção de gás natural. Entretanto, está distante da infraestrutura existente para o escoamento.

Importação de GNL

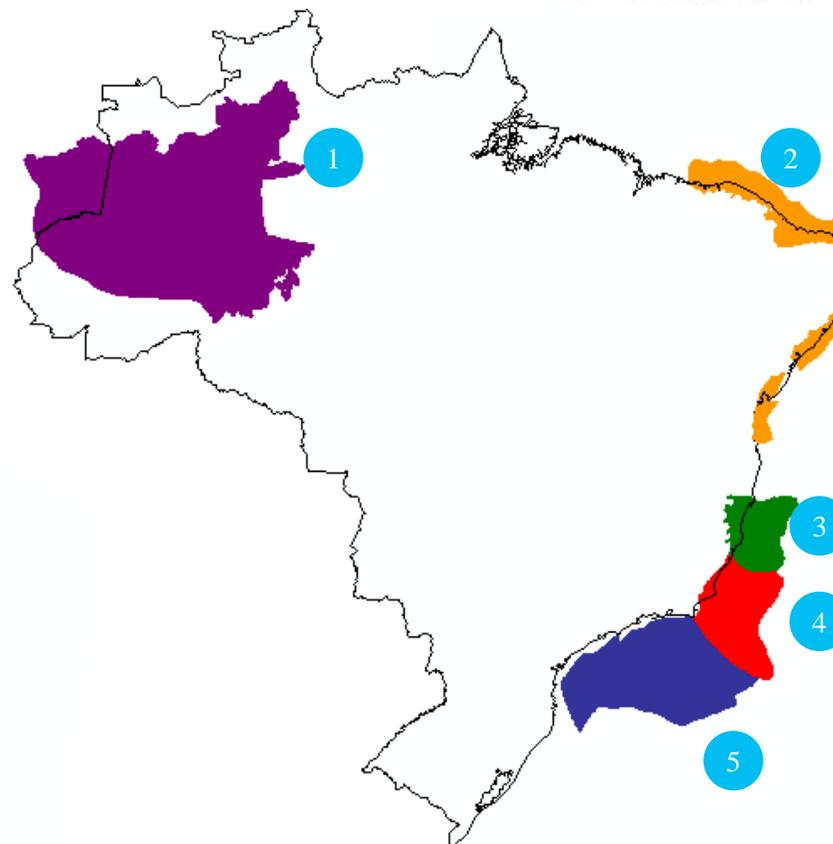
- **Tradução do preço à vista do GNL para custo variável unitário (CVU).** A receita fixa das usinas térmicas deve remunerar não apenas o custo de capital da construção das usinas, mas também o custo da infraestrutura de fornecimento do gás natural que permanece reservada para o eventual despacho da planta. Além disso, o custo variável unitário (CVU) deve se manter indexado ao preço spot do GNL no mercado.
- **Escala das operações.** A capacidade dos terminais de regaseificação variam de 7 a 20 MMm³/d, enquanto grandes clientes industriais ou plantas termelétricas consomem individualmente não mais que 3 MMm³/d. Assim, uma operação de importação de GNL tem o desafio de reunir ao menos alguns grandes clientes para atingir a viabilidade econômica.

2

Fontes de suprimento de gás natural

A produção nacional se concentra em cinco bacias:

A produção brasileira de gás natural ocorre principalmente em campos *offshore* em estados do Nordeste e do Sudeste. A Petrobras, empresa estatal de economia mista, detém uma posição dominante na oferta de gás ao mercado interno. Em fevereiro de 2020, mais de 94% do gás natural ofertado no Brasil foi produzido em campos *operados* pela Petrobras. No entanto, novos agentes brasileiros privados e independentes estão surgindo, e a previsão para as próximas décadas é de aumento na concorrência pelo fornecimento de gás natural ao país. Ainda assim, estes agentes deverão continuar a representar uma fatia reduzida da produção total ao longo dos próximos 10 anos. Além disso, restam desafios no acesso à capacidade de transferência e também de processamento, o que historicamente levou grande parte dos produtores independentes a optarem por vender sua produção na própria “boca do poço” para a Petrobras.



Bacia do Solimões
13,63 MMm3 por dia

Bacias do Nordeste
12,77 MMm3 por dia

Bacia do Espírito Santo
1,01 MMm3 por dia

Bacia de Campos
18,47 MMm3 por dia

Bacia de Santos
83,05 MMm3 por dia

1 - Bacia do Solimões	
Campos	7
Poços	104
Operadores	1
Operados pela Petrobras (%)	100%

2- Bacias do Nordeste	
Campos	234
Poços	10.607
Operadores	27
Operados pela Petrobras (%)	57,28%

3 - Espírito Santo	
Campos	138
Poços	606
Operadores	6
Operados pela Petrobras (%)	100%

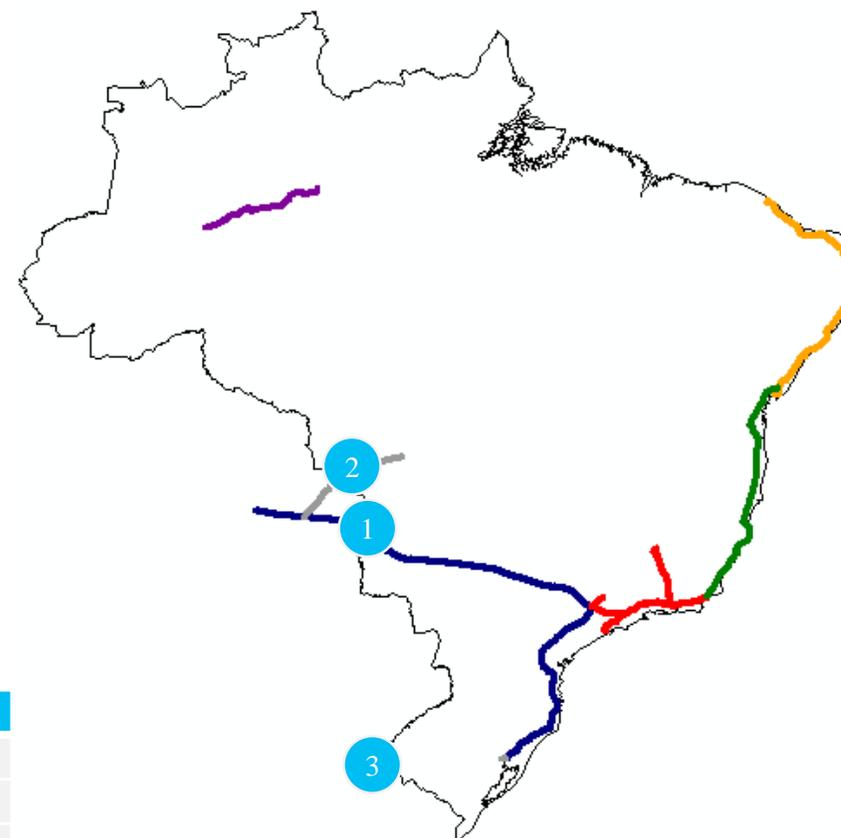
4 - Campos	
Campos	46
Poços	758
Operadores	7
Operados pela Petrobras (%)	94,79%

5 - Santos	
Campos	24
Poços	293
Operadores	3
Operados pela Petrobras (%)	98,67%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da EPE.

A importação por gasodutos ocorre a partir da Bolívia e da Argentina:

As importações brasileiras de gás natural por meio de gasodutos ocorrem a partir de três gasodutos de interconexão: Mutúm (1) e Cáceres (2), com a Bolívia, e Uruguaiana (3), com a Argentina. Não há novas rotas de gasodutos de interconexão em análise. No entanto, a seção do gasoduto entre Uruguaiana e Porto Alegre, não concluída na década de 2000, poderá ser finalizada no futuro caso a oferta argentina a partir da formação de Vaca Muerta venha a crescer suficientemente. De acordo com o marco regulatório brasileiro, não existem restrições à participação privada nas importações de gás natural por gasodutos. As importações por gasodutos são reguladas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, e o comércio internacional de gás natural requer autorização do Ministério de Minas e Energia (MME).

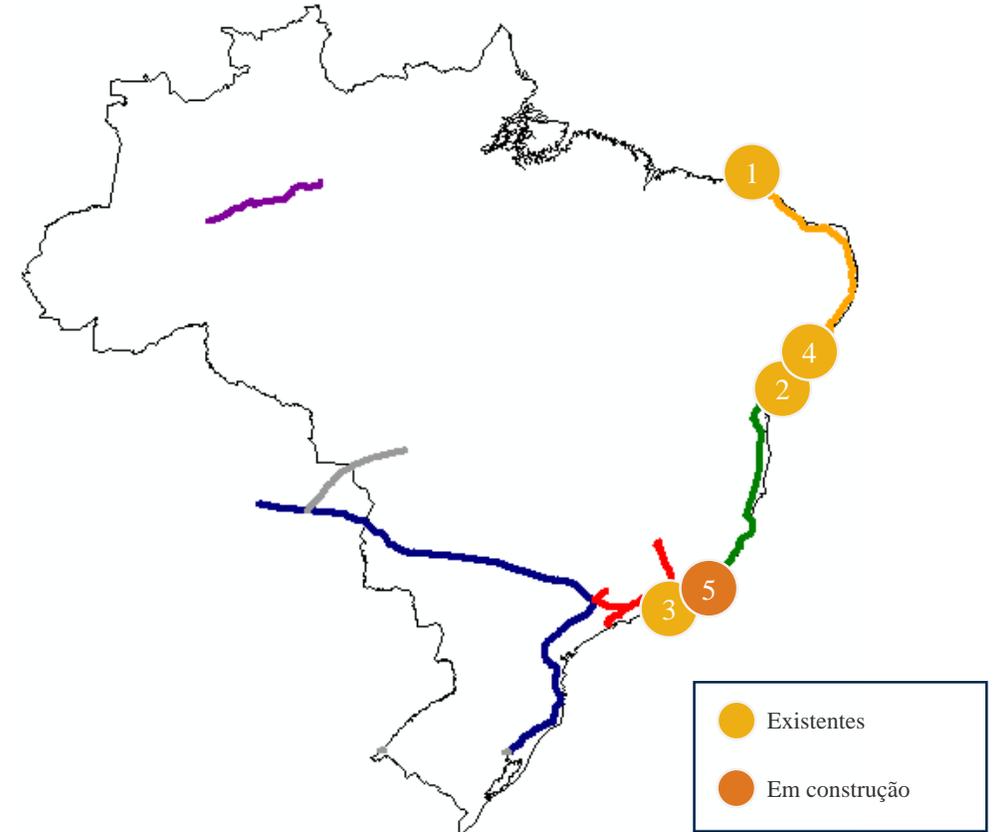


1 - Gasoduto Bolívia-Brasil		2 - Gasoduto Lateral Cuiabá		3 - Gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre	
Proprietário	TBG	Proprietário	Gasocidente	Proprietário	TSB
Capacidade	30 MMm3/d	Capacidade	2,8 MMm3/d	Capacidade	2 MMm3/d
Entrada em operação	1999	Entrada em operação	2001	Entrada em operação	2000
Extensão	2.593 km	Extensão	267 km	Extensão	25 km

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da EPE.

A importação de GNL ocorre em quatro terminais de regaseificação:

As importações brasileiras de GNL são realizadas por meio de quatro terminais de regaseificação, três deles de propriedade e operação da Petrobras (1, 2 e 3 no mapa) e o quarto operado pela CELSE (4). Um quinto terminal encontra-se em construção no Rio de Janeiro (5) pela Gás Natural Açú (GNA). De acordo com a legislação brasileira, não há restrições à participação privada em todas as atividades da cadeia de GNL. As atividades relacionadas ao GNL são reguladas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, e o comércio internacional de gás natural requer autorização do Ministério de Minas e Energia (MME). Qualquer parte interessada pode apresentar um novo projeto e receber autorização da ANP. Não há limites para a integração vertical envolvendo terminais de GNL, e a capacidade dos terminais existentes é em princípio de uso exclusivo de seu proprietário, contanto que a negativa de acesso não seja motivada por conduta anticoncorrencial. Normas para o acesso negociado estão atualmente sendo debatidas pela ANP e pelo projeto de lei 6.407/2013 no Congresso.



1 – Pecém	
Proprietário	Petrobras S.A.
Capacidade	7 MMm3/d
Tipo	Offshore
Ano	2009

2 – Bahia	
Proprietário	Petrobras S.A.
Capacidade	14 MMm3/d
Tipo	Offshore
Ano	2009

3 – Guanabara	
Proprietário	Petrobras S.A.
Capacidade	20 MMm3/d
Tipo	Offshore
Ano	2009

4 – Sergipe	
Proprietário	CELSE
Capacidade	21 MMm3/d
Tipo	Offshore
Ano	2019

5 – Porto do Açú	
Proprietário	Prumo Logística
Capacidade	14 MMm3/d
Tipo	Offshore
Ano	2020 (previsão)

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e da EPE.

Restam hoje diversos desafios para que os comercializadores efetivamente adquiram gás natural a partir de cada fonte.

Oferta doméstica

- **Posição dominante da Petrobras na comercialização de gás natural.** A Petrobras está verticalmente integrada na comercialização de gás natural, vendendo volumes diretamente a distribuidoras locais e usinas de geração termelétrica a gás.
- **Compra da produção na boca de poço.** Historicamente, a maior parte dos demais produtores optou por vender sua própria oferta à Petrobras na própria boca do poço, o que resultou na atual posição da Petrobras como a principal comercializadora de gás natural para os principais centros de consumo do país.
- **Pequenos produtores buscam integração vertical.** Outros produtores como a ENEVA ou Shell vem se integrando verticalmente em projetos próprios de geração termelétrica.

Importação de gás boliviano por gasoduto

- **Um único vendedor.** A estatal boliviana YPFB é a única entidade autorizada a comercializar gás na Bolívia. A tolerância da empresa a riscos comerciais tende a ser relativamente baixa, devido à importância macroeconômica da receitas da exportação de gás para o país.
- **Incerteza quanto à disponibilidade de reservas de gás natural no longo prazo.** A produção boliviana bruta de gás natural está em declínio desde 2018, gerando incertezas acerca dos volumes de gás natural disponíveis para oferta a pequenos comercializadores.
- **Redução nos volume de importações da Petrobras.** A Petrobras recentemente reduziu os volumes de importação em seu último adendo pactuado com a YPFB, abrindo assim a principal rota onde comercializadores independentes poderão importar gás natural no país.

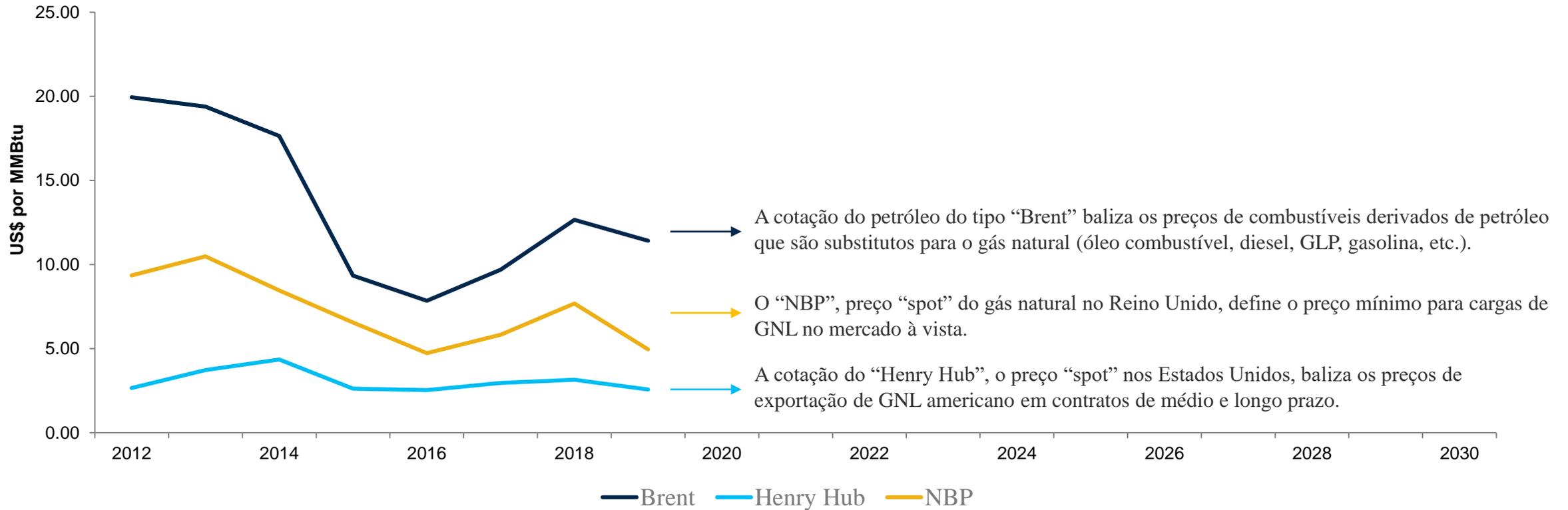
Importação de gás argentino por gasoduto

- **Clientes importam diretamente da Argentina.** A companhia distribuidora local (CDL) Sulgás e a central de geração termelétrica a gás AES Uruguiana possuem autorização do MME para importar gás diretamente da Argentina.
- **Incerteza da disponibilidade de oferta de gás natural argentino.** Ao longo dos últimos 20 anos, a Argentina alterou sua política energética acerca das exportações de gás natural, gerando incertezas sobre a confiabilidade desta oferta no longo prazo.
- **Ausência de interconexão com a malha integrada.** A seção 2 do gasoduto da TSB entre Uruguiana e Porto Alegre ainda não foi construída, deixando Uruguiana isolada da malha integrada de transporte da região Sul.

Importação de gás natural liquefeito (GNL)

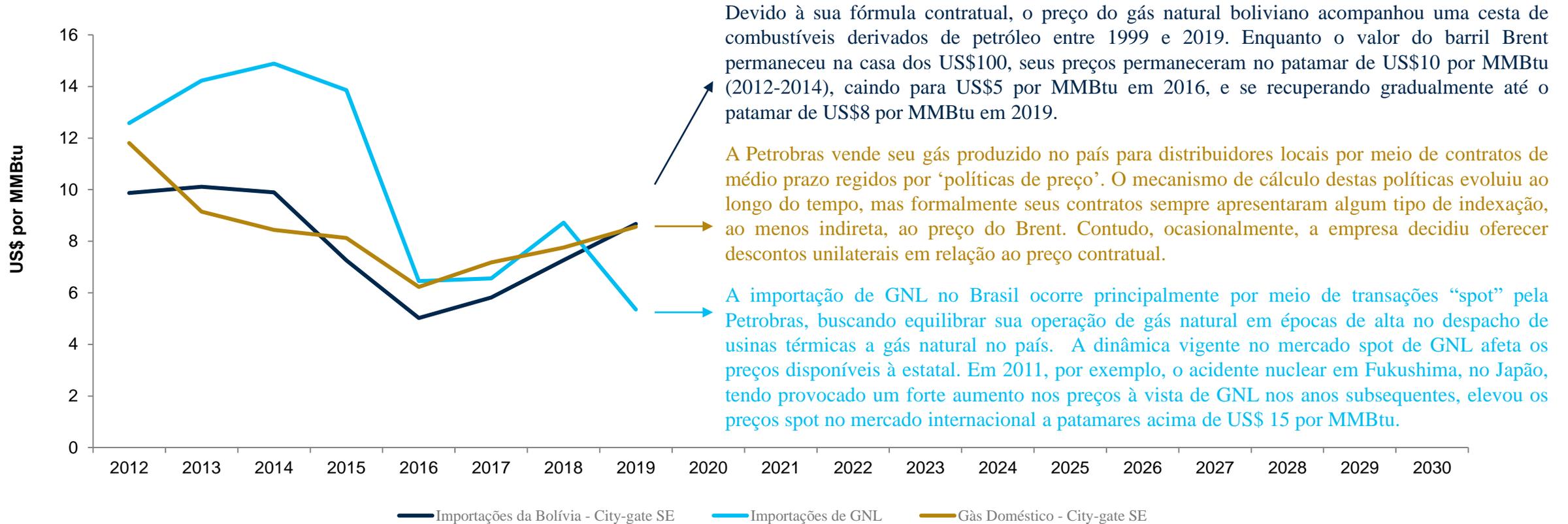
- **Desafios quanto à flexibilidade.** Contratos “spot” de GNL oferecem alta flexibilidade, porém com preços voláteis, o que reduz sua previsibilidade. Contratos de longo prazo são o oposto: preços indexados a *benchmarks* internacionais, porém com baixa flexibilidade (“*take-or-pay*”).
- **O perfil descasado das termelétricas brasileiras.** Novas usinas termelétricas a gás natural no Brasil precisam hoje limitar seu nível de inflexibilidade a 50%, o que demanda alta flexibilidade no contrato de GNL. Porém, seu custo variável unitário (CVU) é indexado a *benchmarks* internacionais.
- **Presença pioneira da Petrobras na comercialização de GNL.** A Petrobras possui uma operação própria de comercialização de GNL para trazer as cargas para seus terminais no Brasil.

O preço do gás tem piso em seu custo de produção e teto no preço de seu combustível substituto, que é atrelado ao preço do petróleo.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME..

Os preços do gás natural no Brasil acompanharam de perto os valores internacionais de referência entre 2012 e 2019.

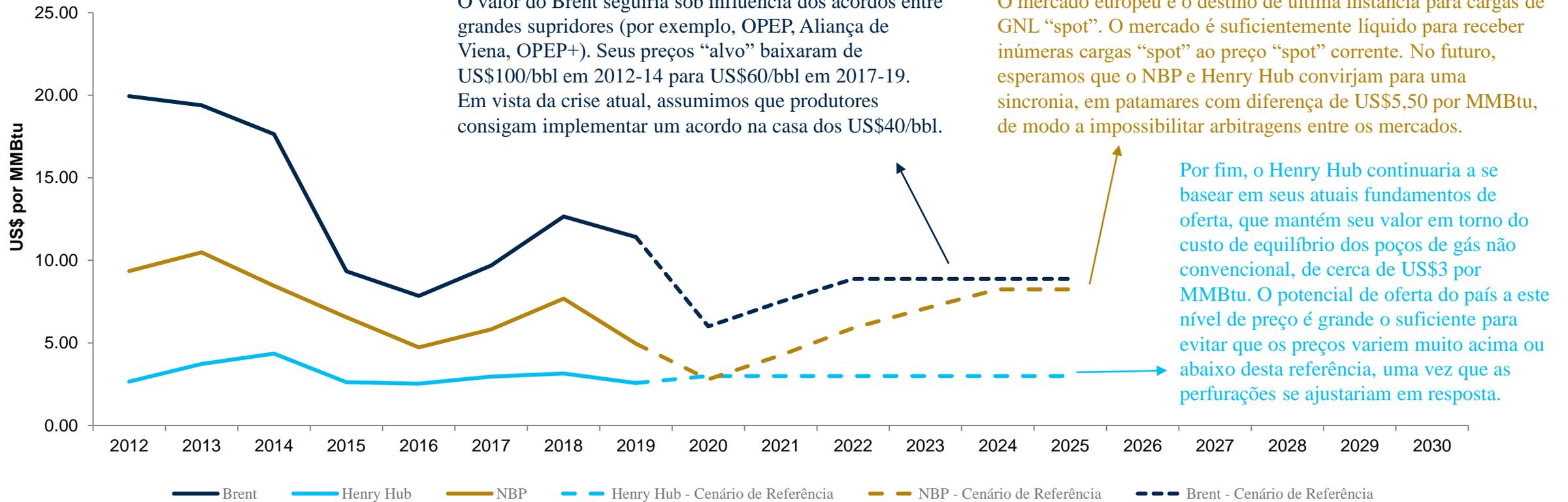


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME.

Em nosso cenário de referência, os mesmos fundamentos continuariam a determinar os preços do gás natural no Brasil:

O valor do Brent seguiria sob influência dos acordos entre grandes supridores (por exemplo, OPEP, Aliança de Viena, OPEP+). Seus preços “alvo” baixaram de US\$100/bbl em 2012-14 para US\$60/bbl em 2017-19. Em vista da crise atual, assumimos que produtores consigam implementar um acordo na casa dos US\$40/bbl.

O mercado europeu é o destino de última instância para cargas de GNL “spot”. O mercado é suficientemente líquido para receber inúmeras cargas “spot” ao preço “spot” corrente. No futuro, esperamos que o NBP e Henry Hub converjam para uma sincronia, em patamares com diferença de US\$5,50 por MMBtu, de modo a impossibilitar arbitragens entre os mercados.



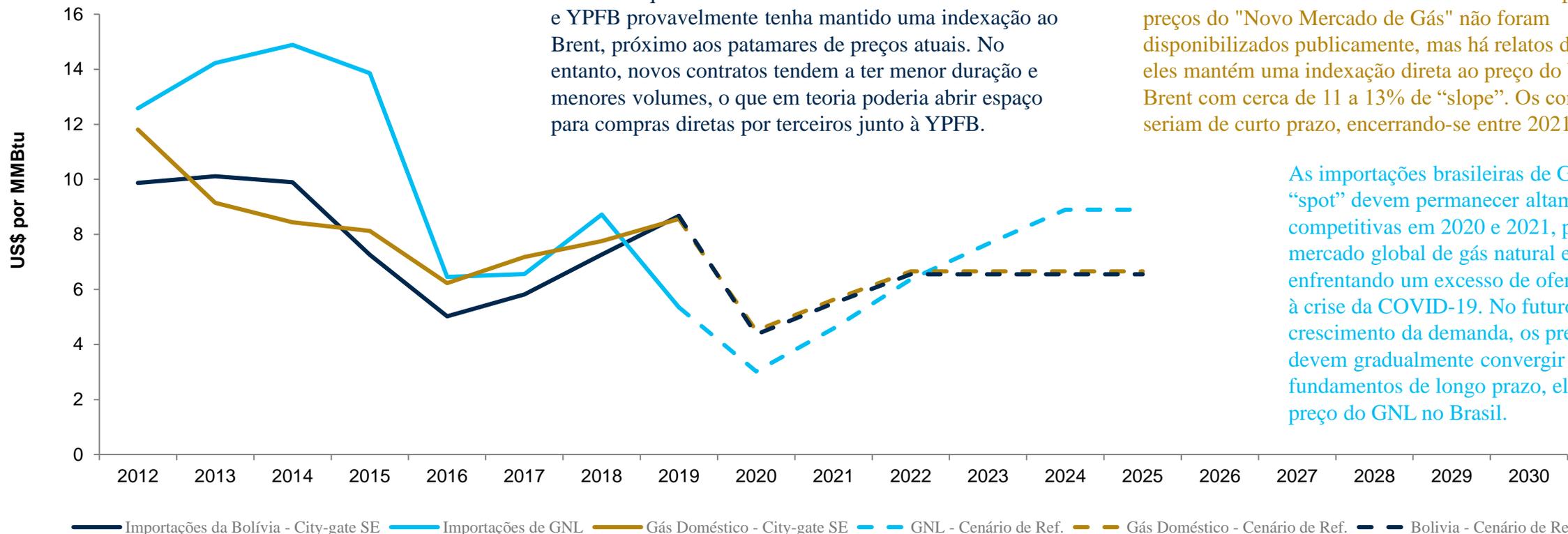
Por fim, o Henry Hub continuaria a se basear em seus atuais fundamentos de oferta, que mantém seu valor em torno do custo de equilíbrio dos poços de gás não convencional, de cerca de US\$3 por MMBtu. O potencial de oferta do país a este nível de preço é grande o suficiente para evitar que os preços variem muito acima ou abaixo desta referência, uma vez que as perfurações se ajustariam em resposta.

Fonte dos dados históricos: elaboração própria a partir de dados do MME. Cenários de Referência: BRG..

Assim, nosso cenário de referência para o preço do gás natural no Brasil nos próximos 5 anos é de US\$ 4 a 7 por MMBtu.

Estima-se que o novo adendo no contrato entre Petrobras e YPFB provavelmente tenha mantido uma indexação ao Brent, próximo aos patamares de preços atuais. No entanto, novos contratos tendem a ter menor duração e menores volumes, o que em teoria poderia abrir espaço para compras diretas por terceiros junto à YPFB.

Os novos contratos nacionais celebrados sob a política de preços do "Novo Mercado de Gás" não foram disponibilizados publicamente, mas há relatos de que eles mantêm uma indexação direta ao preço do barril Brent com cerca de 11 a 13% de "slope". Os contratos seriam de curto prazo, encerrando-se entre 2021 e 2024.



As importações brasileiras de GNL "spot" devem permanecer altamente competitivas em 2020 e 2021, pois o mercado global de gás natural está enfrentando um excesso de oferta devido à crise da COVID-19. No futuro, com o crescimento da demanda, os preços devem gradualmente convergir para os fundamentos de longo prazo, elevando o preço do GNL no Brasil.

Fonte dos dados históricos: elaboração própria a partir de dados do MME. Fonte das projeções: elaboração própria..

3

Potenciais consumidores livres

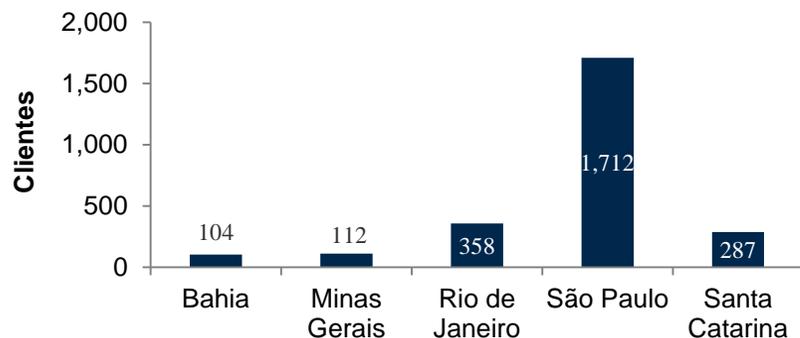
Mapeamos a seguir o potencial de consumidores livres no Rio de Janeiro, São Paulo, Minas Gerais, Bahia e Santa Catarina.

Estado	Resolução	Consumo mínimo
São Paulo	Deliberação ARSESP 231/2011	300 mil metros cúbicos por mês
Minas Gerais	Resolução SEDE 17/2013	10 mil metros cúbicos por dia
Santa Catarina	Resolução ARESC 136/2019	300 mil metros cúbicos por mês
Rio de Janeiro	Deliberação AGENERSA 4.068/2020	10 mil metros cúbicos por dia
Bahia	Resolução AGERBA 23/2020	300 mil metros cúbicos por mês

Fonte: Elaboração própria com base nas resoluções citadas.

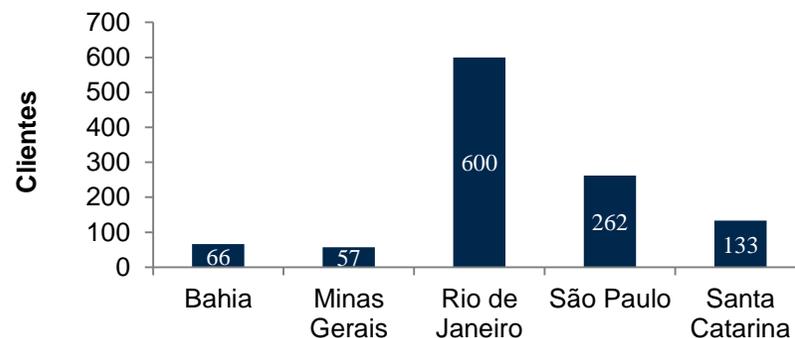
Nestes estados, existe hoje um total de 3.745 clientes nos segmentos industrial, GNV, co-geração e geração elétrica.

Total de clientes industriais e de fontes primárias



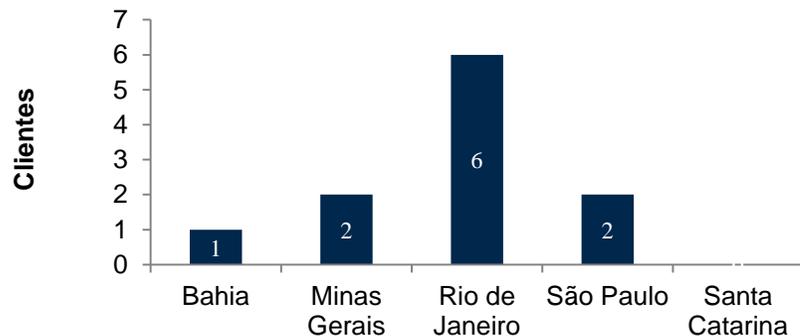
O segmento industrial está concentrado predominantemente em São Paulo e no Rio de Janeiro. Santa Catarina possui mais clientes industriais do que Minas Gerais e Bahia somados.

Total de clientes automotivos



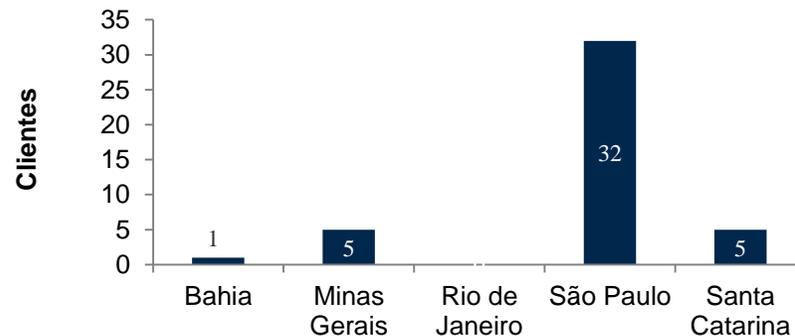
Os postos automotivos de abastecimento de GNV se concentram predominantemente no Rio de Janeiro, São Paulo e em Santa Catarina. A penetração deste segmento ainda é reduzida na Bahia e em Minas Gerais.

Total de clientes de geração de energia elétrica



Usinas termelétricas tendem a ser clientes de grande magnitude, porém em sua maioria possuem o status de "autoprodutor" ou "autoimportador". No futuro, porém, podem vir a se tornar clientes livres.

Total de clientes de cogeração

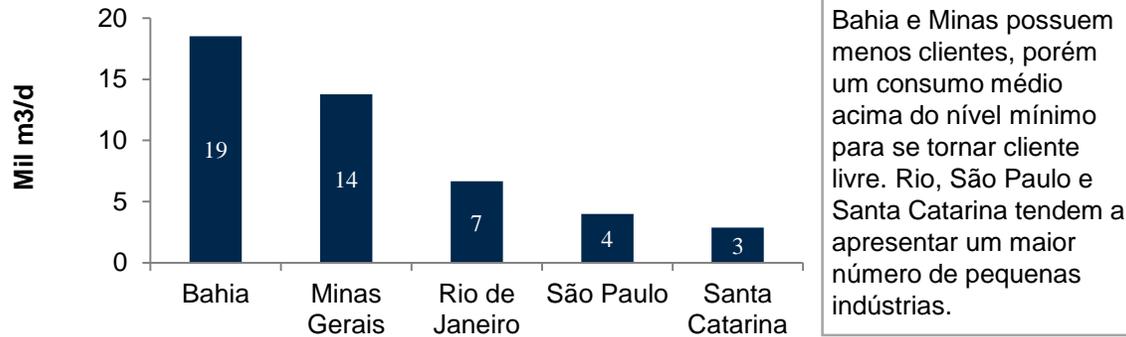


Projetos de cogeração variam muito em tamanho e apresentam padrões de consumo mais semelhantes aos clientes industriais. É um perfil interessante para comercialização conjunta de gás natural e energia elétrica.

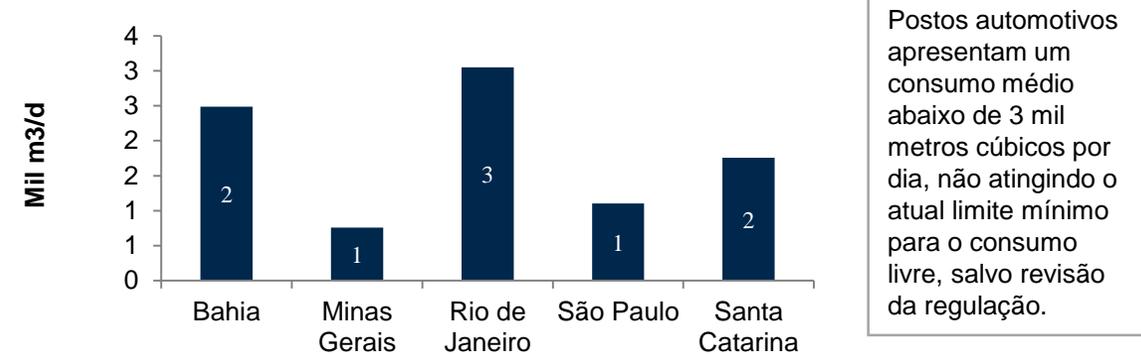
Nota: GNV = Gás Natural Veicular. Fonte: Elaboração própria a partir de dados estatísticos da Abegás para Abril de 2020.

Deste total, os dados disponíveis não revelam o número de clientes potencialmente livres, apenas a média por segmento.

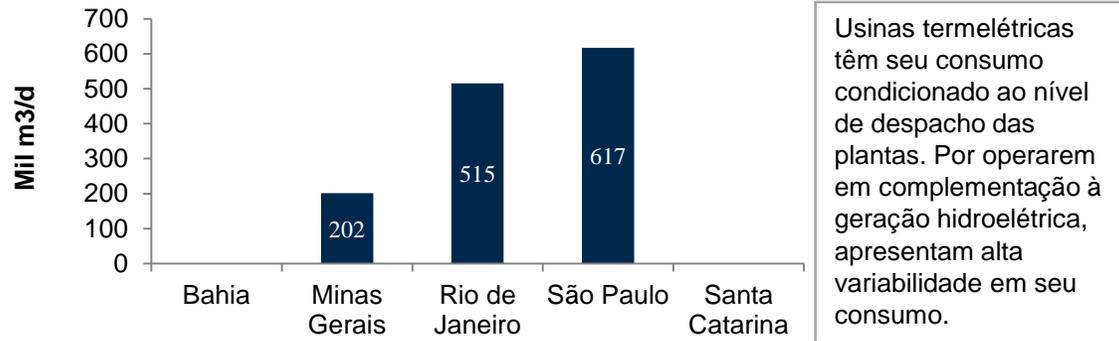
Consumo médio por cliente industrial e matéria-prima



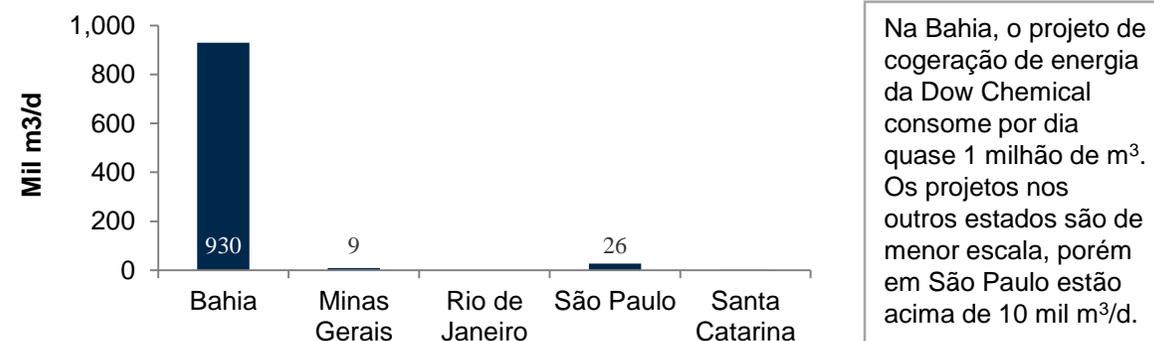
Consumo médio por cliente automotivo



Consumo médio por cliente de geração energética



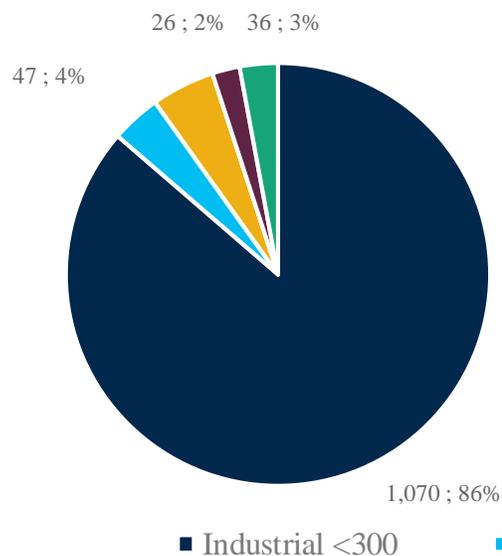
Consumo médio por cliente de cogeração energética



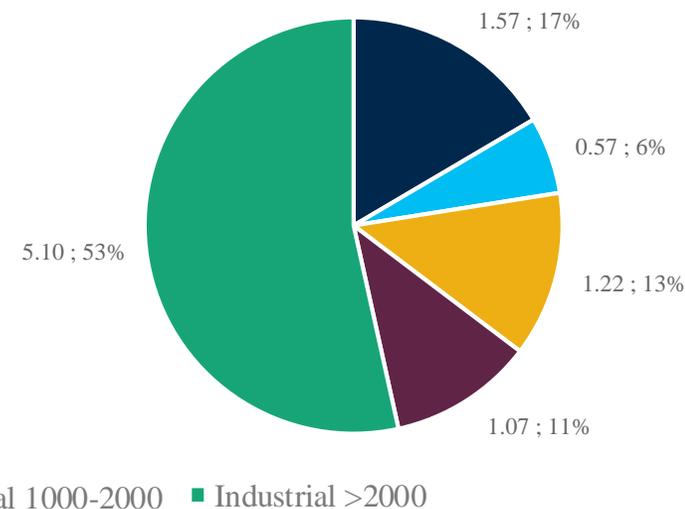
Fonte: elaboração própria a partir de dados estatísticos da Abegás para Abril de 2020.

Contudo, dados de 2019 mostram que na Comgás 86% dos clientes industriais consumiam apenas 17% da demanda.

Comgas – Faturas industriais por faixa de consumo - Maio 2018



Comgas - Consumo total por faixa de consumo - Maio 2018

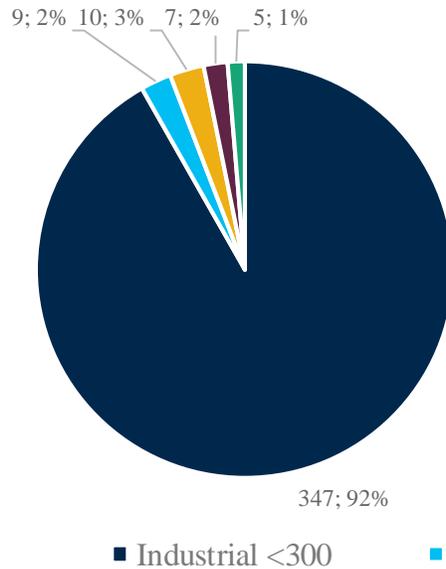


- Em 2019, a ARSESP publicou como parte da consulta pública 15 sua proposta de metodologia para o “cálculo da Margem Máxima (P0) e ajustes compensatórios do terceiro processo de revisão tarifária ordinária da Comgás”. Neste âmbito, a agência publicou o modelo econômico-financeiro que embasou seus cálculos, no qual constam as estimativas de faturas e consumo por classe de consumo no segmento industrial.
- Tomando as estimativas para Maio de 2018 como base, chegamos a conclusão que dos 1.239 clientes industriais da Comgás, 1.070 clientes (86%) consumiriam menos do que 10 mil metros cúbicos por dia. Com isso, apenas 169 clientes (14%) industriais hoje teriam consumo mínimo suficiente para se tornarem consumidores livres. Destes, os 36 maiores responderiam por mais da metade do consumo industrial da distribuidora.

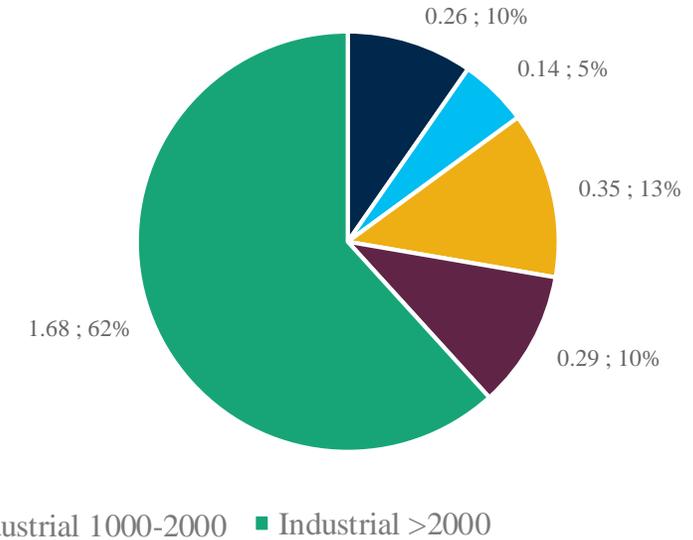
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da Consulta Pública 15/2019 da ARSESP.

No Rio, a concentração tende a ser ainda maior. Em 2018, 92% dos clientes industriais representavam apenas 10% da demanda.

Naturgy – Faturas industriais por faixa de consumo - 2018



Naturgy - Consumo total por faixa de consumo - 2018



- No Rio de Janeiro, as projeções para o consumo dos clientes industriais por classe foram publicadas pela AGENERSA como parte da revisão quinzenal da CEG e CEG-Rio (Naturgy).
- Na época, a Naturgy esperava atingir 378 clientes industriais em 2018, em comparação aos 358 reportados em abril de 2020 pela ABEGÁS. Deste número, a grande maioria dos consumidores industriais (347, ou 92%) consumiriam menos de 10 mil metros cúbicos por dia, restando apenas 31 clientes livres em potencial. O volume agregado destes 31 consumidores representariam cerca de 90% das vendas industriais totais da Naturgy.

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da revisão quinzenal da CEG e CEG-Rio pela AGENERSA.

Com base nestes percentuais indicativos, teríamos hoje ~300 consumidores livres potenciais, consumindo ~15 MMm³/d.

Estado	Consumidores estimados	Volume estimado
São Paulo	169	6,8 MMm ³ /d
Minas Gerais	18	1,4 MMm ³ /d
Santa Catarina	43	0,9 MMm ³ /d
Rio de Janeiro	31	3,6 MMm ³ /d
Bahia	36	2,4 MMm ³ /d
Total	297	15,0 MMm³/d

Fonte: Elaboração própria, com estimativas realizadas a partir das seguintes fontes: (1) São Paulo – Consulta Pública 15/2019 da ARSESP, (2 e 3) Minas Gerais e Santa Catarina – assumindo 10% dos consumidores e 85% dos volumes reportados pela Abegás para Abril de 2020 em linha com os demais estados analisados, (4) Rio de Janeiro – Revisão Quinquenal da CEG e CEG-Rio pela AGENERSA em 2017, e (5) Bahia – a partir dos dados contidos na Resolução AGERBA 25/2016.

4

A Logística do Gás Regulação Federal

O acesso a infraestrutura de transferência, processamento e regaseificação de gás natural é regulado pela lei 11.909/2009.

Lei 11909/2009, Capítulo V, artigos 43 a 45

Art. 43. Qualquer empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber [autorização](#) da ANP para exercer as atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de [unidades de processamento ou tratamento de gás natural](#).

Parágrafo único. O exercício da atividade de processamento ou tratamento de gás natural poderá ser autorizado para as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos em regulamento.

Art. 44. Qualquer empresa ou consórcio de empresas, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber [autorização](#) da ANP para construir e operar [unidades de liquefação e regaseificação de gás natural](#), bem como [gasodutos de transferência e de escoamento da produção](#), não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. A regulamentação deverá estabelecer as normas sobre a habilitação dos interessados e as condições para a outorga da autorização, prevendo as condições para a transferência de sua titularidade, respeitados os requisitos de proteção ambiental e segurança das instalações.

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](#).

Comentários

As atividades de transferência, processamento, liquefação e regaseificação receberam atenção relativamente limitada na Lei 11.909, se comparado, por exemplo, aos gasodutos de transporte. De fato, o principal debate da indústria nos anos 2000 se concentrava na questão do livre-acesso aos gasodutos de transporte de gás natural.

Os artigos 43 e 44 estipulam a natureza da transferência e processamento de gás natural e das atividades de GNL no âmbito da Lei 11.909. O exercício destas atividades está sujeito a simples autorização da ANP. Para as unidades de processamento, os critérios inicialmente estipulados como passíveis de análise pela ANP seriam o cumprimento de requisitos técnicos, econômicos e jurídicos para esta atividade.

Além disso, o artigo 45 desobriga os proprietários destas infraestruturas a permitir o acesso de terceiros às suas instalações. Este entendimento prevaleceu à época com base na premissa de que as unidades de transferência e processamento receberiam gás natural com especificações diferentes, e portanto a obrigação de livre acesso não seria de simples implementação - algo que atualmente está sob revisão.

Para unidades de regaseificação, prevaleceu a premissa de que os custos de capital para a construção destas instalações não seriam altos o suficiente para configurar um monopólio natural, bastando aos concorrentes interessados construir uma instalação adicional caso o proprietário incumbente não permitisse acesso às unidades já existentes. Ao longo da década de 2010, a impossibilidade de acesso às infraestruturas essenciais tornou-se um gargalo crucial para a concorrência.

O decreto 7.382/2010 trouxe poucos novos detalhes para as atividades de transferência, processamento e regaseificação.

Alterações trazidas pelo Decreto 7382/2010

Art. 61. Qualquer sociedade ou consórcio, desde que constituídos sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, poderão receber autorização da ANP para construir, **ampliar a capacidade** e operar unidades de processamento ou tratamento de gás natural, **terminais de GNL**, unidades de liquefação e de regaseificação de gás natural, bem como gasodutos de transferência e de escoamento da produção não integrantes de concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Parágrafo único. A ANP deverá estabelecer os requisitos e condições para a outorga e transferência da titularidade da autorização, respeitadas as normas de proteção ambiental e de segurança das instalações.

Art. 62. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Comentários:

O decreto 7.382/2010 não introduziu à época mudanças significativas nos artigos referentes ao Capítulo V da Lei 11.909. O Artigo 61 do decreto abarcou os Artigos 43 e 44 da Lei 11.909, e na prática reintroduziu praticamente os mesmos dispositivos previstos no texto original dos artigos. O decreto apenas especifica que as expansões de capacidade também estarão sujeitas a autorização por parte da ANP.

O decreto também ampliou a abrangência do artigo para abarcar o conceito de "terminais de GNL", que passa a incluir tanques de armazenamento de GNL, independentemente de estarem ou não conectados a terminais de liquefação ou regaseificação existentes.

Em 2018, o Decreto 9.616 modificou o Decreto 7.382/2010, introduzindo novas regras para as infraestruturas essenciais.

Decreto 7382/2010 com emendas do Decreto 9.616/2018

Art. 62. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

Parágrafo único. A negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011.

Art. 62-A. A ANP, por meio de ato normativo, estabelecerá as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso, amparados nas boas práticas internacionais, pelos agentes detentores ou operadores de instalações de escoamento, de processamento e de terminais de GNL, com vistas à eficiência global das infraestruturas e a minimização de impactos ambientais.

Parágrafo único. A ANP definirá os procedimentos a serem adotados para a solução de conflitos entre agentes econômicos nas hipóteses em que as tratativas de acesso não tiverem êxito, com ênfase na conciliação e no arbitramento.

Lei 12.529/2011

Art. 36. Constituem infração da ordem econômica (...) os atos (...) que (...) possam produzir os seguintes efeitos (...):

IV - exercer de forma abusiva posição dominante.

Comentários:

A política energética do governo Michel Temer (Set/2016 a Dez/2018) para o setor de gás natural foi marcada pela iniciativa "Gás para Crescer". Nos últimos dias do mandato, foi assinado o Decreto 9.616/2018, com objetivo de implementar na esfera infralegal o maior número possível de modificações idealizadas pela reforma.

No caso das infraestruturas essenciais – gasodutos de transferência, unidades de processamento e terminais de GNL – um parágrafo único foi adicionado ao Artigo 62 do Decreto 7.382/2010, determinando que agentes que negarem acesso com o objetivo de evitar concorrência estarão sujeitos a sanções anticoncorrenciais. Um novo artigo 62-A foi introduzido, definindo o conceito de “acesso negociado” a estas instalações.

A estratégia infralegal de limitar o direito exclusivo dos proprietários à capacidade de instalações por meio de emendas ao Decreto 9.382 é, no entanto, possivelmente frágil. O artigo 45 da Lei 11.909 permaneceu inalterado, e este é explícito ao indicar que estas instalações “*não estão obrigadas a permitir o acesso de terceiros*”. O artigo 36 da Lei 12.529/2011 possui comando mais genérico do que o artigo 45.

Por consequência, as operadoras de instalações deste tipo, caso não seja demonstrada sua “posição dominante” à luz do artigo 36 da Lei 12.529/2011, não teriam dificuldade em demonstrar que uma negativa de acesso não se caracterizaria em conduta anticoncorrencial. Para o caso particular da Petrobras, a empresa celebrou em 2019 um termo de compromisso de cessação de prática (TCC) com o CADE, no qual foram estabelecidas condições específicas para o acesso aos ativos da empresa classificados como infraestruturas essenciais.

Assim, hoje, o acesso às capacidades de escoamento e processamento existentes são negociados com a Petrobras.

Condições Atuais

- **Petrobras concede acesso à sua capacidade.** Com base nos artigos 2.3 e 2.3 do Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (TCC), a Petrobras se comprometeu a conceder acesso   sua capacidade de transferência e processamento de gás natural.
- **Incerteza sobre quanta capacidade será disponibilizada.** A Petrobras continua sendo a maior produtora de gás natural no Brasil, e det m o direito de uso preferencial de suas próprias instala es. Com isso, apenas a quantidade remanescente de capacidade deverá ser disponibilizada a terceiros.
- **Acesso preferencial a co-proprietários da capacidade de transferência e processamento.** Alguns ativos, como o gasoduto de transferência Rota 2, podem ser de propriedade compartilhada com outras empresas (ex: Shell, Galp, Repsol). Estas empresas também deter o o direito de acesso prioritário   capacidade destas rotas, em detrimento de terceiros.
- **Incerteza acerca das condi es contratuais de acesso.** As condi es contratuais oferecidas - em particular, o preço - do acesso a estas instala es continua sem regula o até o momento. Portanto, em princípio o proprietário teria a liberdade de fixar a taxa de retorno de seus ativos, desde que aplique a mesma taxa para si e para terceiros.

Passos regulatórios

- **Resolu o da ANP para este assunto ainda não foi publicada.** A ANP agendou para 2021 a publica o de uma nova resolu o para detalhar a implementa o do artigo 62-A introduzido pelo Decreto 9.616/2018, conhecida como "Códigos de Acesso Comum". No entanto, deverá ser atrasada para 2022 por conta da crise da COVID-19.
- **Sistema integrado de escoamento (SIE).** Em paralelo, a Petrobras vem trabalhando na implementa o do "Sistema Integrado de Escoamento" (SIE), uma subsidiária distinta para controlar os gasodutos de transferência Rotas 1, 2 e 3. A imprensa noticiou em março de 2020 que em empresa discutia internamente a possibilidade de desinvestimento do SIE.
- **"Opera es de industrializa o por encomenda".** A Petrobras propôs acesso a sua capacidade de processamento segundo o modelo de "opera es de industrializa o por encomenda", no qual o preço de processamento   negociado bilateralmente em fun o da composi o do gás úmido e do cronograma desejado pelo cliente.
- **Abordagem direta   Petrobras.** Em resumo, atualmente não há ainda passos regulatórios formalmente constituídos para o acesso a gasodutos de transferência. As partes interessadas devem abordar diretamente a Petrobras para iniciar negocia es bilaterais, presumivelmente segundo as diretrizes de acesso publicadas pelo IBP em 2018.

Fonte: Elabora o própria, com base em TCC Petrobras/CADE, Caderno IBP "Diretrizes para Acesso a Unidades de Processamento", e Valor Econômico "Petrobras quer vender empresa de gasodutos marítimos de escoamento" (7/3/2020).

Para o acesso à regaseificação, a Petrobras publicou o edital de arrendamento do terminal da Bahia até Dezembro de 2023.

Condições Atuais

- **Arrendamento do terminal de regaseificação da Bahia.** Conforme previsto na cláusula 2.6 do TCC com o CADE, a Petrobras está conduzindo o processo de arrendamento do terminal de regaseificação da Bahia, com prazo de vigência até dezembro de 2023. A empresa concluiu a rodada de pré-qualificação e já publicou o edital do processo.
- **Necessidade de fornecer seu próprio navio regaseificador.** O terminal da Bahia será arrendado sem a unidade flutuante de regaseificação (“FSRU”), obrigando o cliente a afretar seu próprio navio regaseificador. Apenas os berços de atracação e gasodutos de interligação com a costa são objetos da oferta de arrendamento.
- **Requisitos.** Potenciais interessados devem seguir todos os passos regulatórios para operar a instalação, tais como obter autorização de importação de GNL e registrar-se como comercializador junto à ANP. O GNL importado deve atender às especificações da ANP para a malha de transporte brasileira, e o candidato deve também assegurar por conta própria capacidade de transporte junto à TAG.

Passos regulatórios

- **Acesso a terminais não-Petrobras.** Nas regras atuais, a caracterização de conduta anticoncorrencial conforme o artigo 36 da Lei Antitruste brasileira 12.539/2011 não deverá ser fácil. Contudo, o projeto de lei 6.407/2013 recentemente aprovado na Câmara dos Deputados, se aprovado pelo Senado Federal e sancionado pela Presidência da República, trará mais segurança jurídica à questão.
- **Questões práticas para o acesso aos demais terminais da Petrobras.** Em seu termo de cessação de prática com o CADE, a Petrobras se comprometeu a arrendar o terminal de regaseificação de GNL na Bahia até dezembro de 2023, enquanto seus demais terminais não são mencionados. A possibilidade de acesso aos demais terminais de regaseificação não foi abordada pelo TCC.
- **Questões práticas para o acesso ao terminal da Bahia após 2023.** A cláusula 7.2 do TCC determinou o arquivamento de todos os procedimentos administrativos contra a empresa caso esta cumpra integralmente com as obrigações estabelecidas no termo. Com isso, na interpretação da BRG, não houve previsão no TCC sobre acesso ao terminal da Bahia após o fim do arrendamento em 2023. Neste caso, porém, a provável sanção do PL 6.407/2013 trará maior segurança jurídica à questão.

Para o acesso ao transporte, há capacidade disponível na TBG e negociações em andamento com a NTS e a TAG.

Condições Atuais

- **Regulamentos para o certificado de independência.** O Decreto 9.616/2018 introduziu o artigo 4-A no Decreto 7.382/2010, outorgando à ANP autoridade para definir os critérios de independência que caracterizam a implementação do artigo 3, parágrafo 3 da Lei 11.909/2009. A ANP deve agora publicar uma resolução com estes critérios.
- **Petrobras concorda com venda de participação em empresas de transporte.** O termo de cessação de prática entre a Petrobras e o CADE incluiu um compromisso de alienação de todas as participações remanescentes em empresas de transporte, à época de 10% na NTS e na TAG, e 51% na TBG.
- **Questões não esclarecidas do acesso efetivo a capacidade de transporte.** Na cláusula 2.2 do TCC com o CADE, a Petrobras se comprometeu a indicar os volumes em cada ponto de recebimento e zona de entrega nos sistemas da NTS e da TAG de modo a eliminar “flexibilidades e o congestionamento contratual”, o que foi feito em 24/9/2019. A cláusula 2.2.1 prevê que a Petrobras promoverá em conjunto com as empresas as adequações necessárias aos contratos de transporte para refletir os novos níveis de acordo com o item 2.2, permitindo que as transportadoras possam ofertar a capacidade remanescente ao mercado *em regime de entradas e saídas*.
- **A bola está com a NTS e a TAG.** Quase um ano após a indicação de volumes pela Petrobras, nenhuma capacidade firme foi ofertada ao mercado até o presente momento.

Passos regulatórios

- **Registro como “carregador” junto à ANP.** Até a promulgação do Decreto 9.616/2018, os procedimentos para obtenção de licença de carregador eram estabelecidos pela Resolução 51/2013. A RANP 51/2013 proíbe que carregadores movimentem gás por dutos em que o carregador possui participação acionária, desde que o gasoduto em questão tenha sido construído sob regime de concessão. Estas revisões se encontram atualmente em revisão pela ANP, com previsão de consulta pública para Outubro de 2020.
- **Ponto virtual.** Outra novidade em discussão na ANP é a criação do ponto virtual de comercialização, que traria o “ponto” de troca das “extremidades” para o “centro” da rede.
- **Participar em chamada pública conduzida pela ANP.** O artigo 7 do Decreto 7.382/2010 prevê que a ANP conduza chamadas públicas para carregadores interessados em contratar capacidade de transporte. Em parágrafo único, o artigo 7 determina que empresas participantes da chamada devem se registrar como “carregadores” junto à ANP. O passo seguinte consiste em tomar parte nas chamadas públicas e reservar capacidade de transporte.

Fonte: Elaboração própria, com base na Lei 11.909/2009, Decretos 7.382/2010 e 9.616/2018, TCC Petrobras/CADE, Resolução ANP 51/2013, Petrobras Fatos e Dados “Petrobras acelera iniciativas para abertura do mercado de gás” (5/2/2020) e Relatório Semanal ABRACEEL 24-28/8/2020.

5

A Logística do Gás Regulações Estaduais

5.1

Desenvolvimentos regulatórios
recentes

São Paulo regulamentou a comercialização de gás natural em 2011, mas até hoje não possui consumidores livres.

Deliberações ARSESP 230/2011, 296/2012 e 297/2012

Vanguarda da regulação estadual da comercialização de gás no país. A ARSESP introduziu em 2011 o primeiro marco regulatório estadual para a atividade de comercialização de gás natural através da Deliberação 230/2011. A norma sofreu apenas pequenas alterações em 2012.

Serviços de comercialização e distribuição. Em relação à CDL, o comercializador de gás natural é um agente que entrega gás natural nos seus city-gates, para em seguida retirá-lo no ponto de entrega da planta do agente livre. A CDL, por sua vez, presta ao comercializador um “serviço de distribuição”, que consiste na movimentação de gás entre dois pontos.

As CDLs podem atuar como comercializadoras. São Paulo não implementou a separação vertical completa das atividades de comercialização e distribuição. O artigo 8 da Deliberação 230/2011 permite que as CDLs atuem como comercializadoras, contanto que, entre outras condições, constituam uma entidade legal distinta com o objeto específico de comercialização de gás natural.

“Termo de compromisso” de comercialização de gás natural. A partir da publicação da Deliberação 297/2012, comercializadores de gás devem firmar um “termo de compromisso” com a ARSESP. Ao firmar o termo, o comercializador se compromete a não realizar atos que possam erodir a concorrência do mercado.

Deliberação ARSESP 231/2011

Distribuição como um serviço. “Agentes livres” no estado de São Paulo, inclusive autoprodutores e autoimportadores, contratarão a CDL para realizar o “serviço” de distribuição.

TUSD. Caso não adquiram a molécula de gás da CDL, agentes livres pagarão pelo serviço de distribuição uma “Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição” (TUSD). A TUSD também é regulada pela ARSESP, assim como o preço do gás para usuário cativos, de acordo com a categoria e classe de consumo a que pertencem.

TUSD-E. Os agentes livres que forem atendidos por gasodutos dedicados terão direito a uma tarifa “TUSD-E” diferenciada.

Agentes parcialmente livres. A Deliberação 231/2011 permite que um agente livre adquira apenas uma parte de seu consumo de comercializadores e o restante da CDL. Neste caso, o agente livre deve primeiro honrar todas as disposições contratuais de consumo cativo (por exemplo, *take-or-pay*), e o consumo restante pode ser alocado ao mercado livre.

Pagamento por capacidade. O contrato de prestação de serviços de distribuição pode conter cláusula de *take-or-pay*, com cobrança limitada a 80% da capacidade contratada.

Interrupção do serviço. A distribuidora pode interromper a entrega de gás natural no caso de atraso de pagamentos tanto à CDL pelo serviço de distribuição quanto à comercializadora pela molécula de gás natural.

Fonte: Elaboração própria com base nas Deliberações ARSESP 230/2011, 231/2011, 296/2012 e 297/2012.

Minas Gerais, através da SEDE, implementou as Resoluções 17 e 18 em 2013 sobre o mercado livre e comercializadores.

Resolução SEDE 17/2013 - Mercado Livre

Comercialização ocasional pela CDL. O Estado de MG permite que a CDL venda gás natural "ocasionalmente" para consumidores livres a preços negociados livremente, contanto que a vigência dos contratos não exceda seis meses.

Evitando comportamento oportunista em cláusulas de *take-or-pay*. O estado proíbe que um supridor com contrato vigente com a CDL venda gás natural a novos usuários livres caso a mudança contratual exponha a CDL a retirar volumes abaixo do nível mínimo de *take-or-pay* acordado com o mesmo fornecedor.

Gasodutos dedicados. O parágrafo 4 do artigo 7 autoriza consumidores livres a construir gasodutos dedicados. O artigo 23 estabelece a mesma distribuição tarifária para estes clientes, deduzidos apenas os custos de capital incorridos pelo consumidor livre. Isso parece contradizer o parágrafo 1, art. 46 da lei 11.909, que prevê uma tarifa de O&M em linha as propriedades específicas do duto dedicado.

Nível mínimo de *ship-or-pay* de 85%. Um adicional de 85% da taxa de utilização será aplicado sobre tarifas de distribuição caso usuários livres consumam abaixo deste patamar. O consumidor livre não tem permissão para venda de capacidade ociosa a terceiros.

Resolução SEDE 18/2013 - Comercialização de gás natural

Registro de agente comercializador no estado de Minas Gerais. O estado de Minas Gerais exige que candidatos a comercializadores no estado obtenham autorização junto à SEDE em procedimento separado do registro de comercializadores no nível federal junto à ANP. Outros estados já reconhecem a licença da ANP como suficiente para exercer a atividade em suas fronteiras.

Comercialização de gás de ultrapassagem. Consumidores livres podem vender volumes excedentes de gás, contanto que realizem registro como comercializadores, seguindo os procedimentos descritos na Resolução 18.

CDLs podem atuar como comercializadoras. Assim como em São Paulo, a CDL estadual pode atuar como comercializadora, contanto que constitua uma entidade legal distinta para tal. Conforme mencionado, isso gera um risco potencial à separação vertical entre as atividades de transporte e distribuição, e entre os demais elos da cadeia de gás natural.

Tarifa regulada para DSAs. A CDL não pode, no entanto, fazer discriminação entre sua empresa de comercialização e as concorrentes. O artigo 23 da Resolução 17 prevê que o preço do serviço de distribuição deve adotar as mesmas margens da distribuição para o mercado cativo. A única exceção ocorre no caso de gasodutos dedicados.

Em 2019, Santa Catarina implementou as Resoluções ARESC 135 e 136, tendo como base as resoluções de São Paulo.

Resolução ARESC 135/2019 - Registro de comercializadores de gás natural.

- **Modelo ARSESP.** A Resolução ARESC 135/2019 toma a Resolução ARSESP 230/2011 como ponto de partida, porém introduz detalhes e modificações ao longo da redação.
- **Diferenças consideráveis.** A Resolução ARESC 135, em geral, incluiu disposições mais detalhadas em comparação com a da ARSESP. Isto inclui disposições estabelecendo a corresponsabilidade de companhias de transporte pela qualidade do gás natural no ponto de entrada da CDL; ajuste da tarifa TUSD para autoprodutores e autoimportadores; proibição da CDL de efetuar atividades de comercialização; exigência de obtenção de autorização da ANP para comercialização; e simplificações de outros requisitos.

Resolução ARESC 75/2017 - Redes Isoladas Locais

- **"Redes isoladas locais".** A ARESC definiu em 2017 o conceito de "rede isolada de distribuição local" como pequenos sistemas de distribuição desconectados da malha principal de distribuição, mas que podem ser atendidos pela CDL, contanto que a companhia estabeleça um "gasoduto virtual" com caminhões-cisterna de gás natural comprimido (GNC) ou GNL.
- **Controvérsia potencial.** O transporte de gás via caminhões de GNC ou GNL, assim como a distribuição de derivados de petróleo por caminhões, é uma atividade concorrencial. No conceito implementado pela ARESC, fica a dúvida sobre a possibilidade de outros distribuidores por caminhão concorrerem com a CDL no suprimento à rede isolada.

Resolução ARESC 136/2019 - Mercado livre

- **Modelo ARSESP (2).** A Resolução ARESC 136/2019 também se baseou na Resolução ARSESP 231/2011 como ponto de partida, porém com as seguintes diferenças.
- **Margens comerciais da TUSD para agentes livres.** Exclusão das margens comerciais das tarifas TUSD para usuários livres;
- **Termos de GSA e DSA.** A ARSESP estabelece que contratos entre comercializadores de usuários livres (GSAs) possuam os mesmos termos que entre comercializadores e CDL para serviços de distribuição (DSAs). A ARESC removeu este requisito da Resolução 136.
- **Retrocesso no *ship-or-pay*.** A ARESC estabelece, sem maiores justificativas, uma cláusula *ship-or-pay* de 100% da capacidade em todos os DSAs. Como referência, a ARSESP prevê uma cláusula *ship-or-pay* de 80%, padrão também no serviço de transporte.
- **Sanções para recepções a maior.** A ARSESP não permite que a CDL cobre dos agentes livres que retirem acima da sua quantidade contratada para determinado período as multas incorridas em outros contratos. Já em Santa Catarina, a CDL pode cobrar do agente livre, além das multas previstas na regulação, todas as multas que a CDL porventura incorra em outros contratos com terceiros em função da recepção a maior por parte do agente livre.
- **Gasodutos internos.** Embora apareça implicitamente na Resolução ARSESP 231, a ARESC explicita que agentes livres são responsáveis por seus gasodutos internos.
- **Consumidores parcialmente livres.** A ARESC prevê consumidores parcialmente livres por meio do artigo 10, nos mesmos termos da Resolução ARSESP 231, acrescentando apenas que o contrato entre o consumidor livre e o comercializador deve considerar o poder calorífico superior do mercado cativo da CDL.

Fonte: Elaboração própria com base nas Resoluções 75/2017, 135/2019 e 136/2019 da ARESC.

O Rio de Janeiro assumiu em 2019 a vanguarda na elaboração de regras para que usuário livres construam dutos dedicados.

Deliberação AGENERSA 3.862/2019

Gasodutos dedicados. A Deliberação 3.862/2019 introduziu novas medidas acerca dos gasodutos dedicados a um único grande cliente nas áreas das concessionárias locais CEG e CEG-Rio (Naturgy).

Normas complexas para a conexão direta ao suprimento de gás. A conexão direta a uma fonte de suprimento de gás acontece quando agentes livres utilizam gasodutos “dedicados” para conectar suas plantas a uma fonte supridora, ou seja, sem utilizar a rede de distribuição que atende aos demais usuários. Pelas regras atuais, mesmo os gasodutos dedicados devem ser operados pela CDL.

Tarifas de distribuição preferenciais para linhas dedicadas. O agente livre pode construir o seu gasoduto dedicado, desde que o posteriormente o transfira para a CDL para a sua operação e manutenção. Neste caso, o agente torna-se elegível a uma tarifa de distribuição diferenciada “TUSD-E”, calculada caso a caso para refletir os custos de operação e manutenção específicos da linha dedicada. No caso de plantas termelétricas, a resolução introduziu ainda a tarifa “TUSD-Térmica” (TUSD-T), com desconto de 22,5% em relação à tarifa TUSD padrão – não cumulativo.

Obrigatoriedade de suprimento de gás natural por chamada pública. Por fim, as CDLs não podem mais adquirir a molécula de gás natural sem conduzir uma chamada pública aberta à participação de todos os potenciais supridores.

Deliberação AGENERSA 4.068/2020

Falhas legais e técnicas na Deliberação 3.862/2019. A Deliberação 3.862/2019 foi questionada em várias pontos através de pedidos de esclarecimento, formalmente denominados “embargos de declaração”. A maior parte dos agentes envolvidos reportaram imprecisões e falta de clareza nas normas relacionadas à construção de gasodutos dedicados.

Deliberação 4.068/2020: um “upgrade”, mantendo o espírito original. Em fevereiro de 2020, a AGENERSA publicou a Deliberação 4.068/2020, preservando o espírito original da Deliberação 3.862/2019. No entanto, todos os artigos da deliberação original receberam nova redação.

Agentes livres podem construir suas próprias linhas dedicadas. A maior parte dos artigos da Deliberação 4.068 dedicam-se a estabelecer as circunstâncias nas quais os agentes livres podem construir diretamente seus próprios gasodutos dedicados. Isto passa a ser permitido apenas quando a CDL está “impossibilitada” de construí-los. Neste sentido, diversos dispositivos impedem que a CDL atrase ou protele demasiadamente a construção da linha, caso deseje construí-la.

Expansão de gasodutos dedicados. A Deliberação proíbe a conexão de terceiros a gasodutos dedicados, sujeitando o agente beneficiado à inelegibilidade ao benefício de tarifas preferenciais TUSD-E ou TUSD-T. A única exceção permitida se dá no caso de novas conexões já previstas no projeto original, para agentes pertencentes ao mesmo grupo econômico do agente livre original.

Fonte: Elaboração própria com base nas Deliberações AGENERSA 3862/2019 e 4068/2020..

Assim ficaram as normas para determinar as margens da distribuição para gasodutos dedicados no Rio de Janeiro:

TUSD-E

- **TUSD-E = Capex-E + Opex-E.** O cálculo da tarifa TUSD-E é regulado pelo artigo 14 da Deliberação 4.068/2020, dado pela soma dos componentes de Capex-E e Opex-E.
- **Capex-E.** O componente Capex-E é cobrado somente quando a linha for construída pela CDL, e pode refletir apenas a recuperação do capital investido na linha dedicada em questão.
 - **Mesmos parâmetros da BRA.** Quando construída pela CDL, a recuperação assumirá os mesmos parâmetros adotados para a Base Regulatória de Ativos (BRA) total da CDL, como o custo médio ponderado de capital (WACC), depreciação admissível, etc.
 - **Bases de ativos separadas.** A recuperação de investimento na linha dedicada deve ser calculada separadamente da base de ativos total da CDL.
- **Opex-E.** O componente Opex-E vai cobrir operação e manutenção (O&M) específicas da linha dedicada em questão, sem margens comerciais.
- **Margem comercial descontada do OPEX-E.** A CDL não está autorizada a cobrar mais nada no componente Opex-E, em especial margens comerciais relativas a contratos de fornecimento de gás já existentes.
- **Inicialmente limitada a novos projetos.** Conforme mencionado, a tarifa TUSD-E inicialmente está reservada a novos gasodutos dedicados construídos após a publicação da Deliberação 4.068/2020. Esta disposição pretende limitar potenciais impactos à estrutura financeira *atual* da CDL.

TUSD-T

- **TUSD-T = TUSD com fator R inferior.** A tarifa TUSD-T atualmente é regulada pelo artigo 15 da Deliberação 4.068/2020, através da alteração do fator R de 1 para 0,775 na fórmula de cálculo da TUSD.
- **Na prática, funciona como desconto *ad hoc* de 22,5% nas tarifas TUSD.** Na prática, o fator R multiplica diretamente os demais componentes da tarifa, o que significa que qualquer valor abaixo de 1 representa um desconto direto nas tarifas prevalecentes.
- **Tarifas TUSD-T diferenciadas para CEG e CEG-Rio.** Como os demais componentes das tarifas TUSD são diferentes para CEG e CEG-Rio, as tarifas TUSD-T resultantes vão variar de acordo com a localização do projeto elegível de geração energética a gás.
 - **CEG:**

$$T = \left[\frac{37.898}{(c+40)^{2,8}} + 0,345 \right] * \frac{R}{26,81} * IGP-M_n$$
 - **CEG-Rio:**

$$T = \left[\frac{33.209}{(c+40)^{2,8}} + 0,302 \right] * \frac{R}{26,81} * IGP-M_n$$
- **Inicialmente limitado a novos projetos.** A tarifa TUSD-T também está inicialmente reservada a novos projetos de geração elétrica, devendo o agente livre optar pela mais favorável dentre a TUSD-E e a TUSD-T.

Fonte: Elaboração própria com base na Deliberação 4068/2020.

Já em 2020, a Bahia implementou a Resolução AGERBA 23, a mais recente dentre os cinco estados analisados.

Resolução AGERBA 23/2020

Abordagem combinada. A Resolução 23 combina assuntos tratados em diferentes resoluções de Minas Gerais e São Paulo, reunindo normas sobre consumidores livres, comercializadores e a construção de gasodutos dedicados por agentes livres.

Flexibilidade de oferta. A revenda é permitida diretamente, uma vez que consumidores livres podem adquirir gás de produtores, autoprodutores, autoimportadores, importadores ou comercializadores.

Liberação de capacidade. Agentes livres podem vender sua capacidade ociosa a outros agentes livres. A CDL pode negar a operação, contanto que consiga embasar a recusa em razões técnicas.

6 meses de aviso antecipado. Usuários cativos aptos a migrar para o mercado livre devem notificar a CDL com 6 meses de antecedência, um dos prazos mais curtos no país. O candidato pode também retirar o requerimento dentro deste prazo de notificação, e a CDL deve aceitar sua permanência no mercado cativo.

Expansão da capacidade. O Artigo 13 contém as normas para a expansão da capacidade e para requisição de entregas para o novo projeto.

Retorno ao mercado cativo. As regras para o retorno ao mercado cativo são relativamente mais rígidas do que em outros estados.

Resolução AGERBA 23/2020 - Cont.

Gasodutos dedicados. O artigo 18 reproduz a redação do Artigo 46 da Lei 11.909, ratificando a habilidade de agentes livres de construir gasodutos dedicados e transferirem a titularidade à CDL para sua operação e manutenção.

Modificações no projeto do gasoduto. A CDL pode requisitar que o agente livre modifique o projeto de gasoduto de modo a poder servir agentes adicionais.

Expansão das linhas dedicadas. Gasodutos dedicados permanecerão de uso exclusivo dos agentes livres por eles atendidos. Se a CDL conectar terceiros à linha, eles não perderão o acesso às tarifas TMOV-E.

Capex nas linhas dedicadas. As despesas de capital em linhas dedicadas, se não custeadas pela CDL, não devem constar na base regulatória de ativos (BRA).

CDL pode atuar como comercializadora. A CDL pode constituir empresa própria de comercialização, desde que seja uma entidade legal distinta da distribuidora.

TMOV (TUSD). A AGERBA estabelece a TUSD equivalente à margem para clientes cativos menos o custo de aquisição de gás e - de maneira inovadora – os custos evitados. Estes incluem não apenas as margens comerciais, mas também despesas com gerenciamento, marketing, comercialização, despesas jurídicas, etc.

TMOV-E (TUSD-E). A AGERBA estabelecerá o valor das tarifas TMOV-E, que refletirão os custos específicos de O&M, porém apenas no caso em que o agente livre é o construtor da linha.

5.2

Desenvolvimentos regulatórios
esperados no futuro próximo

Em sua agenda regulatória 2020-21, a ARSESP pretende aprimorar as normas de comercialização nas seguintes áreas:

Swap entre CDLs estaduais

Condições para a troca operacional (“swap”) de gás natural entre CDLs de São Paulo. A ARSESP detém autoridade para permitir que as CDLs do estado de São Paulo troquem gás entre elas, inclusive com interconexões físicas, sem utilização do sistema de transporte.

Ameaças à concorrência e expansão do transporte? Esta ação é potencialmente controversa, uma vez que permitiria a expansão da malha de distribuição de modo a evitar a necessidade de expandir o sistema de transporte no entorno do estado, que está sujeito a normas federais de livre acesso mais rígidas (ex: o projeto Ramal Subida da Serra).

Encargos

Gerenciamento de riscos. As CDLs buscam espelhar as condições comerciais do contrato de fornecimento com os de acordos de venda em suas malhas.

Encargos de capacidade. Por exemplo, as CDLs pagam encargos de capacidade nos contratos com fornecedores, que devem ser refletidos na estrutura tarifária. Para acompanhar a evolução dos contratos, a ARSESP precisa aprimorar seus regulamentos.

Preço de gás de ultrapassagem (PGU). Este encargo é cobrado quando volumes retirados ficam acima capacidade originalmente contratada, e também deve ser refletido nas tarifas do gás.

Agentes livres

Limite mínimo para agentes livres. Limite ainda menor, abaixo de 300 mil m³ por mês.

Agentes parcialmente livres. Revisão do prazo máximo para as concessionárias entregarem contratos de distribuição (DSA) a usuários parcialmente livres.

Autorização simplificada para comercializadores. Há hoje sobreposição entre os requisitos da ANP e da ARSESP.

Comercialização do gás de ultrapassagem por usuários livres. Permite que usuários livres revendam seus volumes excedentes.

DSA padronizado. Parâmetros uniformes para contratos de prestação de serviços de movimentação pela CDL.

Leilões de suprimento de gás

Leilões públicos. A ARSESP deseja exigir que as CDLs passem a adquirir moléculas de gás para consumidores cativos através de leilões públicos, de modo a garantir compras ao menor custo possível.

Desafios à frente. Organizar leilões deste tipo é desejável, mas ao mesmo tempo é também um desafio. O preço não é o único componente de um contrato de fornecimento de gás natural. A segurança do suprimento, a flexibilidade e a credibilidade dos fornecedores são fatores-chave, ainda que subjetivos. Em tese, pode ser desejável comprar o gás de uma fonte mais cara, caso a alternativa mais barata possua um alto nível de risco de falhas.

TUSD-E

Autoprodutores e autoimportadores. A TUSD-E atualmente é regulada somente pelo parágrafo 8, artigo 3 da Deliberação 231/2011. Desde então, a estimativa de tarifas TUSD-E foi realizada caso a caso, sobretudo para gasodutos dedicados existentes.

Consumidores Livres. A norma atual e o item pautado na agenda regulatória concernem apenas agentes autoprodutores e autoimportadores. Não está claro por que consumidores livres não são elegíveis à TUSD-E, já que o custo de servi-los por linha dedicada é o mesmo dos de autoprodutores e autoimportadores.

Nota: A ARSESP está conduzindo entre 8/8 e 7/9/2020 a Consulta Pública 10/2020 para atualizar as Deliberações 230 e 231/2011.

Fonte: Elaboração própria com base nos documentos das Consultas Públicas ARSESP 02 e 10/2020.

Já Minas Gerais não possui audiências públicas agendadas, e atualmente está trabalhando no “IPO” da Gasmig.

Quem paga o preço da renovação de concessão da Gasmig de 2014?

Extensão da concessão da Gasmig em 2014 por mais 30 anos. Em dezembro de 2014, por meio de uma segunda alteração no contrato de concessão, o estado de Minas Gerais estendeu o prazo da concessão da Gasmig por mais 30 anos, até 2053. Em troca, a Gasmig concordou em construir um grande gasoduto de distribuição até a região do triângulo mineiro partindo da cidade de Queluzito (Gasbel).

A Gasmig concordou em pagar R\$ 852 milhões ao estado de Minas Gerais em 2019. Em 2015, a Petrobrás cancelou o projeto UFN V em Uberaba e o projeto de construção do gasoduto Queluzito-Uberaba perdeu sua motivação. Deste modo, a Gasmig teria recebido a extensão do contrato de concessão em 2014 sem contrapartida. Assim, em setembro de 2019 a CDL concordou em pagar ao governo mineiro o valor à vista de R\$ 852 milhões, enquanto o estado permitiu que a CDL repasse a recuperação desta despesa às tarifas de distribuição.

Judicialização à vista. Segundo reportagem do jornal Valor Econômico em 16 de Junho de 2020, a ABRACE, em nome de grandes consumidores industriais do estado, considera entrar com um processo judicial contra a Gasmig e o estado de MG pela operação. A associação argumenta que os consumidores não estão recebendo nenhuma contrapartida pelo pagamento dos R\$ 852 milhões a serem cobrados nas tarifas. Em resposta, a Gasmig declarou que o custo pode vir a ser absorvido pela CDL sem impacto nas tarifas de distribuição.

Oferta pública inicial de ações da Gasmig (IPO)

O Governo Romeu Zema (2019-22) pretende privatizar a Gasmig. O Governo Zema traçou um extenso plano de privatizações das empresas estatais do estado de Minas Gerais. Isso inclui a companhia de distribuição de eletricidade Cemig, que é a entidade controladora da concessionária de gás local Gasmig, com 99.6% das ações.

A Constituição de Minas Gerais estabelece limites a privatizações. A Constituição do estado de Minas Gerais contém no artigo 14, parágrafos 15, 16 e 17 disposições sobre a privatização de companhias de propriedade do estado. Atualmente, a privatização da Gasmig requereria a aprovação da assembleia legislativa por maioria de 60%, seguida de aprovação em referendo popular.

Intenção de venda de participação de 49% em oferta pública inicial (IPO). Sem poderes para privatizar a Gasmig, o governo Zema está preparando a privatização da CODEMIG, que detém participação societária em uma mina de nióbio, seguida da COPASA (saneamento). Em paralelo, o governo pretende lançar no segundo semestre de 2020 o desinvestimento de 49% de participação na Gasmig.

Consequências reduzidas para a comercialização de gás natural em Minas Gerais. O IPO da Gasmig provavelmente não afetará a postura da empresa frente a consumidores livres e à atividade de comercialização de gás no estado. Ao contrário de Rio de Janeiro e São Paulo, a CDL atualmente é autorizada a adotar a mesma margem de distribuição para todos os consumidores livres, exceto quando constroem suas próprias linhas dedicadas, o que deve seguir inalterado após o IPO.

Fonte: Elaboração própria com base nas reportagens do jornal Valor Econômico “Zema projeta obter R\$ 50 bilhões com privatizações e negocia empréstimo” de 17/10/2019 e “Abrace pode levar a Gasmig à Justiça” de 16/6/2020 .

Em Santa Catarina, um grupo de trabalho do governo busca medidas para reduzir o preço do gás. Isto poderia se dar via:

TUSD-E

- **Oportunidade desperdiçada?** A Resolução ARES 136/2019 tomou como modelo a Resolução ARSESP 231/2011, que menciona brevemente a possibilidade de tarifa TUSD-E dedicada no parágrafo 8 do artigo 3, sem entrar em detalhes. Enquanto isso, o Rio de Janeiro publicava a Deliberação 3.862, posteriormente alvo de inúmeras críticas, em parte devido ao ônus de se estar na vanguarda da implementação desta matéria no país.
- **Um parágrafo adicional.** O Artigo 3 da resolução da ARES contém um parágrafo adicional, ausente da resolução modelo da ARSESP, prevendo que a metodologia para estimativa da tarifa TUSD será definida por uma nova resolução, ainda não publicada.

GNL em Imbituba, São Francisco do Sul

- **Terminal Gás Sul (TGS).** A Golar Power está desenvolvendo o Terminal Gás Sul em Santa Catarina, que ficará localizado na baía de Babitonga, próximo à fronteira com o Paraná. O terminal entregará 15 MMm³/d de GNL regaseificado ao Gasbol e a uma usina termelétrica a gás de 600 MW operada pela Engie.
- **Imbituba.** O Porto de Imbituba foi inicialmente considerado como a locação mais adequada do estado para abrigar o terminal, pois o Porto já possui um molhe de abrigo. No entanto, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) menciona que o molhe é antigo e frequentemente sofre galgamentos, permitindo que ondas penetrem na área protegida, o que afetaria a operação do terminal.

Gasodutos dedicados

- **E quanto a novos gasodutos?** O Artigo 3, parágrafo 8 da Resolução ARSESP 231 foi concebido com os casos das usinas paulistas Euzébio Rocha e Fernando Gasparian em mente. O artigo não menciona agentes livres ou construção de novas linhas por CDLs, por não ser na época um assunto pertinente a São Paulo quando a resolução foi publicada em 2011. A ARES também não abordou esta possibilidade na Resolução 136.
- **Gasodutos localizados em propriedades privadas.** A ABRACE solicitou um acréscimo ao Artigo 3, prevendo que gasodutos dentro de propriedades privadas de agentes livres sejam isentos da tarifa TUSD. A ARES respondeu que isso era desnecessário porque já seria questão de entendimento geral. Entretanto, disputas neste sentido existem no país.

Biometano

- **Chamada pública do biometano em andamento.** A ARES está conduzindo atualmente audiências públicas para uma nova resolução sobre a produção de biometano em aterros sanitários para fornecimento à CDL do estado. A minuta da resolução apresentada pela ARES também se apoia nas experiências da ARSESP como ponto de partida, neste caso a Deliberação ARSESP 744/2017.
- **Potencial promissor.** Em estudo de 2019, a Biogás Brasil estima a produção potencial de biometano de dejetos suínos em Santa Catarina em mais de 1 MMm³/d. Naturalmente, essa estimativa baseia-se no total de plantéis suínos do estado, sem considerar escala e distância dos gasodutos existentes.

No Rio, a Deliberação 4.068/2020 recebeu novos embargos de declaração pela Naturgy, Petrobras, Marlim Azul e Firjan.

Naturgy (principais pontos)

- **Normas pouco claras para construção de linhas dedicadas por terceiros.** Pela redação da Deliberação 4.068/2020, agentes livres estão autorizados a construir novas linhas quando a CDL “não estiver apta” a construí-los. Evidentemente, argumentam, a CDL sempre está apta a construí-las, desde que em seus próprios termos. A Naturgy solicitou definições mais objetivas sobre o que caracterizaria sua falta de aptidão a construir gasodutos dedicados.
- **Ressarcimento ao agente livre pela transferência da linha dedicada à CDL.** Argumenta que não faz sentido que a CDL compre o gasoduto dedicado do agente livre, para em seguida apenas cobrar do agente livre o custo de operação e manutenção da linha. Assim, a recuperação do custo da compra seria repassada aos usuários que não utilizam a linha?

Marlim Azul

- **Direitos preferenciais da CDL para a construção de gasodutos dedicados.** Questiona que embora a Deliberação 4.068 limite a possibilidade da CDL construir gasodutos dedicados, em última instância ela preserva preferência da CDL em construí-los caso consigam atender todos os requisitos. Solicita que agentes livres tenham o direito de construir suas linhas dedicadas sem qualquer interferência da CDL.
- **Perda de elegibilidade à TUSD-E mediante conexão de terceiros à linha dedicada.** Questiona a disposição de perda de elegibilidade do agente livre original à TUSD-E no caso da CDL autorizar a conexão de um terceiro à linha, uma vez que a decisão está fora do controle do agente livre.

Petrobras

- **Níveis de consumo mínimo para agentes autoprodutores e autoimportadores.** A Petrobras questiona o limite de 100 mil metros cúbicos por dia para que autoimportadores e autoprodutores possam construir linhas dedicadas. Argumenta que a ANP não determina um nível mínimo de consumo para definir agentes autoprodutores e importadores, e que portanto o regulador estadual não teria fundamentação para utilizar este critério.
- **Discriminação entre gasodutos dedicados novos e existentes.** A Petrobras questiona também a limitação imposta pela Del. 4.068 para que projetos existentes e já servidos por gasodutos dedicados tenham direito às tarifas preferenciais TUSD-E ou TUSD-T. Argumenta que a diferenciação temporal dos projetos não está prevista no artigo 46 da Lei 11.909.

Firjan

- **Regras claras para a mensuração de consumo mínimo.** Requer critérios claros para a medição do consumo médio de 10 mil metros cúbicos por dia, uma vez que diferentes atividades industriais apresentam variabilidade diária diferente em seus perfis de consumo.
- **Custos dos requisitos analíticos para gasodutos dedicados.** Não está claro quem arcará com gastos da CDL em estudos de viabilidade dos projetos de gasodutos dedicados. Caso não seja o agente livre, o custo seria injustamente transferido a consumidores cativos.
- **Promoção da conexão de terceiros a linhas dedicadas.** A conexão de clientes adicionais a linhas dedicadas deveria ser limitada apenas para o caso de o próprio agente livre estar operando efetivamente a linha.

Nota: Pelo que temos notícia, não foram abertos até o presente momento pela AGENERSA os quatro processos regulatórios previstos nos art. 13, §2, 14 § 4, 20 e 21 da Deliberação 4.068/2020, todos com prazo de 60 dias segundo deliberação..

Fonte: Elaboração própria com base nos embargos de declaração da Naturgy, Petrobras, Marlim Azul e Firjan à Deliberação 4.068/2020 da AGENERSA.

Na Bahia, a resolução 23 não incluiu três disposições cruciais, que provavelmente serão necessárias no futuro próximo:

Consumidores parcialmente livres.

Ou é livre, ou é cativo. O parágrafo 3, artigo 9 da Resolução 23/2020 determina que um agente livre elegível só pode migrar para o mercado livre de gás ao término de seu contrato de fornecimento com a CDL. Assim, a Resolução 23/2020 exclui a modalidade de consumidor "parcialmente livre", ou seja, um consumidor que adquire parte de seus volumes da CDL, e o restante de um comercializador.

Riscos potencialmente proibitivos ao se tornar um consumidor livre. Grandes consumidores industriais talvez não queiram correr o risco de migrar toda a sua demanda para o mercado livre em um único momento. A CDL oferece em geral mais confiabilidade do que um comercializador de gás natural, já que atua de fato como a maior comercializadora estadual, adquirindo a molécula de gás no atacado para revenda a inúmeros consumidores cativos. Esta abordagem de "ou um ou outro" resulta em uma considerável barreira à expansão do mercado livre na Bahia.

Pequenos produtores do Recôncavo estão vendendo gás para a Bahiagás. A inexistência de consumidores parcialmente livres é provavelmente um entrave para que empresas como a Alvo Petro possam vender sua produção de gás para consumidores livres no estado. Enquanto produtor independente, seus volumes são provavelmente inferiores às necessidades de grandes consumidores industriais. O cliente fica impossibilitado de migrar para o mercado livre com base apenas nos pequenos volumes de produtores independentes na Bacia do Recôncavo.

Autorização para comercializador a nível estadual

A AGERBA não reconhece autorização da ANP para atividade de comercialização. O Rio de Janeiro recentemente passou a aceitar a autorização da ANP para comercializadores de gás natural como requisito suficiente para registro no estado. Já a Resolução AGERBA 23/2020 obriga comercializadores a realizar processo de autorização específico na Bahia.

Requisitos muitos similares. Os requisitos para o registro de comercializador na Bahia são muito similares. A exigência a potenciais comercializadores de obter autorização em cada estado em que desejem operar torna o processo burocrático e redundante. Usuários livres no estado da Bahia deverão solicitar futuramente que esta norma seja modificada, igualando o precedente estabelecido pelo estado do Rio de Janeiro com a Deliberação 4.068/2020.

Limite mínimo para consumidores livres

Unidades usuárias de consumo livre. Na contramão de outros estados, a Resolução AGERBA 23 definiu o conceito de "unidade usuária" de consumo livre, impondo que todo usuário livre esteja associado a um ponto compartilhado de entrega da CDL.

300 mil metros cúbicos por dia por unidade usuária de consumo livre. O volume mínimo, portanto, para pleitear consumo livre na Bahia é igual a de outros estados modernos do Brasil, mas o volume é mensurado por ponto de entrega e não pela entidade legal que adquire o gás.

Agentes com mais de uma planta não podem comprar gás natural conjuntamente. Assim, clientes que operam conjuntamente pequenas e grandes plantas não poderão adquirir volumes para as pequenas plantas no mercado livre.

5.3

Principais desafios existentes
para o consumidor livre

Os desafios para os consumidores livres em São Paulo se concentram principalmente nas esferas comercial e logística.

Poucos agentes livres

~170 clientes potenciais. A Comgas possui hoje cerca de 170 potenciais consumidores livres. Deste total, cerca de 36 consomem quase a metade de todos os volumes distribuídos pela CDL. Este é um número reduzido em termos da criação de um mercado líquido para a molécula de gás natural.

Consórcio de compra. Individualmente, tende a ser difícil, mesmo para um consumidor grande, atingir sozinho a capacidade para adquirir gás natural em condições mais vantajosas que a CDL. É preciso a elaboração de uma estratégia de compra que agregue as demandas de um *pool* de clientes livres, de modo a reduzir os preços.

Poucos supridores

Petrobras. Atualmente, a estatal é a única fornecedora de gás para as distribuidoras de São Paulo. Até o presente também não temos notícia de que a empresa tenha comercializado volumes diretamente a usuários livres no estado, o que, sem um supridor alternativo para o gás, os deixaria na condição de cativos à distribuidora local.

YPFB. Atualmente a TBG está oferecendo capacidade ociosa no Gasbol para venda em modalidade firme. No entanto, não temos notícia sobre a disponibilidade de volumes excedentes na YPFB para venda a comercializadores brasileiros. É possível que existam, ao menos, volumes residuais.

Predomínio da COSAN?

Compass Gás e Energia. O arcabouço regulatório de São Paulo permite que os controladores da CDL realizem também atividades de comercialização de gás. A COSAN, controladora da Comgas, adquiriu a Compass Gás e Energia, criando assim um braço de comercialização.

Terminal de Regaseificação. A COSAN também buscar montar mais posições na cadeia de valor do gás natural, com planos para desenvolver o gasoduto de transferência Rota 4 da bacia de Santos, e um terminal de regaseificação de GNL na costa de São Paulo. Isto trará flexibilidade ao portfólio da empresa, gerando potencialmente um importante diferencial competitivo.

Capacidade no Gasbol

Petrobrás reduz sua capacidade. Em 2020, a Petrobrás concordou em reduzir sua capacidade firme contratada no Gasbol em relação aos volumes pleiteados na chamada pública de 2019. Assim, 10 milhões de m³/dia de capacidade foram liberados de 2021 em diante.

Garantias financeiras. Os compradores de capacidade da empresa devem aceitar as cláusulas de take-or-pay exigidas pela TBG. Porém, para assumir esses compromissos, os comercializadores precisam assegurar acesso a contratos de suprimento de gás natural. Esta coordenação é um grande desafio aos comercializadores.

Acesso à oferta boliviana

Produção em declínio. Não houve nos últimos 15 anos na Bolívia descobertas significativas de campos de gás. Os quatro principais campos - Sabalo, San Alberto, Margarita e Incahuasi - estão todos em platô ou declínio, reduzindo ano a ano os volumes disponíveis para o mercado brasileiro.

Oportunidade de “swap” com a Argentina? A Bolívia tem um contrato de exportação de gás para a Argentina até 2026. No entanto, a necessidade de gás da Argentina provavelmente cairá, sobretudo durante o verão austral, para dar espaço à produção crescente em Vaca Muerta. A Argentina poderia reduzir seus volumes, liberando uma oferta adicional ao Brasil.

Em Minas Gerais, o principal desafio para o surgimento de consumidores livres é o acesso à capacidade de transporte.

Acesso à NTS

Indisponibilidade de capacidade na NTS. Minas Gerais é atualmente servida pelos gasodutos Gasbel I e II, do Rio de Janeiro, e o Paulínia-Jacutinga, de São Paulo. As três linhas fazem parte da malha dutoviária do Sudeste, cuja capacidade segue, por enquanto, plenamente contratada para a Petrobras até 2026.

TCC Petrobras/CADE. O TCC entre a Petrobras e o CADE, em sua cláusula 2.6, estipula que a Petrobras diminuirá sua flexibilidade na NTS. Ou seja, reduzir a habilidade de solicitar capacidade em todos pontos de entrada e saída da malha, o que tem o potencial de liberar capacidade firme na malha.

Acesso ao suprimento de gás

Petrobras ainda é a única supridora da malha da NTS. Atualmente, a Petrobras segue como a única supridora interconectada aos pontos de entrada da malha da NTS.

Capacidade ociosa do Gasbol. Havendo capacidade na NTS, carregadores que adquirissem capacidade no Gasbol poderiam entregar à malha da NTS nos pontos de entrada de Paulínia ou Guararema, contanto que consigam garantir acesso a fornecimento de gás boliviano.

SIE e Cabiúnas. Equinor, Shell, Total e outros produtores podem solicitar capacidade no SIE (transferência) e em Cabiúnas, passando a poder entregar gás para a malha NTS.

Tarifa por entradas e saídas

Incentivos limitados à NTS. Grandes investidores estrangeiros adquiriram participação na NTS, e a recuperação do investimento se dá via o pagamento gradual de tarifas de transporte *ship-or-pay* pela Petrobras. Não há portanto maiores incentivos para que a empresa aceite a conversão precoce do contrato de serviço de transporte (GTA) de 2026 ao regime de entradas e saídas.

Regulador de mãos atadas. Caso a NTS não concorde em modificar seus contratos, em princípio nada poderia ser feito. O contrato existente constitui um "ato jurídico perfeito", e uma nova legislação ou regulação não pode retroagir sobre contratos vigentes.

Gasoduto Brasil-Central

Projeto enfrenta dificuldades. O projeto do gasoduto Brasil-Central, conectando São Carlos (Gasbol) a Brasília tenta decolar desde os anos 2000. Agora que é possível assegurar capacidade no Gasbol, a TGBC pretende inaugurar a linha em 2025.

Desafios em diversas frentes. Caso se concretize, restam diversas dúvidas acerca de oportunidades concretas para comercialização de gás nesta linha. A companhia poderia ser o "carregador inicial" da linha por até 10 anos, em troca de assumir o risco do investimento na infraestrutura. Porém garantir acesso a molécula de gás permanece um desafio, assim como a falta de clientes-âncora.

Caminhões-cisterna de GNL

Projeto Gemini. Desde meados dos anos 2000, a Petrobras e a White Martins lançaram o Projeto Gemini em São Paulo, alimentando a planta diretamente do Gasbol, sem intermediação da companhia distribuidora Comgás.

Batalha jurídica atualmente no STF. A batalha jurídica entre São Paulo e a União questiona se o uso de caminhões-cisterna de GNL pode ser considerado como atividade de distribuição de gás natural, ou se seria uma modalidade concorrente à distribuição de gás canalizado. Caso o STF entenda pela segunda opção, um vasto "oceano azul" se abriria para a comercialização de gás natural em todo o país*.

* - Nota: durante a discussão judicial, o projeto vem operando normalmente sem o envolvimento da companhia distribuidora local.

Fonte: Elaboração própria com base nos sites eletrônicos da NTS e TGBC, TCC Petrobras e CADE, e reportagem da Brasil Energia "STF Retoma Julgamento do Projeto Gemini" de 13/5/2020.

Em Santa Catarina, há capacidade de transporte disponível na TBG. O principal desafio é obter acesso à molécula de gás.

Acesso ao Gás Boliviano

Capacidade disponível na TBG. Ao contrário de outros estados, há capacidade de transporte disponível na malha dutoviária que serve a SCGás. O problema reside em assegurar acesso a fontes de suprimento de gás natural.

Fornecimento Boliviano em Declínio. Conforme discutido anteriormente, os volumes de gás natural boliviano só podem ser adquiridos da YPF, e as reservas de Bolívia estão em declínio.

Compass e Gas Bridge. No entanto, Compass e Gas Bridge participam da atual temporada aberta da TBG, e podem vir a obter gás para consumidores livres em Santa Catarina

Acesso ao Gás Argentino

Seção 2 do gasoduto TSB. Em 2018, foi divulgado que empresas argentinas estariam estudando a conclusão do gasoduto TSB que conecta Uruguaiana a Porto Alegre. Mas as negociações teriam sido interrompidas com o advento da crise macroeconômica Argentina em 2019.

Potencial concorrência. A produção de Vaca Muerta está cada vez mais competitiva, e necessita de um canal para escoar exportações durante o verão Austral. Caso o TSB chegue ao Gasbol em Porto Alegre, *swaps* para entregas em Santa Catarina e até São Paulo poderiam ser acordadas. Esta é uma possibilidade econômica concreta para o médio prazo.

Entregas da NTS ao Gasbol

Entradas e saídas na NTS. Eventuais atrasos na implementação do regime de entradas e saídas na malha da NTS devem adiar a alternativa de entrega de gás à NTS por produtores não-Petrobras de gás natural do pré-sal, para retirada no Gasbol e entrega em Santa Catarina.

Chamadas públicas coordenadas. Para entregar gás à NTS para retirada no Gasbol, carregadores devem solicitar à TBG capacidade de entrada a partir da NTS, e à NTS capacidade de saída para a TBG. Para coordenar estas solicitações, é necessário que as chamadas públicas sejam coordenadas pela ANP para que aconteçam ao mesmo tempo.

Entregas de GNL ao Gasbol

Oito projetos de GNL. No total, oito projetos de GNL estão atualmente em estudo nos estados servidos pelo Gasbol, com potencial de entregas diretas a clientes de Santa Catarina. Dentre eles, o Terminal Gas Sul de Santa Catarina e o da COSAN em São Paulo são os mais avançados.

Acesso com PL 6.407? O Decreto 9.616 poderia ser insuficiente para garantir o acesso negociado a um terminal de regaseificação em Santa Catarina. Contudo, com as normas de acesso aberto negociado previstas no PL 6.407/2013, haveria maior segurança jurídica para o acesso à capacidade disponível do terminal em Santa Catarina.

Redes isoladas locais

Caminhões-cisterna de GNL. A entrega de gás natural a indústrias por meio de caminhões-cisterna de GNL é uma forma de contornar os elevados custos do transporte e distribuição no Brasil, sobretudo se o terminal de regaseificação da TGS entrar em operação em Santa Catarina.

Monopólio da CDL? A Resolução ARESC 75/2017 deixa em aberto a questão acerca do status dos caminhões-cisternas de GNL no estado. Fariam parte do monopólio de distribuição da SCGás, ou constituiriam uma atividade concorrencial?

Já no Rio, os desafios permanecem na esfera regulatória, principalmente quanto à clareza do novo marco regulatório.

Aviso prévio à CDL

Aviso com antecedência mínima de 12 meses. O artigo 19 da Deliberação 4.068/2020 estabelece uma antecedência mínima de 12 meses para que um cliente avise à CDL de sua intenção de migrar para o mercado livre, o que gera riscos para o potencial agente livre.

Vigência mínima do DSA

Duração mínima dos DSAs. As CDLs requisitaram um mínimo de dois anos para a vigência de contratos de prestação de serviços de distribuição (DSAs). A regulação não menciona se uma CDL pode rejeitar o retorno de um agente livre, o que expõe o agente livre a mais riscos.

Acesso a TUSD-E

Novos projetos primeiro. O artigo 14, parágrafo 3 da Deliberação 4.068 limitou por três anos o acesso à TUSD-E a novos projetos. O parágrafo 4 convoca um novo processo de regulação para avaliar os impactos resultantes de oferecer este benefício aos clientes existentes.

Volumes Excedentes

Regras pouco claras no artigo 2 da Deliberação 4.068. A redação do artigo 2 não deixa claro se consumidores parcialmente livres, ao adquirirem parte de seus volumes no mercado livre, podem revender eventuais excedentes no mercado.

Take-or-Pay das CDLs

Cláusulas flexíveis de Take-or-Pay. O artigo 17 da Deliberação 4068, em seu item II, prevê que em futuros acordos de fornecimento de gás as CDLs ofereçam flexibilidade nos termos de take-or-pay, refletindo uma potencial saída de consumidores livres da malha.

Acesso a tarifa TUSD-T

Novos projetos primeiro. O artigo 15, parágrafo 1, impede o acesso a tarifas TUSD-T aos projetos já existentes, convocando um novo processo regulatório para avaliar os impactos da outorga deste benefício a estas centrais elétricas. Apenas novos projetos ganharam o benefício.

Contrato de Concessão

Quebra contratual? A cláusula 7, parágrafo 18 dos contratos de concessão das CDLs do Rio de Janeiro assegura que elas poderão cobrar a mesma tarifa original de distribuição de consumidores que migrem para o mercado livre, o que vedaria a cobrança de TUSD-E e TUSD-T.

Margem comercial da CDL

Nível estabelecido em 1,9%. O artigo 13 da Deliberação 4.068/2020 estabelece que a margem comercial da CDL é estimada em 1,9%, convocando um processo regulatório específico para avaliar este limite. Não está claro qual será este nível no futuro.

Transparência dos preços

Contratos de prestação de serviços de distribuição (DSAs) pouco claros. O Rio de Janeiro ainda não possui normas para a estrutura de DSAs. CDLs já fizeram sugestões de regulação, mas não foram incluídas na Deliberação 4.068/2020.

Quem constrói o duto?

CDLs ainda podem construir as linhas. Embora as condições sejam rigorosas, caso a CDL cumpra todos os requisitos, terá preferência para a construção de linhas dedicadas. Isso aumenta os riscos para o agente livre que está construindo um novo projeto.

Por fim, na Bahia, o desafio para a comercialização é o acesso à malha da TAG e ao terminal de regaseificação da Bahia.

Acesso à TAG

Malha Bahia. A área da Bahiagás no entorno de Salvador é servida também por uma "sub-malha" de gasodutos de transporte da TAG denominada Malha Bahia.

Necessidade de área comercial reduzida. Como oficialmente a Malha Bahia é parte da Malha Nordeste da TAG, a única maneira de acessar capacidade desta sub-malha é contratando capacidade na Malha Nordeste da TAG como um todo.

Ausência de incentivos à TAG. Assim como a NTS, a TAG não tem nada a ganhar por receber entrantes na malha. Pelo contrário, o risco comercial de seu investimento poderia aumentar em relação ao atual.

Acesso a GNL regaseificado

Arrendamento do TRBA até dezembro de 2023. Por meio do TCC com o CADE, a Petrobras se comprometeu a arrendar o terminal de regaseificação da Bahia (TRBA) até dezembro de 2023. Os candidatos, no entanto, enfrentam dificuldades para assegurar acesso à capacidade de transporte na TAG.

Terminal da CELSE em Sergipe. O terminal de regaseificação da CELSE em Sergipe também pode entregar gás à TAG no futuro, para retirada na Malha Bahia. Contudo, além do regime de entradas e saídas, podem haver gargalos na Malha Nordeste entre os pontos de recepção em Sergipe e entrega na Bahia.

Gás Natural da Bahia

Alvopetro. A produção de gás natural da bacia do Recôncavo encontra-se em declínio, porém pequenos operadores como a Alvopetro vêm obtendo sucesso na modernização de antigos reservatórios e aumentaram o fornecimento para venda direta à Bahiagás. A empresa investiu até em uma nova unidade de processamento.

ENAUTA vende Manati para GasBridge. A ENAUTA vendeu recentemente sua participação de 45% no campo de Manati para a Gas Bridge, que poderá ofertar seu gás diretamente aos clientes livres potenciais na área da Bahiagás, concorrendo potencialmente com os arrendatários do TRBA e produtores do Recôncavo.

Gasene Norte

Projeto do Gasene. O Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE), composto dos trechos Sudeste e Nordeste, conecta o estado do Rio de Janeiro à Bahia, com capacidade projetada de 20 MMm³/d.

Compressão insuficiente. O trecho Norte entrou em operação sem todas as estações de compressão necessárias para alcançar a capacidade de 20 MMm³/d.

Desafios para movimentar gás do pré-sal até o Nordeste. À medida que a produção nordestina declina, a TAG poderá enfrentar um gargalo na movimentação de volumes do Sudeste até a região, ou realizar investimentos em compressão.

Clientes com pequena escala

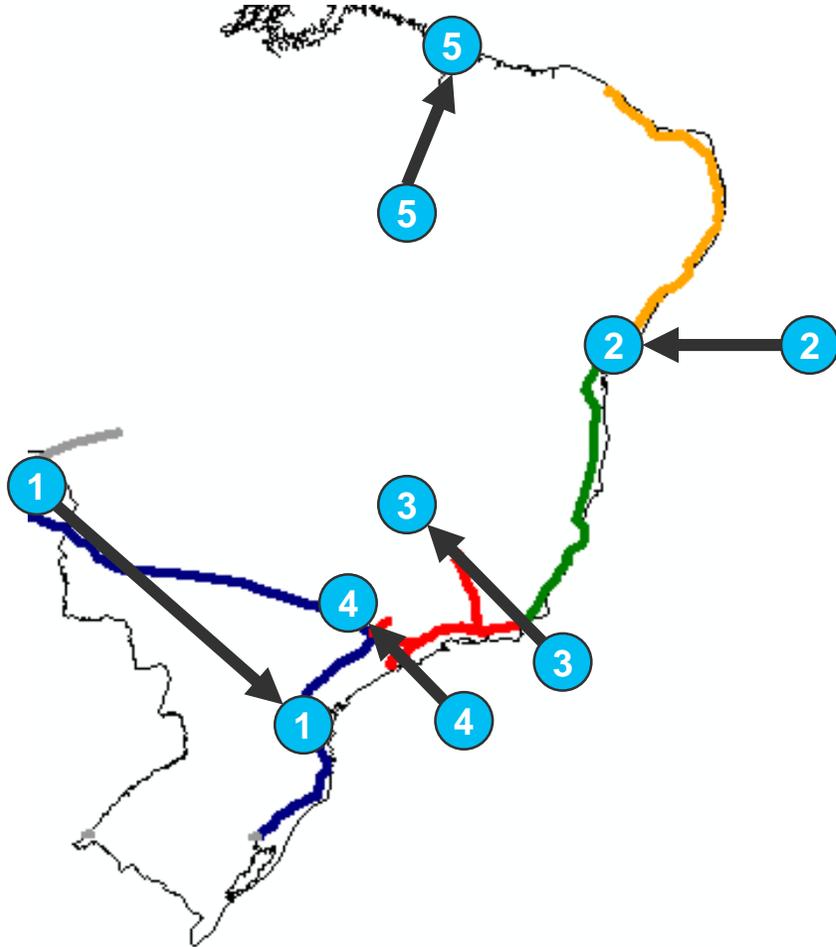
36 usuários livres industriais. A Bahiagás atualmente possui 104 clientes industriais, mas dentre estes apenas 36 consumiram acima de 10 mil m³/d em 2016, com um consumo médio de 189 mil m³/d, e um consumo total de cerca de 2,4 milhões MMm³/d.

Escala da demanda. A capacidade do terminal de regaseificação da Bahia é 20 MMm³/d, impossibilitando preencher o terminal sem o despacho das usinas termelétricas a gás natural do estado - o que ocorre apenas ocasionalmente. Há espaço assim para a entrada de um comercializador que agregue esta demanda em compras "spot" de cargas de GNL.

6

Estudos de caso

Analizamos a seguir os desafios pelo atual marco regulatório para a comercialização de gás através de cinco casos concretos.

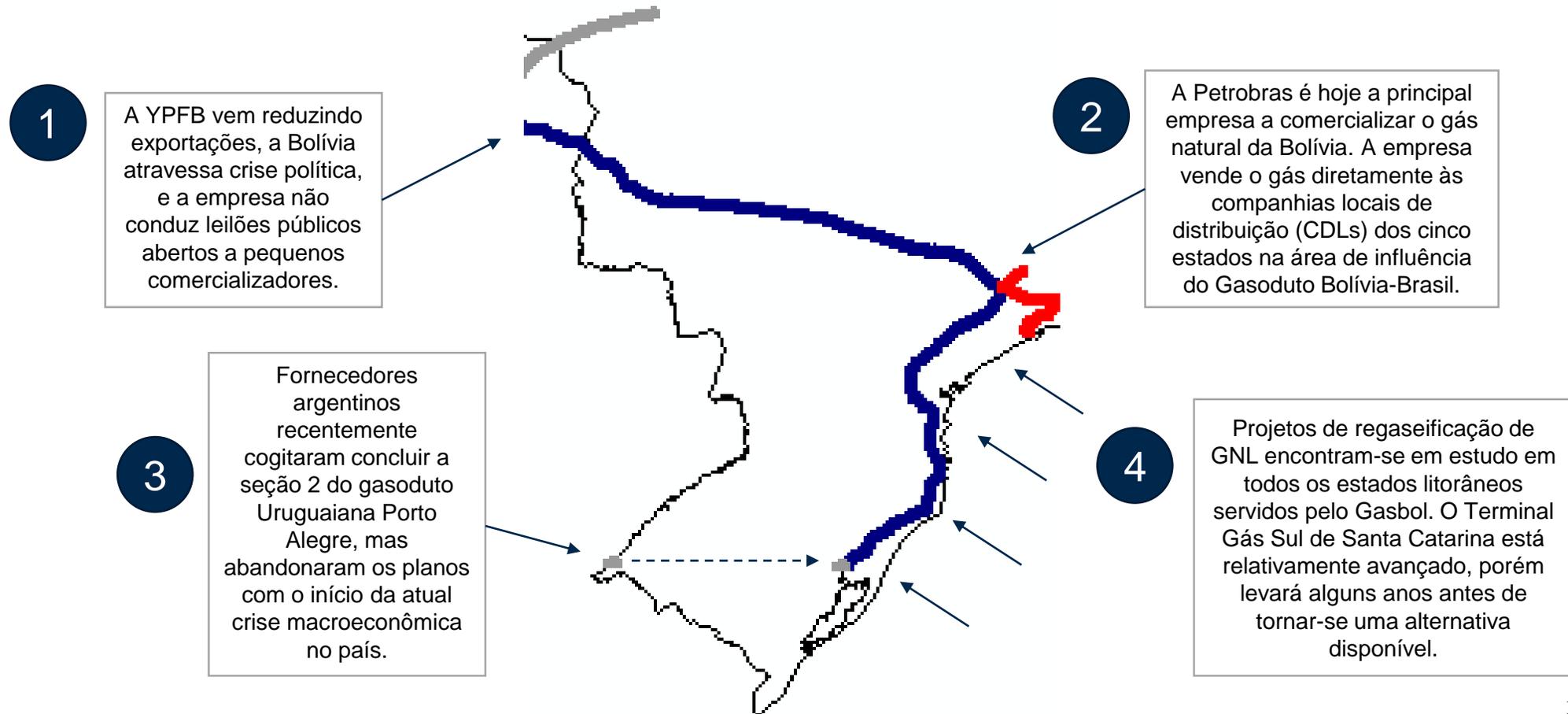


Estudos de Caso

- 1 Venda de gás natural boliviano a consumidores livres de Santa Catarina.
- 2 Venda de GNL importado a consumidores livres da Bahia (Pólo de Camaçari).
- 3 Venda de molécula de gás do Pré-sal a consumidores livres de Minas Gerais (Vale do Aço).
- 4 Venda de molécula de gás a consumidores livres de São Paulo por meio de trocas operacionais (*swaps*).
- 5 Venda de gás natural doméstico a consumidores não atendidos pela rede por meio de caminhões-cisterna de GNL.

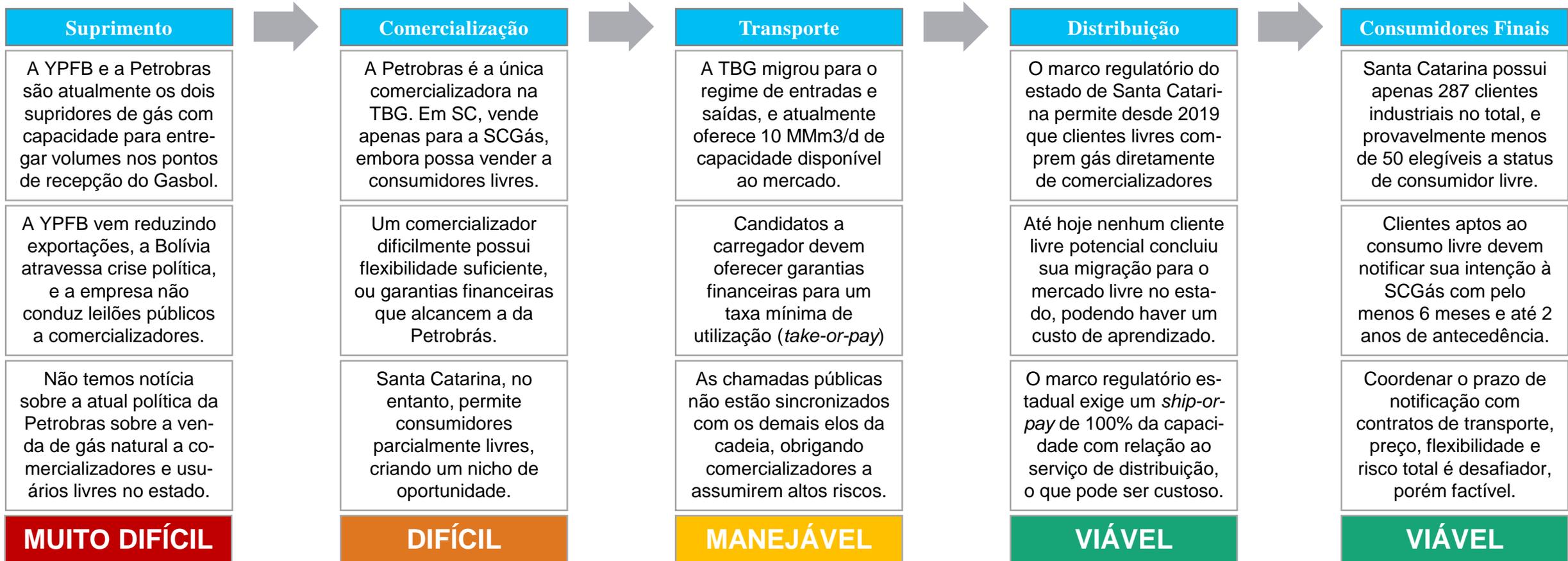
Fonte: Elaboração própria.

Caso 1 – Para vender gás boliviano em Santa Catarina, o principal gargalo é a obtenção de acesso à molécula de gás.



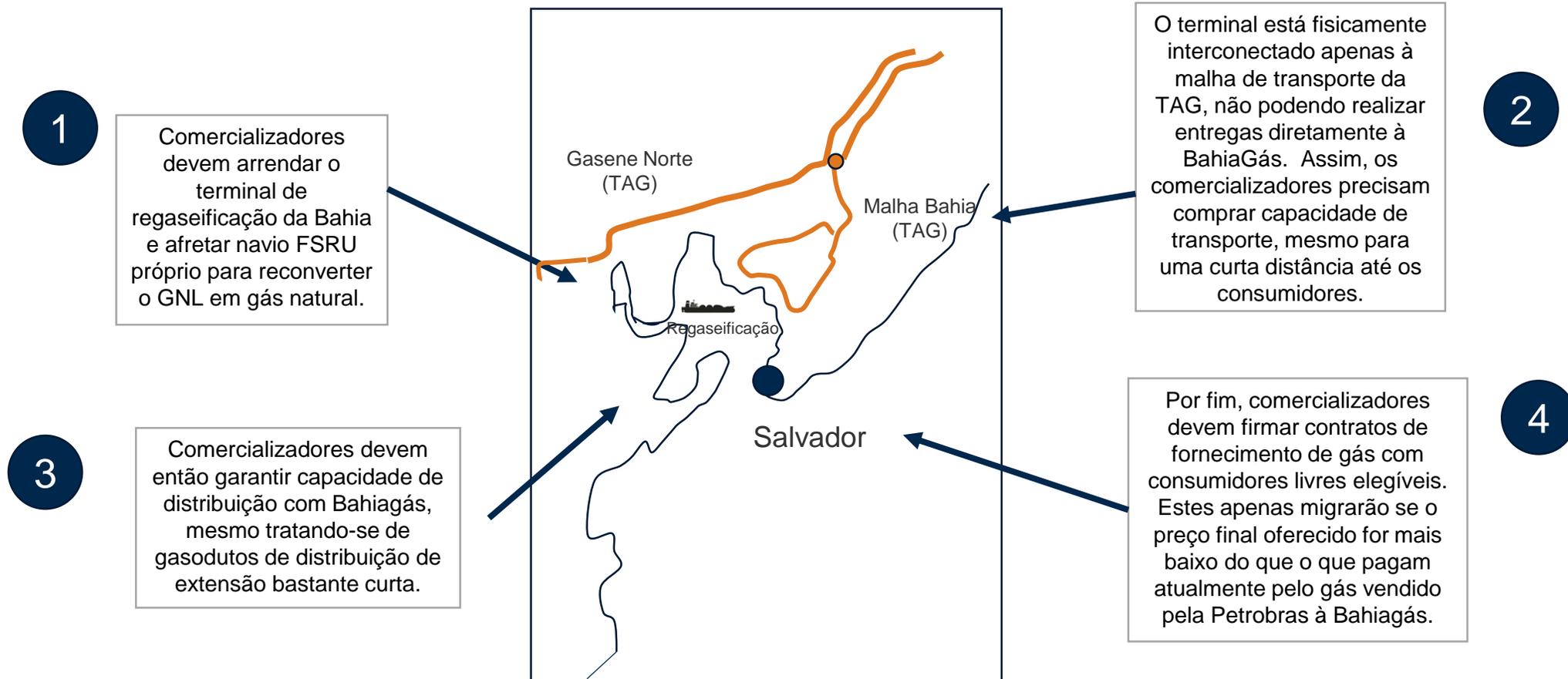
Fonte: Elaboração própria.

Análise do Caso 1 – Além da oferta, há desafios nos demais elos da cadeia, exigindo profunda expertise no setor de gás.



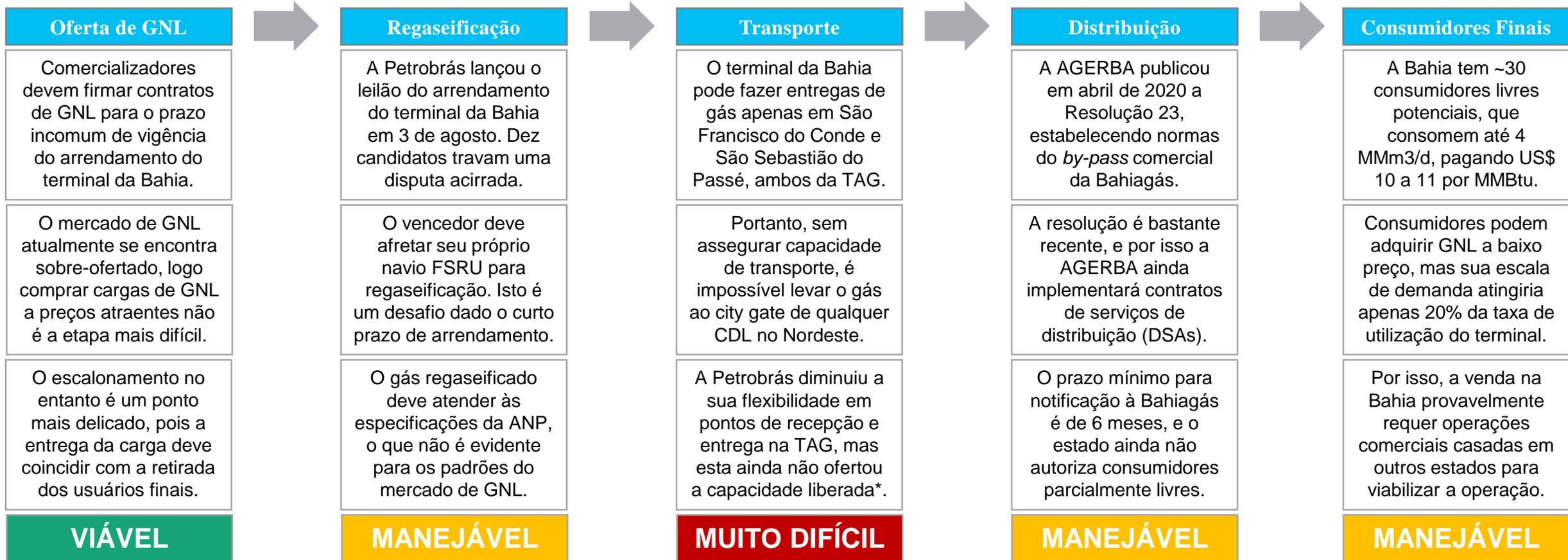
Fonte: Elaboração própria.

Caso 2 – O principal gargalo para a venda de GNL na Bahia é a obtenção de acesso à malha de transporte da TAG:



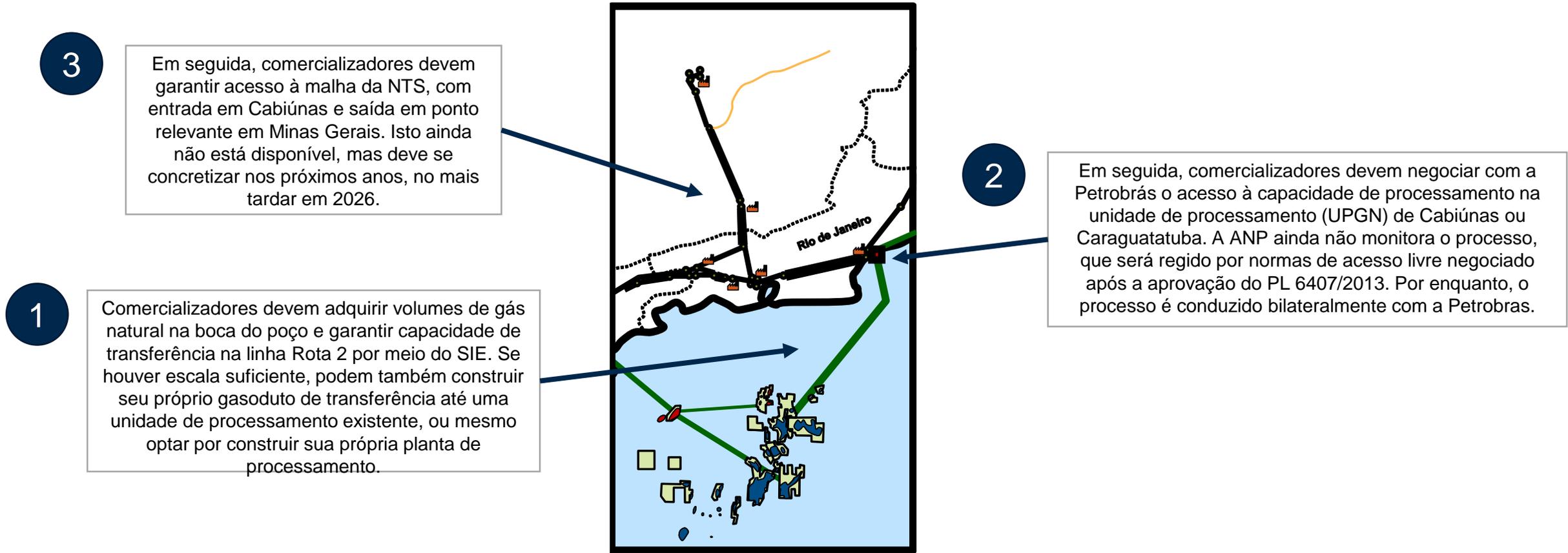
Fonte: Elaboração própria.

Análise do Caso 2 – além dos desafios individuais a cada elo, a coordenação dos contratos é um enorme desafio por si só.

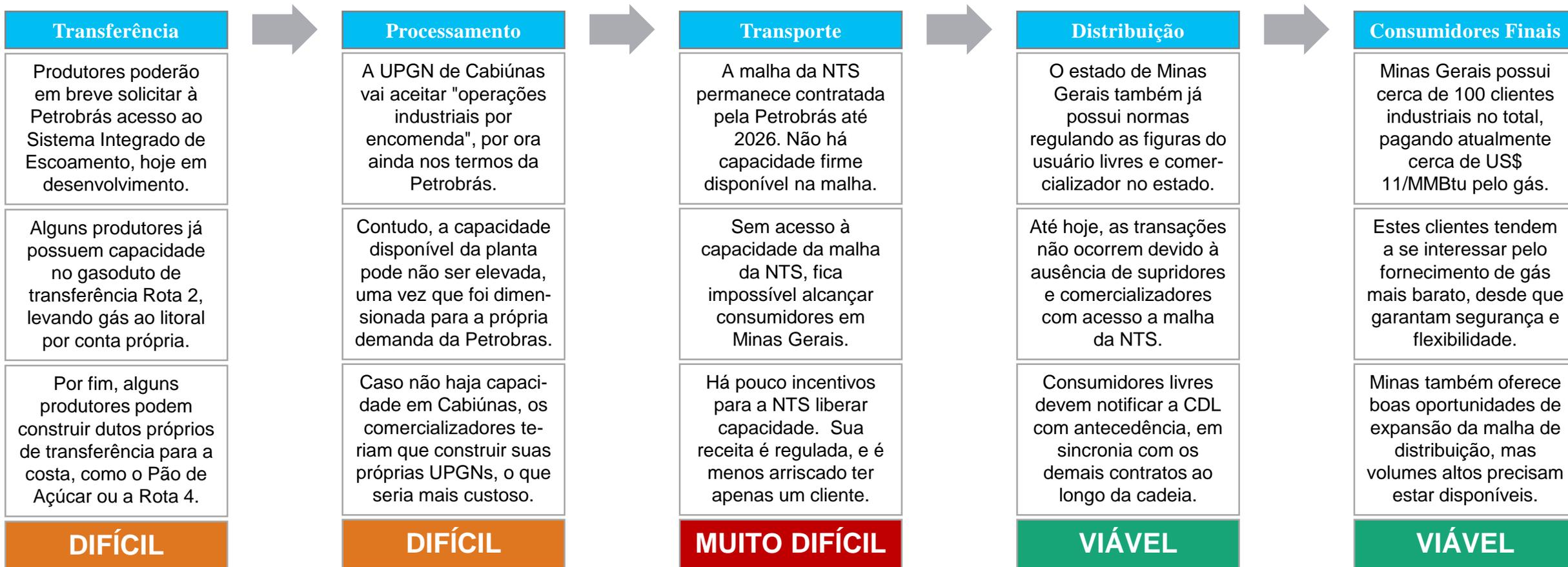


* - Segundo o relatório “Previsão de Disponibilidade e Ociosidade” no sítio eletrônico da TAG, com data de 28/8/2019, há indisponibilidade de capacidade firme de recebimento em todos os pontos deste tipo, à exceção da interconexão EDG Atalaia (acesso em 5/9/2020). Como a Petrobras informou sua redução de capacidade em alguns pontos em 24/09/2019, data posterior ao relatório, entendemos que a capacidade eventualmente liberada ainda não foi ofertada pela TAG. Fonte: Elaboração própria.

Caso 3 – Para levar o gás do pré-sal a Minas Gerais, o desafio está no acesso à transferência, processamento e transporte:

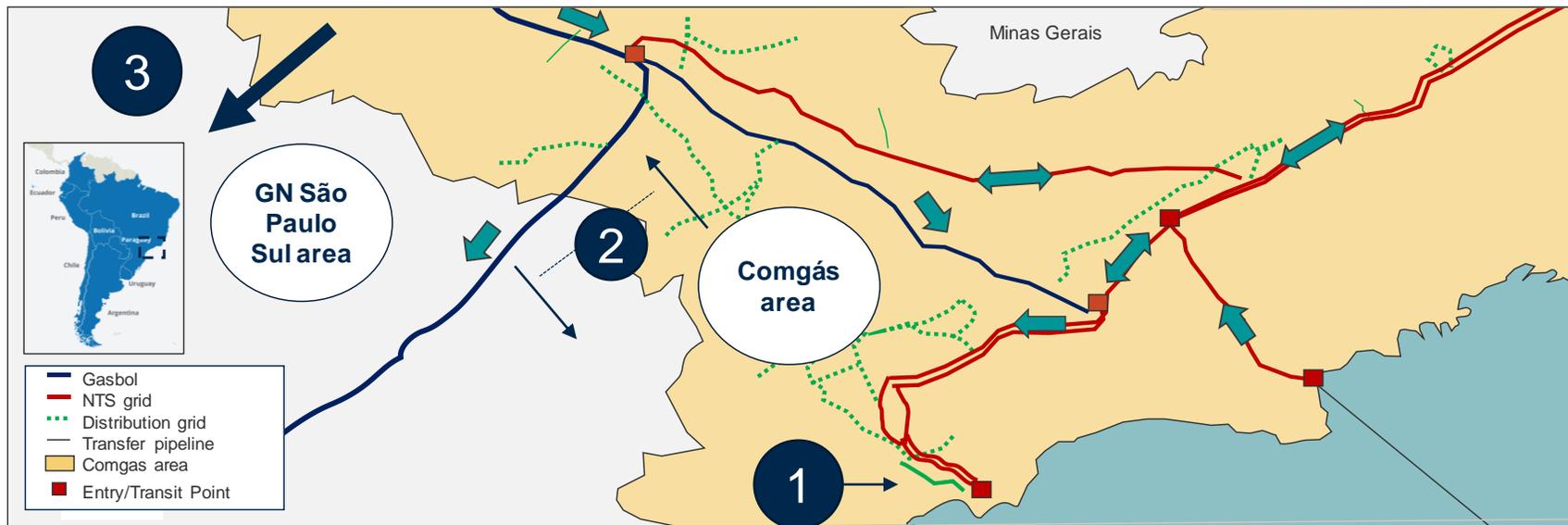


Análise do Caso 3 – Obtido o acesso ao transporte na NTS, a distribuição e comercialização são relativamente mais fáceis.



Fonte: Elaboração própria.

Caso 4 – Os “swaps” operacionais em São Paulo geram controvérsia por concorrerem com gasodutos de transporte:



Uma vez garantido o acesso a capacidades de suprimento, transferência, processamento e transporte, comercializadores entregam gás no city gate de companhias de distribuição no estado de São Paulo. Como exemplo, vejamos as entregas de gás de Merluza em Cubatão diretamente à Comgás.

1

Swap comercial. Um comercializador vende gás a um cliente livre na zona da São Paulo Sul. As CDLs autorizam a operação, caso consigam equilibrá-la com entrega de outro comercializador à SPS, por exemplo via Gasbol, para venda a outro cliente livre na área da Comgás.

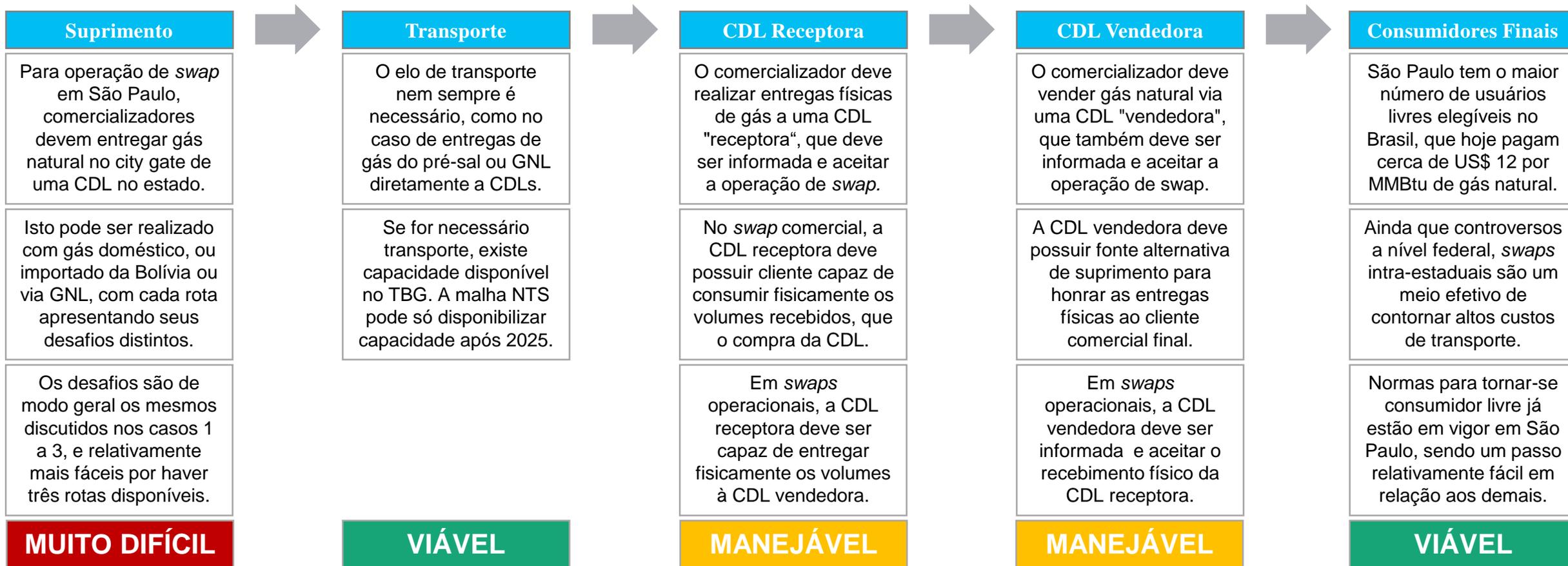
2

Swap operacional. Um comercializador entrega gás à Comgás em Cubatão. A Comgás se interconecta fisicamente com a São Paulo Sul, entregando um volume equivalente à CDL adjacente. A São Paulo Sul entrega o mesmo volume a um consumidor livre em sua área. Este movimento contorna a necessidade de empilhar as tarifas de transporte da NTS e TBG, que refletem o custo médio da totalidade de suas malhas. Por outro lado, podem reduzir a demanda pela expansão do transporte.

3

Fonte: Elaboração própria.

Análise do Caso 4 – Se as normas propostas já estivessem em vigor, estes seriam provavelmente os principais desafios para os “swaps”:



Fonte: Elaboração própria.

Caso 5 – Comercializadores entregam gás natural em áreas não atendidas por gasodutos via caminhões-cisterna de GNL.

1

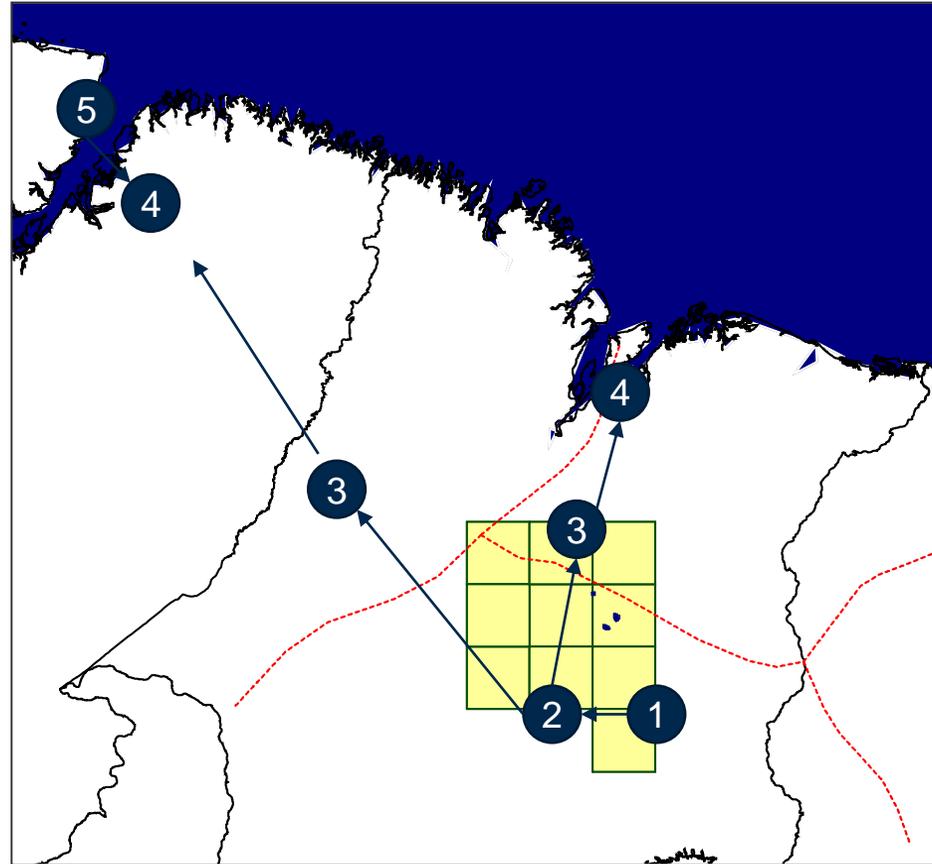
Comercializadores compram gás natural, por exemplo em campos terrestres de produção de gás natural distantes de gasodutos de transporte (caso da figura), podendo ser também um campo marítimo, ou terminal de regaseificação de GNL

2

Comercializadores contratam capacidade (ou investem em capacidade própria) em planta satélite de liquefação para produzir GNL e carregá-lo em caminhões-cisterna.

3

Caminhões-cisterna transportam/distribuem gás natural a áreas industriais ainda não atendidas por gasodutos, como por exemplo São Luís e Belém do Pará.



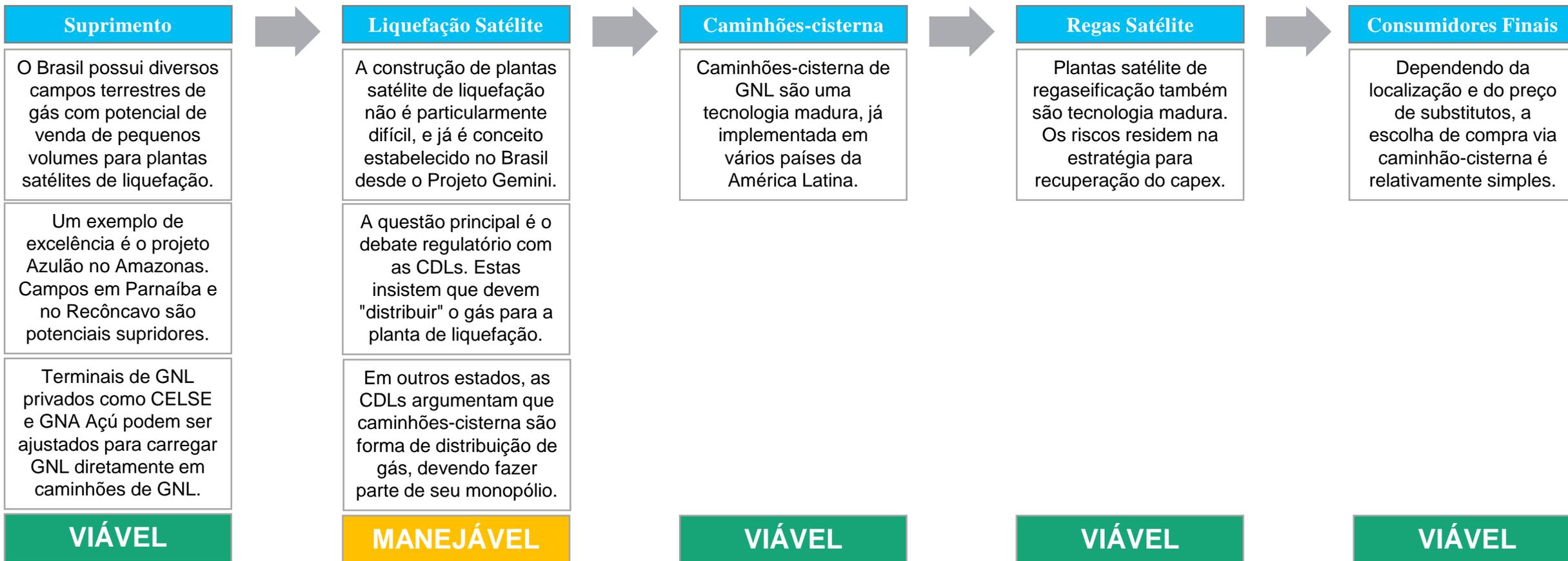
4

O comercializador contrata capacidade (ou investe em própria) de planta satélite de regaseificação para reverter GNL em gás natural. Isto pode ocorrer de forma centralizada, para entregas à malha da CDL ou diretamente a plantas localizadas na zona industrial do usuário final.

5

Caminhões-cisterna são apropriados para operações de escala relativamente pequena e com curtas distâncias. Para alcançar centros distantes com escalas maiores, o preço final do gás natural deve permanecer competitivo frente a combustíveis substitutos (óleo combustível e diesel) e a um tradicional terminal flutuante de regaseificação na costa (em fase de implantação em Belém).

5 O principal risco para os caminhões-cisterna de GNL ainda é o debate regulatório com companhias de distribuição local:



Fonte: Elaboração própria.

7

Considerações estratégicas

7.1

ABRACEEL

Recomendamos que a ABRACEEL, como representante dos comercializadores de energia, se atente aos seguintes pontos:

- 1. Busca pelo conjunto de condições *suficientes* à promoção da concorrência.** Muitas condições são necessárias para que haja mais concorrência no mercado brasileiro de gás natural. Podemos mencionar como as mais notórias o livre-acesso aos gasodutos de transporte e distribuição, ou a multiplicidade de ofertantes e demandantes. No entanto, estas condições não são individualmente *suficientes* para se garantir a ocorrência do equilíbrio competitivo. Por exemplo, a abertura da capacidade na TBG é claramente necessária, porém não suficiente para atrair novos agentes, na ausência de multiplicidade de ofertantes na Bolívia ou mesmo gás disponível na YPFB. Assim, o maior desafio regulatório para a ampliação da concorrência no mercado de gás natural do Brasil passa por determinar o conjunto mínimo de condições necessárias, que em conjunto sejam suficientes para garantir a competição.
- 2. Foco em ações regulatórias que atinjam um conjunto suficiente de medidas.** Neste sentido, a ABRACEEL, na busca pela promoção da concorrência no setor, deve se concentrar em medidas que ampliem a *coordenação* para a implementação em *conjunto* das diversas condições necessárias ainda pela frente. Ressaltamos as ocasiões de discussões das agendas regulatórias pelas agências reguladoras como uma grande oportunidade para estimular uma maior coordenação da atuação nas diversas questões. Um item deixado de fora da agenda pode comprometer o sucesso de todas as demais iniciativas. Em 2020, por exemplo, a ARSESP conduziu uma audiência pública específica para debater com o setor a sua agenda regulatória. Esta é uma prática que recomendamos seja encorajada pela ABRACEEL às demais agências reguladoras do setor.

Recomendamos que a ABRACEEL, como representante dos comercializadores de energia, se atente aos seguintes pontos:

- **Coordenar esforços para promoção de um “caso de sucesso”.** No entanto, entendemos que é desproporcionalmente mais difícil conseguir reformar muitos pontos ao mesmo tempo. Deste modo, recomendamos que a ABRACEEL atue em coordenação com demais atores do setor para eleger um ou poucos estados do país para concentrar seus esforços, de modo a atingir neles o conjunto de condições suficientes à ampliação da concorrência. A abertura e dinamismo destes estados deverá atrair novos investimentos, o que induzirá os demais estados a replicarem as práticas de modo a não perderem novos projetos. Este efeito já vem sendo percebido no recentemente país com a disputa entre os estados para criar condições mais competitivas para projetos de geração termelétrica.
- **Acesso às malhas de transporte da NTS e da TAG.** A Petrobras indicou seus volumes de injeção e retirada máxima em cada ponto de recebimento e zona de entrega em 24/9/2019, de modo a “eliminar flexibilidades e o congestionamento contratual existente” – segundo a cláusula 2.2. do TCC com o CADE. Porém, até o presente momento, as transportadoras ainda não ofertaram nova capacidade firme ao mercado. A NTS segue informando em seu sítio eletrônico a ausência mesmo de qualquer *previsão* de disponibilidade de capacidade firme em toda a sua malha até 2028, indicando que os “volumes de previsão de capacidade [estão] em discussão com o carregador”. Mesmo que individualmente insuficientes para assegurar o aumento da concorrência no mercado de gás, destacamos que a questão do acesso às malhas de transporte da NTS e da TAG é hoje o principal gargalo para o aumento da concorrência no setor.

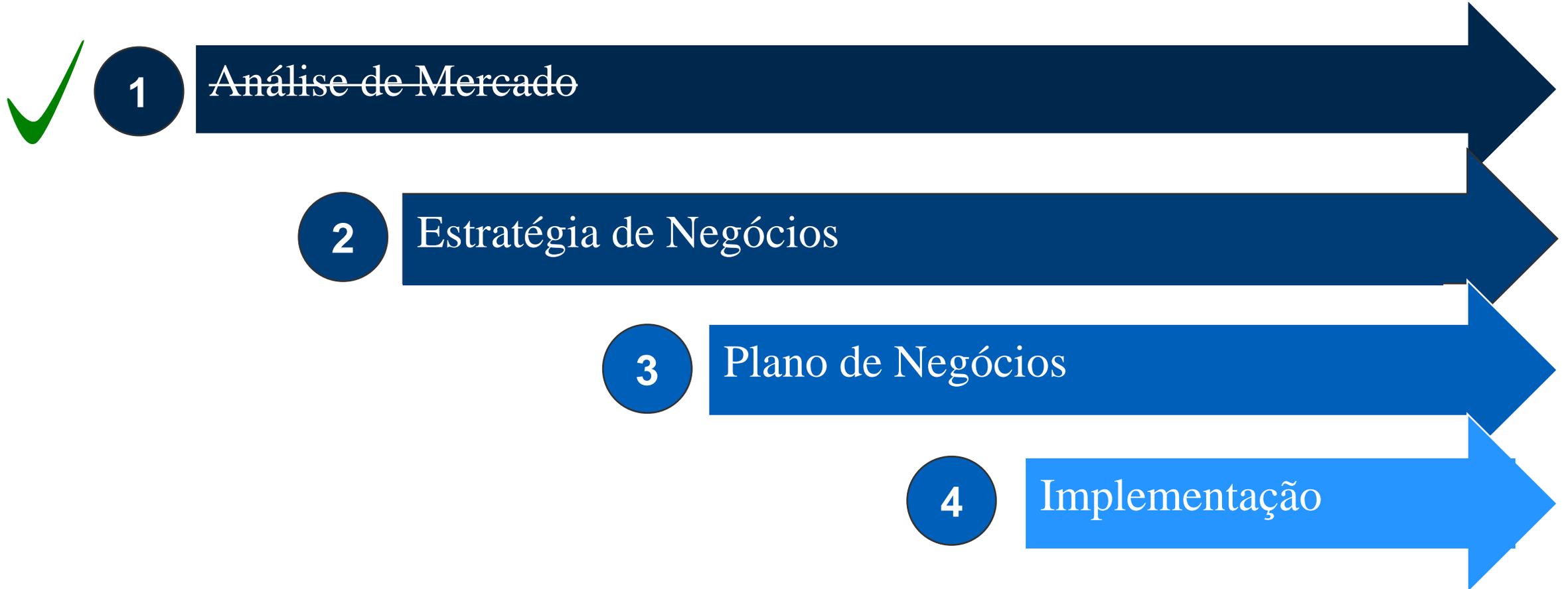
Recomendamos que a ABRACEEL, como representante dos comercializadores de energia, se atente aos seguintes pontos:

- **Supridor de última instância ou supridor de serviços de flexibilidade.** A existência da figura do “supridor de última instância”, por vezes também chamado de “supridor de serviços de flexibilidade”, é outra condição necessária à promoção da concorrência, uma vez que na sua ausência, os usuários livres tendem a relutar entre a segurança do mercado cativo e um preço mais baixo oferecido por um comercializador, porém com confiabilidade de suprimento relativamente mais baixa. Discute-se no setor se as próprias transportadoras ou distribuidoras poderiam exercer este papel. Em nosso ponto de vista, entendemos que esta alternativa tenderia a apenas ser bem sucedida durante as etapas iniciais das aberturas dos estados, enquanto os volumes em questão se mantiverem reduzidos.
- **Oportunidade para atuação junto aos reguladores estaduais.** Finalmente, entendemos que a ABRACEEL, por reunir em seus quadros diversas empresas comercializadoras de energia elétrica, possui uma vocação natural para atuar na esferas estaduais de regulação do gás natural no Brasil. As comercializadoras de energia elétrica, com frequência, já conhecem e se relacionam com os candidatos a usuários livres no setor de gás natural, sejam eles as usinas termelétricas a gás natural pelo lado da compra da energia elétrica, ou os clientes industriais que já compram energia elétrica no mercado livre. A associação tem, portanto, um ângulo privilegiado para identificar e comunicar as “dores” dos usuários livres em cada estado.

7.2

Associados

Em síntese: existem excelentes oportunidades para entrada de novos comercializadores, porém não são fáceis de se realizar.



Fonte: elaboração própria.

2

Estratégia de Negócios

Comercializadores de energia elétrica que desejem ingressar na atividades de comercialização de gás natural devem primeiro avaliar se existem oportunidades concretas de negócio para sua posição particular enquanto comercializador de energia elétrica, definindo seu perímetro de validade em função de sua posição no mercado.

- Mapear questões em aberto na iniciativa do Novo Mercado de Gás e na aprovação do projeto de lei 6.407/2013 no Congresso, avaliando como podem ser traduzidos em oportunidades para o seu caso específico.
- Para cada incerteza do mercado, definir uma estratégia correspondente sobre quando e como lançar atividades de comercialização de gás natural, de modo a sair na frente da concorrência.
- Com base em seu portfólio atual, mapear nichos de mercado precisos e concretos para comercialização de gás, identificando compradores e vendedores alvo.
- Identificar as necessidades de treinamento adicional de sua equipe de colaboradores, e estruturar um sistema de aquisição e manutenção de inteligência de mercado.

3

Plano de Negócios

Plano de Negócios detalhando passo-a-passo os processos necessários para implementação de uma área de comercialização de gás no Brasil, incluindo:

- **Plano Regulatório.** Plano detalhado com o passo-a-passo dos processos necessários para a implementação de atividades de comercialização de gás natural no nicho de mercado identificado para seu negócio.
- **Plano de Marketing.** Plano detalhado com uma estratégia completa para a condução de negociações de preços de gás natural, flexibilidade e outras cláusulas contratuais.
- **Plano de Contratações.** Lista detalhada dos profissionais necessários por nível de expertise para montar a equipe da nova unidade de negócios, incluindo sugestão de melhores nomes do mercado para cada posição.
- **Plano de TI.** Lista detalhada do estado da arte em *hardware* e *software* necessários à condução de atividades de comercialização de média e larga escala.

4

Implementação

Execução do plano de negócios finalizado, incluindo diversas tarefas, tais como:

- **Contratações.** Contratação da equipe inicial, seleção de profissionais e processos de entrevista.
- **Treinamento.** Treinamento/coaching de novos membros da equipe, desde nível júnior ao sênior, com sessões em sala de aula e "mão na massa".
- **Comercialização.** Reuniões iniciais com potenciais compradores e vendedores, condução de negociações comerciais, posicionamento das primeiras apostas no *pricing* e cláusulas contratuais.
- **Set-up.** Apoio no comissionamento de equipamentos de TI, revisão da adequação de soluções e *pricing* oferecidos por diferentes fornecedores.



Fontes consultadas

Fontes consultadas:

- ANP (2013). Resolução 51/2013. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Acessado em 10/7/2020.
- ANP (2020). Dados estatísticos de produção por poço. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Acessado em 5/9/2020.
 - > <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>.
- ABEGÁS (2020). Estatísticas de consumo – Abril/2020. Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (ABEGÁS). Última edição disponível em 5/9/2020.
 - > https://www.abegas.org.br/wp-content/uploads/2020/06/Comercializa%C3%A7%C3%A3o_Abr_2020_Regi%C3%A3o.xls .
- ABRACEEL (2020). Relatório Semanal 24-28/8/2020. Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL).
- AGENERSA (1997). Contratos de Concessão da CEG e CEG-Rio. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA).
- AGENERSA (2019, 2020). Deliberações 3862/2019 e 4068/2020. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA).
- AGENERSA (2020). Embargos de declaração da Naturgy, Petrobras, Marlim Azul e Firjan à Deliberação 4068/2020. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA).
- AGENERSA (2018). Relatório Geral da 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas da CEG e da CEG-Rio. Anexo 3. Consultas Públicas nr. 04 e 05/2018. Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (AGENERSA). Acesso em 25/6/2020.
 - > <http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/consultapublica/042018/AnexosCEG.pdf>
 - > <http://www.agenersa.rj.gov.br/documentos/consultapublica/052018/AnexosCEGRIO.pdf>

Fontes consultadas (continuação)

- AGERBA (2016, 2020). Resoluções 16/2016 25/2016 e 23/2020. Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia (AGERBA).
- ARESC (2017, 2019). Resoluções 75/2017, 135/2019 e 136/2019. Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC).
- ARSESP (2011, 2012) Deliberações 230/2011, 231/2011, 296/2012 e 297/2012. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP).
- ARSESP (2019). “Modelo econômico-financeiro - Cálculo P0 3ª RTO”, folhas “Faturas” e “Volume”. Consulta Pública n. 15/2019: “Proposta de metodologia, cálculo da Margem Máxima (P0) e ajustes compensatórios do terceiro processo de revisão tarifária ordinária da Companhia de Gás de São Paulo – Comgás”. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP). Acesso em 5/7/2020.
 - > http://www.arsesp.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Modelo-Economico-Financeiro-Comgas_3RTO.rar.
- ARSESP (2020). Consultas Públicas nr. 02/2020 e 10/2020. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP). Acesso em 5/7/2020.
- Brasil Energia (2020). “STF Retoma Julgamento do Projeto Gemini”. 13 de Maio de 2020.
- CADE (2019). Termo de Compromisso de Cessação de Prática com a Petrobras de 8 de Julho de 2019. Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE). Acesso em 20/6/2020.
 - > https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMLohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z

Fontes consultadas (continuação)

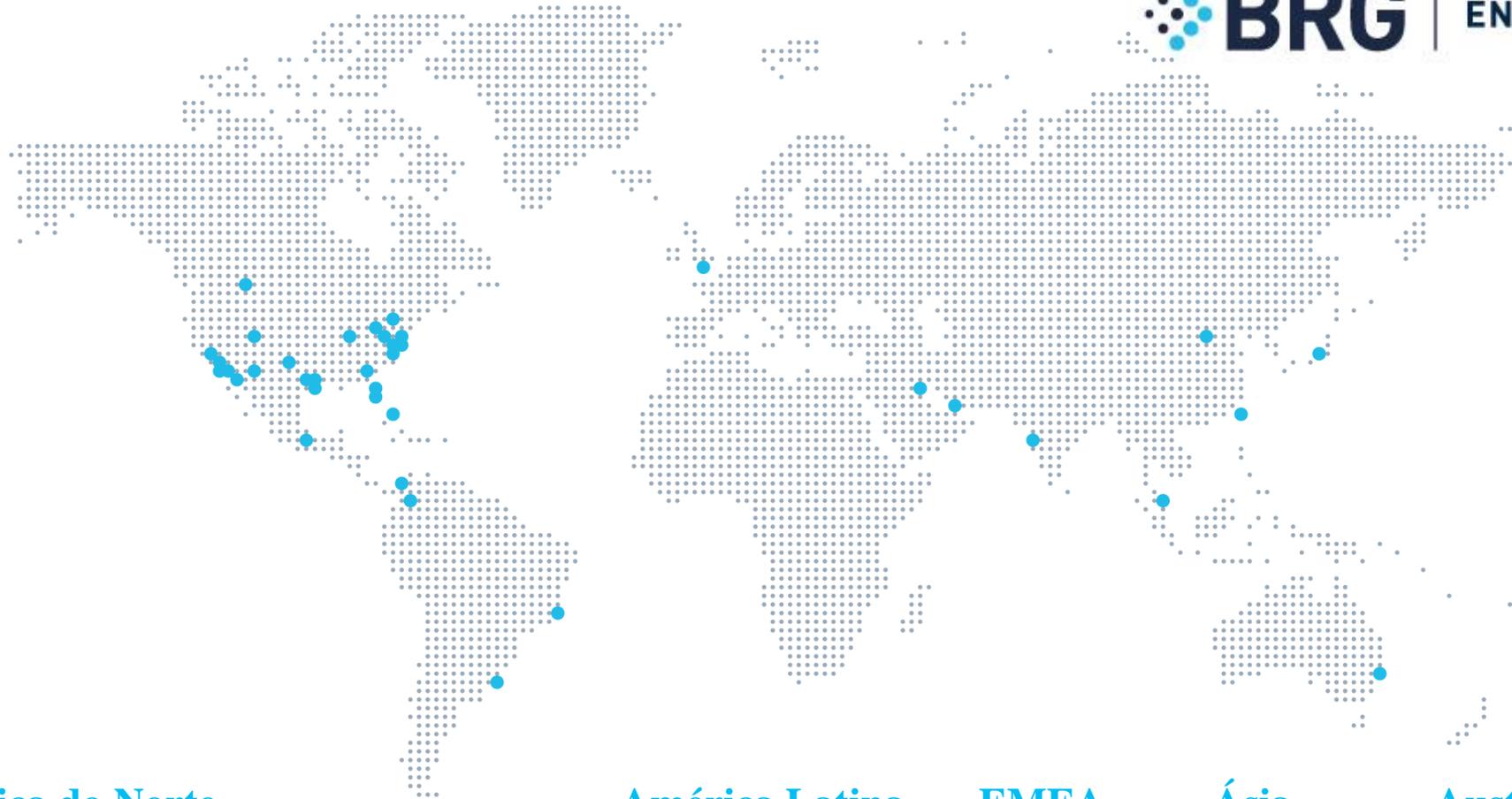
- Câmara dos Deputados (2020). Projeto de lei 6407/2013. Em tramitação em regime de urgência. Acesso em 31/8/2020.
 - › <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=593065>
- EPE (2019). Terminais de Regaseificação de GNL no Brasil. Relatório Técnico. Empresa de Pesquisa Energética (EPE).
- EPE (2020). Webmap EPE. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Acessado em 5/7/2020.
 - › <https://www.epe.gov.br/en/publications/publications/webmap-epe>.
- GEF Biogás Brasil (2020). Potencial de Produção de Biogás no Sul do Brasil. Relatório Técnico.
- IBP (2018). Caderno “Diretrizes para Acesso a Unidades de Processamento de Gás Natural – UPGN”. Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP).
 - › https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2018/09/Caderno-de-Boas-Pr%C3%A1ticas-de-G%C3%A1s-Natural_IBP-4.pdf
- MME (2019). Iniciativa “Novo Mercado de Gás”. Ministério de Minas e Energia. Acesso em 20/6/2020.
 - › <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmgn/novo-mercado-de-gas>.
- MME (2020). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural (Maio 2020). Ministério de Minas e Energia (MME). Última edição disponível em 5/9/2020.
 - › <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/publicacoes/boletim-mensal-de-acompanhamento-da-industria-de-gas-natural>.

Fontes consultadas (continuação)

- NTS (2020). Informações à ANP. Nova Transportadora do Sudeste. Último acesso em 5/9/2020.
 - > www.ntsbrasil.com.br;
- NTS (2020). Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade. Nova Transportadora do Sudeste. Último disponível em 5/9/2020.
 - > www.ntsbrasil.com.br;
- Petrobras (2020). “Petrobras acelera iniciativas para abertura do mercado de gás”. Blog Fatos e Dados. 5/2/20.
 - > <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/petrobras-acelera-iniciativas-para-abertura-do-mercado-de-gas.htm>
- Presidência da República (2020). Leis 9.478/1997, 11.909/2009 e 12.529/2011; Decretos 7382/2010 e 9616/2018. , Presidência da República, Casa Civil, Subchefia para Assuntos Jurídicos.
 - > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm
 - > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2009/Lei/L11909.htm
 - > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm
 - > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2007-2010/2010/Decreto/D7382.htm
 - > http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2015-2018/2018/decreto/D9616.htm
- Santa Catarina (2020). Grupo de Trabalho Vai Analisar Alternativas para Reduzir o Preços do Gás Natural em Santa Catarina. Nota à imprensa do Governo do Estado de Santa Catarina. 22 de Janeiro de 2020.
- TAG (2019). Relatório de Previsão de Disponibilidade e Ociosidade. Transportadora Associada de Gás (TAG). Último disponível em 5/9/2020.
 - > www.ntag.com.br;

Fontes consultadas (continuação)

- TAG (2020). Informações à ANP. Transportadora Associada de Gás (TAG). Último acesso em 5/9/2020.
 - > www.ntag.com.br;
- TGBC (2020). Transportadora de Gás Brasil Central S/A. Último acesso em 22/6/2020.
 - > www.tgbc.com.br ;
- TSB (2020). Informações à ANP. Transportadora Sul-Brasileira de Gás (TSB). Último acesso em 22/6/2020.
 - > www.tsb.com.br;
- SEDE (2013, 2019). Resoluções 17/2013 e 18/2019. Secretaria Estadual de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE).
- Valor Econômico (2019). “Zema projeta obter R\$ 50 bilhões com privatizações e negocia empréstimo”. 17 de Outubro de 2019.
- Valor Econômico (2019). “TGN espera voltar a vender gás da Argentina ao Brasil”. 4 de Setembro de 2020.
- Valor Econômico (2020a). “Abrace pode levar a Gasmig à Justiça”. 16 de Junho de 2020.
- Valor Econômico (2020b). “Petrobras quer vender empresa de gasodutos marítimos de escoamento”. 7 de Março de 2020.
- Valor Econômico (2020c). “ANP autoriza Alvo Petro a operar gasoduto de projeto pioneiro na Bahia”. 30 de Junho de 2020.
- Valor Econômico (2020d). “Gas Bridge adquire fatia da Enauta em Manati”. 18 de Agosto de 2020.



América do Norte

- Atlanta
- Baltimore
- Boston
- Calgary
- Chicago
- College Station
- Dallas
- Denver
- Detroit Houston
- Las Vegas
- Los Angeles
- New Jersey
- New York
- Orange County
- Pensacola
- Philadelphia
- Phoenix
- Pittsburgh
- Salt Lake City
- San Diego
- San Francisco
- Tampa
- Toronto
- Washington

América Latina

- Bogotá, Colombia
- Buenos Aires, Argentina
- Cidade do México
- Miami
- Cidade do Panamá,
- Panamá
- São Paulo, Brasil

EMEA

- Londres,
- Reino Unido
- Dubai, EAU
- Cidade do
- Koweit
- Arábia
- Saudita

Ásia

- Pequim
- Hong Kong
- Bombaim, Índia
- Singapura
- Tóquio, Japão

Austrália

- Sydney