
Estudo sobre o Aproveitamento do **Gás Natural do Pré-Sal**



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Symone Christine de Santana Araujo - Diretora do Departamento de Gás Natural
Clayton de Souza Pontes - Coordenador-Geral de Política de Concessões de Blocos Exploratórios
Rodolfo Zamian Danilow - Coordenador-Geral de Informações Energéticas
Jaqueline Meneguel Rodrigues - Coordenadora-Geral de Acompanhamento, Desenvolvimento de Mercado e Produção



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Aurélio Cesar Nogueira Amaral - Diretor
Leonardo Caldas - Assessor de Diretoria (coordenação)
Marcelo Paiva de Castilho Carneiro - Superintendente de Desenvolvimento da Produção
Arnaldo Warszawski - Assessor de Superintendência
Alexandre Camacho Rodrigues - Coordenador de Superintendência
Hélio da Cunha Bisaggio - Superintendente de Infraestrutura e Movimentação
Mário Jorge Figueira Confort - Assessor de Superintendência



PRÉ-SAL PETRÓLEO S.A.

Paulo Moreira de Carvalho - Diretor
Antonio Carlos Capeleiro Pinto - Gerente Executivo de Contratos
Antonio Cláudio de França Corrêa - Assessor de Planejamento Estratégico
Flávio Tojal - Gerente Executivo de Contratos



EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA

José Mauro Ferreira Coelho - Diretor
Marcos Frederico Faria de Souza - Superintendente de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis
Marcelo Ferreira Alfradique - Superintendente Adjunto
Regina Freitas Fernandes - Consultora Técnica
Gabriel de Figueiredo da Costa - Consultor Técnico
Adriana Queiroz Ramos - Analista de Pesquisa Energética



BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO

André Pompeo do Amaral Mendes - Gerente do Departamento Gás, Petróleo e Navegação
Ricardo Cunha da Costa - Engenheiro do Departamento Gás, Petróleo e Navegação
Cássio Adriano Nunes Teixeira - Analista de Sistema do Departamento Gás, Petróleo e Navegação

Sumário

1. INTRODUÇÃO	2
2. CONTEXTUALIZAÇÃO	2
3. CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL	6
3.1. GÁS ASSOCIADO E NÃO ASSOCIADO	7
3.2. ESPECIFICAÇÃO DO GÁS NATURAL (GN)	8
3.3. TEOR DE CO ₂ NO PRÉ SAL	8
4. INJEÇÃO NA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS	10
5. INJEÇÃO DE GÁS <i>VERSUS</i> DISPONIBILIZAÇÃO	12
5.1. HISTÓRICO DE INJEÇÃO	14
5.2. CONSIDERAÇÕES ACERCA DA DISPONIBILIZAÇÃO DO GÁS NATURAL	18
6. CUSTOS DE GN NO PRÉ-SAL	19
7. INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO	23
8. DEMANDA PARA O GÁS NATURAL	27
9. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES	31
REFERÊNCIAS	35
BIBLIOGRAFIA	36

1. INTRODUÇÃO

A principal motivação para a elaboração deste estudo é contribuir com informações sobre o aproveitamento do Gás Natural (GN) do Pré-Sal, tendo como foco o incremento da sua comercialização e participação na matriz energética do país, conforme as diretrizes estabelecidas por políticas públicas tais como as Resoluções CNPE nºs 10/2016¹, 17/2017² e 16/2019³. Também tem como objetivo apresentar as diferentes alternativas de utilização do GN aos agentes de mercado e à sociedade, além de indicar possíveis ações a serem tomadas para implementação de eventuais diretrizes e instrumentos para estimular o aproveitamento comercial do gás do Pré-Sal.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO

A produção comercial de hidrocarbonetos no país teve início em 1941, no campo de Candeias na Bacia do Recôncavo. A produção de gás natural começou de forma tímida e, alguns anos mais tarde, nos anos de 1950, sua produção já era absorvida pelo setor industrial com cerca de 170 mil m³/dia. Na década de 1970 iniciou-se um crescimento discreto e contínuo, levando 50 anos para alcançar o atual patamar de produção bruta de gás (incluindo os contaminantes⁴) de aproximadamente 140 milhões de m³/dia. Atualmente, cerca de 80% da produção de gás natural brasileira é de gás associado ao petróleo, de origem *offshore*. Desse modo, a maior parte das reservas de gás natural brasileiras está associada às reservas de petróleo (gás associado) e ambas são produzidas simultaneamente, fato que caracteriza a necessidade de que o gás natural seja produzido e utilizado de forma regular, contribuindo para a produção de petróleo.

Em 2019, segundo dados enviados pelos operadores à ANP, as reservas Provadas (1P) brasileiras de gás natural atingiram um volume de 364 bilhões de m³, enquanto o volume estimado para as reservas Possíveis (3P) foi de 549 bilhões de m³.

A produção *offshore* brasileira atingiu cerca de 112 milhões de m³/dia de gás natural em 2019, correspondendo a 80% da produção total nacional. Os poços marítimos mais produtivos alcançaram, durante este ano, volumes de 1.900 mil m³/dia na Bacia de Santos. Já a produção *onshore* atingiu cerca de 27 milhões de m³/dia de gás natural no mesmo ano (ANP, 2019a),

¹ Estabelece as diretrizes estratégicas para o desenho de novo mercado de gás natural, cria o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural no Brasil, com o objetivo de propor medidas que garantam a transição gradual e segura para a manutenção do adequado funcionamento do setor de gás natural e de avaliar a possibilidade de aceleração da transição, e dá outras providências.

² Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.

³ Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência.

⁴ Em todo o documento caso nada seja dito em contrário, as vazões de gás são brutas, incluindo os contaminantes.

correspondendo a 20% da produção nacional total. Assim, as principais bacias sedimentares produtoras de gás associado (GA) são as de Campos e Santos, enquanto as de gás não associado (GNA) são as de Solimões e Parnaíba.

Estima-se que as produções de petróleo e gás natural dos próximos anos serão fortemente influenciadas pela produção de reservatórios do Pré-Sal, principalmente da Bacia de Santos. O óleo destes reservatórios possui uma razão gás/óleo (RGO) mais elevada do que a tradicionalmente encontrada em reservatórios de petróleo de outros *plays* exploratórios brasileiros. Com isso, considerando uma rica reserva de gás associado, aliada à alta produtividade dos reservatórios, o gás do Pré-Sal tornou-se a principal opção, em termos de produção doméstica, para suprimento do mercado de gás nos próximos anos.

Cabe ressaltar que o aproveitamento comercial do gás natural do Pré-Sal concorre, em parte, com o aproveitamento do produto na forma de reinjeção no próprio reservatório, cujos níveis vêm aumentando consideravelmente nos últimos anos. A opção dos operadores pela reinjeção se dá, principalmente, em razão dos teores de CO₂ encontrados em alguns reservatórios do Pré-Sal e como mecanismo para manutenção de pressão nos reservatórios. Assim, a reinjeção tem como finalidades evitar a emissão do CO₂ produzido e aumentar a recuperação final de petróleo.

Segundo as previsões do Plano Decenal de Energia 2029 (EPE, 2019) a produção nacional de gás natural, atualmente na ordem de 139 milhões de m³/dia, deve seguir uma tendência crescente, alcançando em 2029 patamares da ordem de 253 milhões de m³/dia. Este aumento contínuo acompanha a tendência de crescimento da produção de petróleo, muito influenciada pela entrada em operação de unidades de produção previstas nos planos de negócios da Petrobras, companhias parceiras e demais operadores. Neste caso, destacam-se o campo de Búzios e outros da Cessão Onerosa (Sépia e Atapu, principalmente), incluindo os volumes excedentes e o campo de Mero.

No longo prazo, adiante ao decênio, a produção será sustentada pelas áreas consideradas promissoras do Pré-Sal, atualmente em exploração, já arrematadas nos leilões de concessão e de partilha da produção, e por recursos ainda não descobertos em áreas sob cessão ou da União. As áreas do Pós-Sal que podem contribuir no longo prazo com a produção de gás natural são as descobertas em águas ultraprofundas da Bacia de Sergipe-Alagoas e profundas da Bacia Potiguar, além das bacias interiores do Parnaíba e do Solimões.

Não obstante o crescimento da produção bruta de gás citada, a produção líquida de gás natural, que corresponde aos volumes de gás potencialmente disponibilizáveis para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), deve manter uma tendência mais estável na próxima década. A produção líquida é obtida pela subtração da produção bruta dos volumes estimados de injeção nos reservatórios, perdas ou queimas e consumo próprio (para operação das instalações de E&P) de gás natural. A Figura 1 apresenta o histórico da produção nacional de gás natural separado por produção líquida, consumo próprio, queima e injeção até 2019 e a Figura 2 apresenta a previsão até 2030. Em 2019, o total de redução alcançou 38% da produção de gás nacional, sendo a injeção o maior fator redutivo, alcançando 24% do montante produzido. Cabe destacar que a corrente rica em CO₂ separada nas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) do Pré-Sal, deve ser necessariamente reinjetada e, por conta da eficiência do sistema de separação,

uma parcela de gás natural também permeia, sendo reinjetada como parte da corrente rica em CO₂, reduzindo a vazão de gás disponível para comercialização.

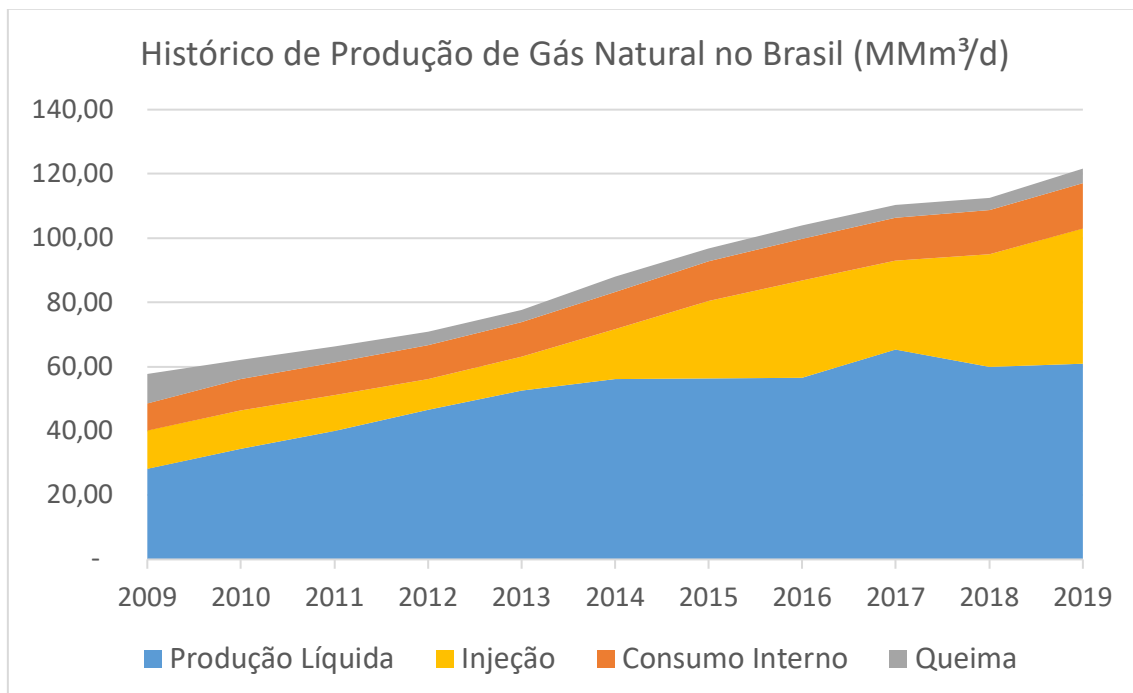


Figura 1 – Produção Nacional de Gás Natural (consolidação anual - ANP, 2019c)

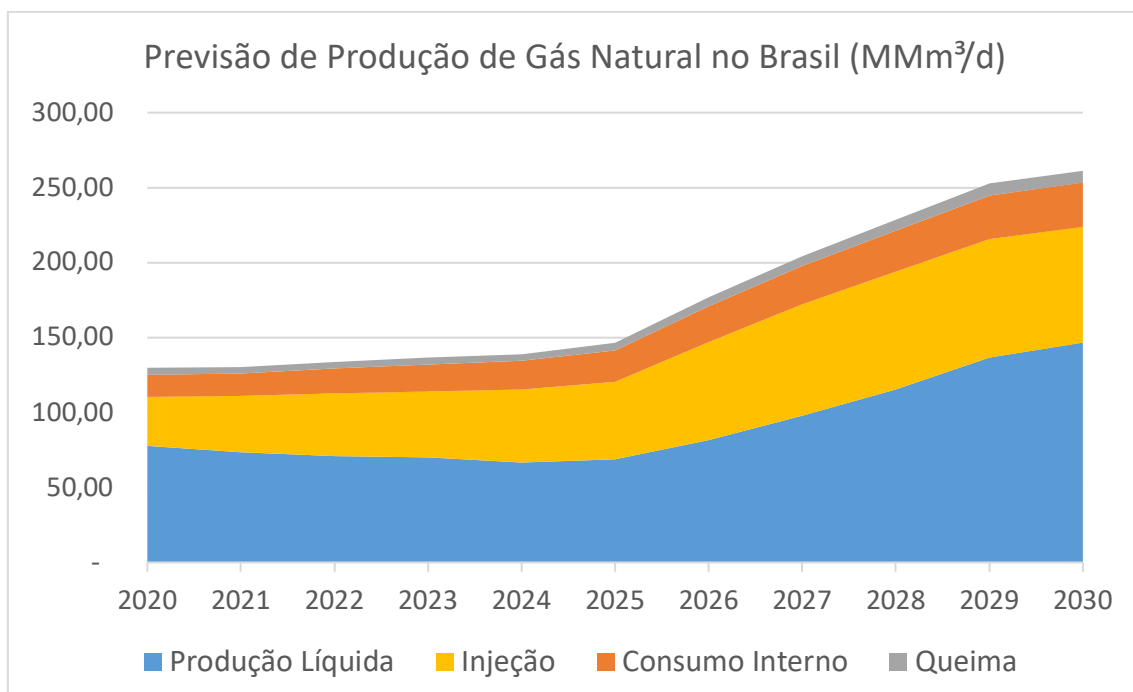


Figura 2 – Previsão da Produção Nacional de Gás Natural (EPE, 2019)

Considerando o ambiente do Pré-Sal, nas bacias de Campos e Santos, o cenário de injeção ao longo do período atinge proporções maiores, alcançando cerca de 50% da produção bruta, sendo maior que a disponibilidade de gás. A Figura 3 apresenta o histórico até 2019 da produção de gás

natural associado no Pré-Sal⁵ separados em produção efetiva (ou líquida), consumo próprio, queima e injeção e a Figura 4 apresenta a previsão até 2030.

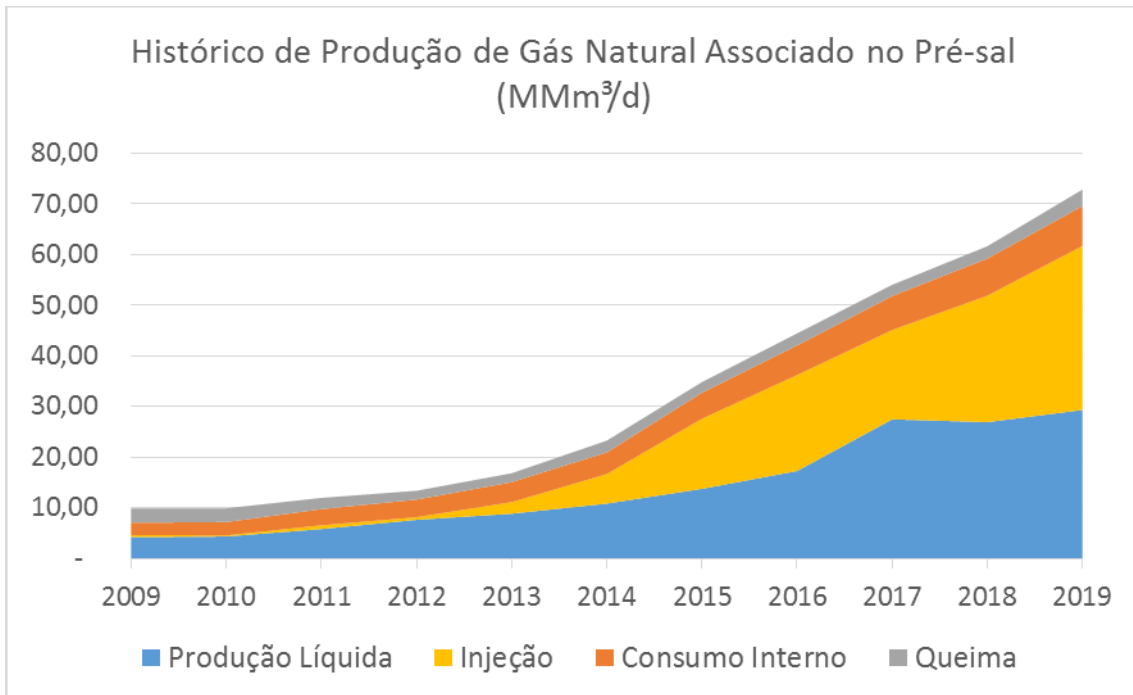


Figura 3 – Produção Nacional de Gás Natural Associado no Pré-Sal (consolidação anual - ANP, 2019c)

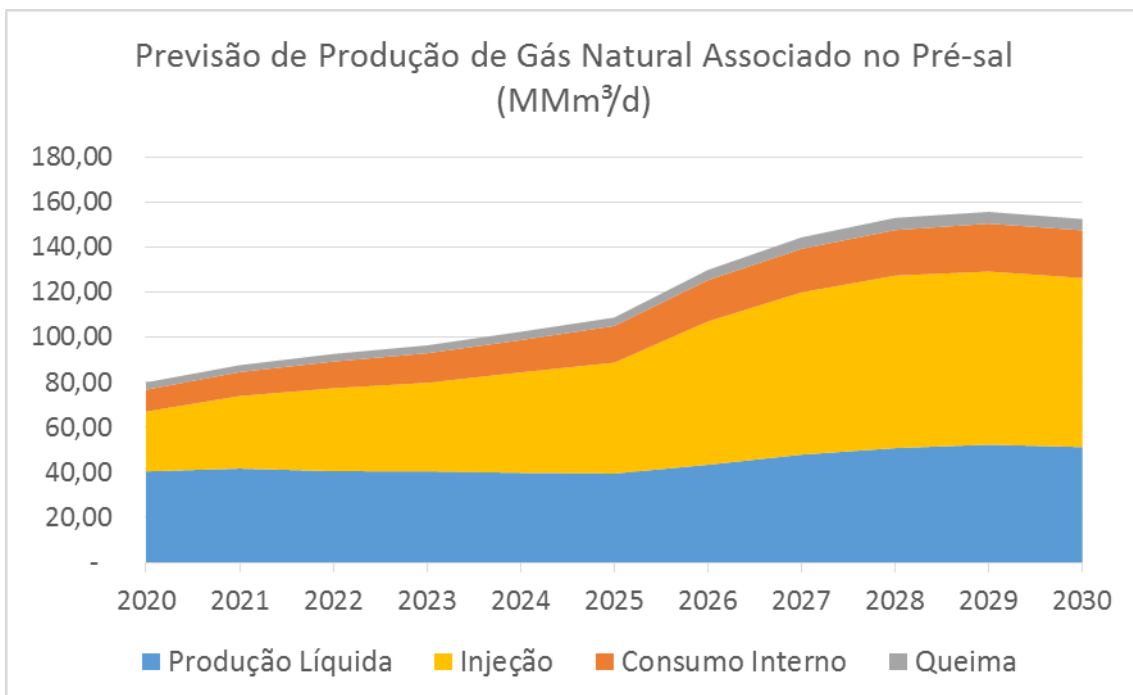


Figura 4 – Previsão da Produção Nacional de Gás Natural Associado no Pré-Sal (EPE, 2019)

⁵ Inclui a produção no Pós-sal dos campos de Badejo, Baleia Azul, Baleia Franca, Barracuda, Caratinga, Jubarte, Linguado, Marlim, Marlim Leste, Pampo, Pirambu, Trilha e Voador

Já no que concerne à produção brasileira de Gás Não Associado *offshore*, os volumes são menores que os do Gás Associado, porém se tratam de valores consideráveis em termos do porte de cada um dos projetos. Neste sentido, ressalte-se os volumes produzidos nos campos de Mexilhão (produção de 6,3 milhões m³/d de gás em outubro de 2019) e Manati (produção de 4,6 milhões m³/d de gás em outubro de 2019).

Na Bacia de Campos, a Equinor detém a operação do bloco BM-C-33, localizado a 2.900 metros de lâmina d'água, que possui perspectivas importantes de produção de GNA. O bloco foi adquirido na sétima rodada de licitações (em 2005), tendo a Equinor assumido a operação em 2016. A parceria conta ainda com Repsol (35%) e Petrobras (30%). No bloco, ainda em fase de avaliação, foram realizadas três descobertas no Pré-Sal: Seat (2010), Gávea (2011) e a grande descoberta de gás e condensado do prospecto Pão de Açúcar, anunciada em 2012. Um total de quatro poços de avaliação foi perfurado no bloco, confirmando um volume total recuperável de hidrocarbonetos estimado em cerca de 1 bilhão de barris de óleo equivalente (Equinor, 2020). Entre outras áreas exploratórias com descoberta de gás condensado, de elevado valor no mercado, destacamos também as áreas de Gato do Mato, Júpiter e Libra Central na Bacia de Santos.

3. CARACTERIZAÇÃO DO GÁS NATURAL

De acordo com o artigo 6º da Lei 9.478, de 06/08/1997, gás natural é todo hidrocarboneto que permanece em estado gasoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros. Em termos de composição, possui predominantemente teores de hidrocarbonetos parafínicos, além de componentes não hidrocarbonetos. Os hidrocarbonetos presentes no gás natural em maiores quantidades são: metano (C₁), etano (C₂), propano (C₃) e butano (C₄). Comumente, a corrente de componentes de hidrocarbonetos entre pentano (C₅) e dodecano (C₁₂), encontrados em menores quantidades, é chamada de C₅₊. Já os principais componentes não hidrocarbonetos incluem o nitrogênio (N₂), dióxido de carbono (CO₂), água (H₂O), gás sulfídrico (H₂S) e compostos de enxofre⁶.

A riqueza do gás natural é o conjunto de componentes mais pesados que o etano, isto é, a fração C₃₊ (mistura contendo propano e outros hidrocarbonetos mais pesados), que pode ser transformada em produtos de elevado valor comercial. Quanto maior for a proporção destes componentes, maior será o poder calorífico da mistura e, conseqüentemente, mais rico será considerado o gás natural bruto. Considera-se como gás rico o gás natural com teores de hidrocarbonetos pesados superiores a 8%, sendo considerado pobre quando menores que 6% e mediano quando entre 6 e 8% (Almeida, 2013). Para fins de comparação, é apresentada na Figura 5 a riqueza média do gás natural proveniente de três tipos de campos produtores: gás associado ou não ao petróleo, em ambientes exploratórios de Terra, Mar Pós-Sal ou Mar Pré-Sal.

⁶ Compostos de enxofre: sulfeto de carbonila - COS, dissulfeto de carbono - CS₂ e mercaptanas (cadeias orgânicas contendo enxofre ligado a um hidrogênio e à cadeia carbônica, sendo análogo aos álcoois, com substituição funcional do oxigênio do álcool pelo enxofre).

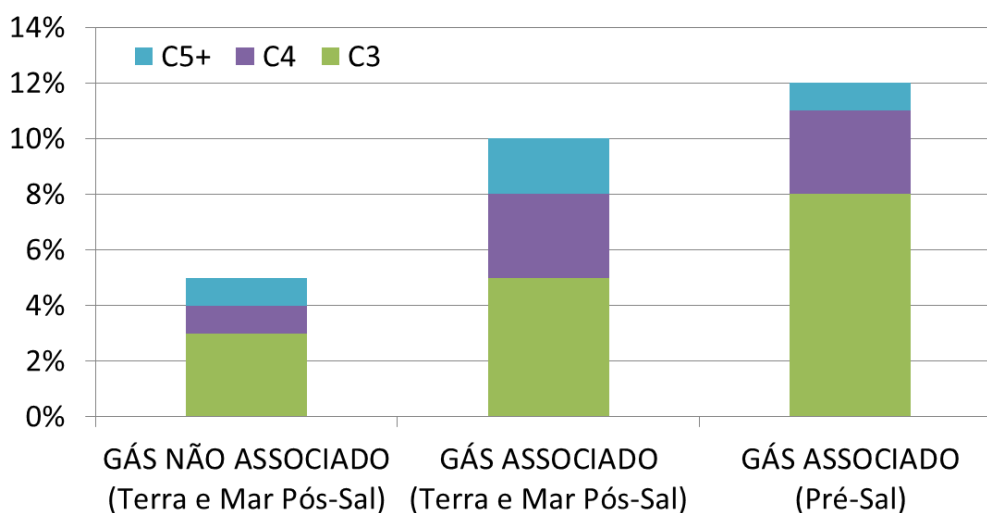


Figura 5 - Riqueza média de três tipos de gás natural (estimado com base nas composições dos campos em produção no Brasil, segundo memórias de cálculo dos Preços de Referência de Gás Natural, no site da ANP).

3.1 Gás Associado e Não Associado

Conforme mencionado anteriormente, além da classificação por teor de riqueza, o gás natural pode ser caracterizado como Gás Associado (GA) ou Gás Não Associado (GNA). O GA é aquele que se encontra em solução no óleo presente no reservatório. Com a produção de óleo e a consequente variação na pressão à medida que o fluido se eleva, a solubilidade do gás é reduzida, sendo o mesmo liberado em condições de superfície. A produção do GA é uma consequência da produção do óleo. Os reservatórios do Pré-Sal possuem usualmente razão de solubilidade (ou razão gás-óleo) original entre 200 e 450 m^3_{std}/m^3_{std} . Isto é, para cada metro cúbico de óleo produzido na superfície são liberados entre 200 e 450 m^3 de gás nas condições atmosféricas padrão.

É também Gás Associado aquele existente em uma capa de gás original ou secundária (criada por conta da despressurização com a produção de óleo) do reservatório. Nesse caso denomina-se Gás Livre Associado. Normalmente, a capa de gás é mantida no reservatório a fim de atenuar a depleção, priorizando-se a produção do óleo, e passando a ser produzida próximo ao término da produção do campo; no entanto, a depender da estratégia de produção, e da completação dos poços, parte da capa de gás pode ser produzida junto com o óleo.

O GNA é aquele presente em reservatórios de gás, e que, portanto, só é produzido se puder ser comercializado. Em alguns casos o reservatório de GNA é de Gás Condensado, que, em condições de subsuperfície, possui frações ricas (hidrocarbonetos mais pesados) vaporizadas no gás e líquidas em condições de superfície. Tais frações são denominadas “condensado”. A depender das pressões durante a produção, uma parte do condensado vaporizado no gás pode se liquefazer e depositar no reservatório, sendo a parcela restante produzida junto com o gás. Em situações muito especiais pode ser viável economicamente realizar o processo de ciclagem em reservatórios de gás condensado, isto é: produzir o gás rico, separar e comercializar o condensado e reinjetar o gás pobre para manutenção da pressão do reservatório (mantendo o condensado em solução).

3.2 Especificação do Gás Natural (GN)

No Brasil a especificação do gás natural de origem nacional ou importado, a ser comercializado em todo o território nacional, é estabelecida pela Portaria ANP nº 16/2008. As especificações da ANP para o gás natural constituem um balizador do limite máximo de alguns componentes e que permitem a sua comercialização. Os principais contaminantes presentes no gás natural são enxofre total, gás sulfídrico (H_2S), gases inertes (CO_2 e N_2), oxigênio, além de partículas sólidas. Na maior parte dos casos os contaminantes, agindo sozinhos ou em composição com água, tornam-se corrosivos a equipamentos metálicos comprometendo o transporte, ou promovem a redução do poder calorífico de misturas gasosas. No que tange aos teores de contaminantes, o gás natural especificado para venda deve ter:

- Teor de CO_2 menor que 4% em volume;
- Teor de H_2S menor que 10 ppmv.

Adicionalmente, o teor de etano deve ser inferior a 12%. Cabe pontuar também, que o teor de 3% de CO_2 definido no caso da exportação busca contemplar, com razoável segurança, as limitações impostas pela especificação deliberada pela ANP.

Quando uma corrente de gás natural se encontra com composição diferente daquela estabelecida nas especificações da ANP - o que é o caso da maior parte dos volumes de Gás Associado e até mesmo de Não Associado produzida em ambiente *offshore* -, esta necessita ser processada em uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) para remoção das correntes líquidas, bem como possíveis contaminantes que tenham restado após o tratamento primário nas plataformas, caso haja, ou que tenham sido introduzidos na corrente de entrada pela mistura com outras correntes de gás. Estas correntes líquidas, por sua vez, podem também ser especificadas para venda na forma de GLP (“gás de cozinha” vendido em botijões), gasolina natural, etano e propano petroquímicos, entre outras correntes, o que pode gerar receita e aprimorar o fluxo de caixa das UPGNs, contribuindo para a viabilidade econômica do aproveitamento comercial do gás natural.

3.3 Teor de CO_2 no Pré-Sal

Um dos problemas enfrentados pela indústria petrolífera nas atividades de E&P é a ocorrência, em reservatórios de hidrocarbonetos, de gases corrosivos, como o dióxido de carbono (CO_2) e o ácido sulfídrico (H_2S). A depender de suas concentrações, esses gases podem causar riscos à vida dos trabalhadores, gerar danos aos equipamentos ou mesmo inviabilizar projetos (Gamboa et al., 2019; Müller et al., 2006).

No caso específico do CO_2 encontrado em alguns reservatórios do Pré-Sal, sabe-se que o mesmo pode ocorrer de maneira anômala em diversas bacias sedimentares ao redor do mundo (por exemplo, Sudeste Asiático, Itália, Austrália Oriental), nos mais variados contextos geológicos. Sua associação a diversos campos produtores de petróleo e gás natural é descrita em casos como o do campo gigante de gás natural Natuna-d-Alpha, na Indonésia, nos campos petrolíferos de Miller no Mar do Norte e no campo de McElmo Dome nos Estados Unidos, com concentrações variáveis.

O gás do Pré-Sal possui teores variáveis de CO₂, a depender do reservatório e do processo de migração dos fluidos. Por vezes, em um mesmo reservatório o teor de CO₂ é variável, lateral ou verticalmente. Na jazida compartilhada de Lula, por exemplo, os teores de CO₂ no gás produzido variam de 8% a 25%. Na jazida de Iracema, que faz parte do Campo de Lula, o teor de CO₂ no gás é menor que 1%.

O CO₂ é produzido junto com o óleo, sendo liberado no processo de produção junto com o gás natural. Tem sido uma prática em operações no Pré-Sal realizar a separação da corrente rica em CO₂ na Unidade Estacionária de Produção (UEP) e reinjetá-la no reservatório, evitando a emissão de gases de efeito estufa. É importante destacar que, com os sistemas de separação de CO₂ atualmente disponíveis, as membranas apresentam alta seletividade ao CO₂, contudo uma parcela de moléculas de hidrocarbonetos de tamanho similar, como metano e etano, também permeia pelas membranas, incorporando-se à corrente de CO₂ separada e reinjetada.

No artigo “*An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields*”, registrado como OTC-25274, foi simulada a fração de gás disponível para exportação em função do teor de CO₂ do gás produzido para uma planta de processamento típica do Pré-Sal, descontando o gás utilizado para geração de energia no FPSO e a fração convertida em condensado. Segue a tabela 2 do referido artigo.

Table 2—Fraction of gas flow rate available to export as a function of CO₂ content in the produced gas, after processing by membranes

CO ₂ Content in Feed Stream (% mol/mol)	Treated Gas Flow Rate Percentage (Remain/Feed)
10%	70%
20%	56%
30%	45%
40%	36%
45%	30%
50%	27%

No artigo as estimativas foram feitas para um FPSO com capacidade de processamento de gás de 6 milhões m³/d. Se admitirmos que a vazão de gás utilizado para geração de energia na plataforma é de 600 mil m³/d, é possível gerar a tabela a seguir:

Teor de CO ₂ no gás produzido	Fração do gás produzido disponível para escoamento, descontando o gás usado para geração elétrica (artigo OTC)	Fração do gás produzido disponível para escoamento e para geração elétrica na plataforma	Fração do gás produzido permeado nas membranas (corrente rica em CO ₂)	Fração de CO ₂ no gás permeado nas membranas
10%	70%	80%	20%	35%
20%	56%	66%	34%	50%
30%	45%	55%	45%	60%
40%	36%	46%	54%	69%
45%	30%	40%	60%	70%
50%	27%	37%	63%	75%

No Pré-Sal, a Petrobras e empresas parceiras vêm desenvolvendo, junto com os fornecedores, novas tecnologias na área de membranas, de forma a aumentar a seletividade para o CO₂ (Touma *et al.*, 2019). Destaca-se o protótipo da tecnologia CMS (Carbon Molecular Sieves), que vem sendo testado pelas equipes do Núcleo Experimental de Atalaia (NEAT) no Centro de Pesquisas da Petrobras (CENPES) em Aracajú no Estado de Sergipe. Testes adicionais devem ser realizados,

em protótipo em grande escala, antes que a tecnologia esteja finalmente pronta para aplicação industrial. Espera-se que esta demonstração futura aconteça em 2021. Essa tecnologia poderá ser adotada em UEPs novas ou já existentes, no caso de modernização que permita operações com altas concentrações de CO₂. Além da maior seletividade para o CO₂, a expectativa é que as membranas CMS possam também separar o H₂S e vapor d'água, o que simplificaria as plantas de processamento de gás do Pré-Sal.

A implementação do processo de separação e reinjeção da fração rica em CO₂ na planta de gás aumenta a complexidade dos equipamentos da UEP, não apenas em termos de operação, mas em área e peso. Como consequência, a capacidade de processamento de gás, e consequentemente do óleo, pode sofrer limitação, causando impacto aos indicadores econômicos do projeto.

4. INJEÇÃO DE ÁGUA E GÁS NA PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A injeção de água é o método de recuperação secundária de óleo mais utilizado no mundo. Em reservatórios de campos marítimos, injeta-se água do mar tratada, com reduzido teor de sólidos, sem oxigênio, sem bactérias e, a depender da caracterização da água e da rocha do reservatório, sem sulfato, para evitar a formação de incrustações salinas nos poços e a acidulação biogênica (“souring”).

Embora a injeção de água seja o método de manutenção de pressão no reservatório mais frequentemente empregado, a injeção de gás também auxilia na manutenção da pressão. Além da manutenção da pressão, tanto a água quanto o gás injetados contribuem para o incremento da eficiência de varrido, aumentando a recuperação de petróleo dos reservatórios. Outras técnicas também auxiliam neste objetivo, como a injeção alternada de água e gás (WAG – *Water Alternating Gas*) e a injeção de gases miscíveis, como o CO₂.

A reinjeção do gás produzido tem se mostrado bastante importante nos campos offshore do Pré-Sal, em função do alto teor de CO₂ presente em alguns campos localizados no polígono. O gás exportado deve ter uma concentração máxima de 3% de CO₂, o que gera a necessidade de separação do CO₂ na plataforma de produção para reinjeção.

Uma particularidade importante é que, nos reservatórios do Pré-Sal, devido principalmente à alta pressão, o gás injetado é miscível com o óleo, o que favorece o deslocamento e a recuperação. O aumento da recuperação proporcionado pela injeção miscível de gás está ligado aos seguintes mecanismos: (i) manutenção da pressão do reservatório; (ii) solubilização e inchamento do óleo; (iii) redução da viscosidade do óleo; (iv) redução das tensões interfaciais, favorecendo a eficiência de deslocamento; (v) redução da saturação de óleo residual. A passagem da água em um meio poroso deixa uma saturação de óleo residual significativa (usualmente entre 20% e 40%) que, no deslocamento miscível do óleo pelo gás se torna nula, ou seja, por onde o gás (ou mistura de gás e CO₂) passa, não fica óleo retido.

A injeção de gás é, portanto, um método de aumento da produção de óleo. A vazão de gás natural a ser injetada em adição à corrente de CO₂ (que precisa ser reinjetada), deve ser avaliada caso a caso, considerando a recuperação final de óleo e os indicadores econômicos. Os casos limites a

serem avaliados são a injeção total de gás e a injeção apenas da corrente rica em CO₂, com exportação do gás especificado.

A injeção alternada de água e gás permite reunir a maior eficiência da injeção de água para manutenção da pressão do reservatório com a maior eficiência da injeção de gás no deslocamento de óleo em escala de poros. Adicionalmente, devido às diferenças nas viscosidades e densidades entre gás e água, a tendência é uma melhora na eficiência do varrido, especialmente em reservatórios heterogêneos, onde podem se formar canais preferenciais entre os poços injetores e produtores. A injeção alternada também permite controlar o aumento da RGO devido à irrupção do gás injetado nos poços produtores, que pode levar a redução da produção de petróleo por limitação na capacidade de processamento do gás natural produzido.

Nos maiores reservatórios do Pré-Sal em operação (Lula, Sapinhoá, Búzios) a injeção de gás é feita na zona de óleo. O gás é injetado alternadamente com a água, com o objetivo de controlar a frente de avanço do gás e melhorar as eficiências de deslocamento e de varrido, aumentando a recuperação. Quanto mais CO₂ houver na corrente de gás injetada, mais fácil é desenvolver a miscibilidade entre gás e óleo, visto que em condições de reservatório o CO₂ tende a ser um excelente solvente. Adicionalmente, como é injetado o gás rico, as frações mais pesadas (C5+) acabam sendo produzidas junto com o óleo.

Nas análises para os diversos campos do Pré-Sal, a PPSA, com base nos estudos realizados pelos operadores, tem observado que:

- quando o reservatório não apresenta diferenças de profundidades muito significativas, a reinjeção de gás alternando com água (WAG), em processo miscível, proporciona os melhores resultados;
- quando o reservatório tem grandes espessuras e altos estruturais pronunciados (caso de Carcará no bloco BM-S-8), a injeção de gás nos altos, complementada pela injeção de água em baixos, com produção de óleo em profundidades intermediárias, permite recuperação superior à injeção de água com exportação do gás.

Schaefer *et al.* (2017), mostram o ganho na recuperação conseguido com o método WAG (com reinjeção de todo gás) em um reservatório com características dos reservatórios do Pré-Sal. No período simulado foi reportado um incremento entre 25% e 30% na recuperação final, comparando o WAG, com reinjeção contínua de água ou gás.

A avaliação do melhor método de recuperação, em termos econômicos, deve ser feita caso a caso, a partir da modelagem numérica de reservatórios, incorporando dados de ensaios laboratoriais e os modelos físico-matemáticos mais adequados para cada reservatório. O desempenho de cada método de recuperação depende de vários fatores, como as características do reservatório, heterogeneidades, tipo de óleo, composição dos fluidos, vazões de produção e injeção, pressão, temperatura etc.

5. INJEÇÃO DE GÁS *versus* DISPONIBILIZAÇÃO

A avaliação da melhor opção econômica para o desenvolvimento de um reservatório do Pré-Sal deve considerar, entre outros, os seguintes cenários extremos:

- a) Cenário de mínima injeção de gás - injeção de água, separação e reinjeção da corrente de CO₂ no reservatório e disponibilização do gás ao mercado. Este cenário exige infraestrutura para escoamento e processamento de gás ou outras tecnologias (Floating LNG, Floating GTL), com monetização do gás natural.
- b) Cenário de máxima injeção de gás - reinjeção de todo o gás produzido, complementando, se necessário, com injeção de água.

Para os dois cenários, o acréscimo na produção e no fator de recuperação de petróleo e gás natural devem ser evidenciados, bem como eventuais perdas de produção de óleo por conta do aumento esperado do RGO no cenário de máxima injeção de gás natural. No caso do cenário “a” também devem ser considerados os investimentos necessários para a disponibilização da infraestrutura de escoamento e processamento, além da provável redução da capacidade de processamento de gás e óleo da UEP decorrente da infraestrutura de separação do CO₂ a bordo da Unidade.

Por outro lado, também devem ser evidenciados os volumes de gás natural reinjetados que deixam de ser escoados e, portanto, indisponíveis ao mercado. Nesse contexto, é importante considerar todos os cenários possíveis de monetização e as receitas advindas da comercialização do gás natural.

O fato é que uma parte do excedente de gás natural discutido neste trabalho poderia ser disponibilizado ao mercado de gás natural através de investimentos em infraestrutura, especialmente na construção de gasodutos de escoamento, ou de sua liquefação (GNL). Outras formas de monetizar este gás natural seriam as tecnologias GTW (*Gas to wire*) e GTL (*Gas-to-liquids*). A primeira consiste na conversão do gás excedente em energia, através de termelétricas, e a segunda pela conversão do gás natural em líquidos de alta qualidade (particularmente diesel, querosene de aviação e lubrificantes sintéticos) ou petróleo sintético (Wood, 2012).

Em relação a plantas de liquefação, tendo em vista a provável demanda predominante em campos *offshore*, o foco se dá em plantas de liquefação flutuante (FLNG – floating liquefied natural gas). Essas plantas são relativamente recentes, com a primeira exportação ocorrendo em 2017, através da instalação FLNG Satu (Malásia). Esta instalação possui capacidade de 1,2 MTPA (*million tonnes per annum*), o que equivale a cerca de 4,5 milhões de m³/dia. O PFLNG1 (Songhurst, B.) foi o primeiro a iniciar a produção offshore de Sarawak no campo de Kanowit, em novembro de 2016, mas recentemente foi realocado para o campo de Kebabangan, demonstrando a natureza flexível das instalações flutuantes de GNL. Como são poucos exemplos deste tipo de instalação, este primeiro projeto foi adotado como referência. Assim como adotado para dutos, para que a viabilidade de um projeto seja analisada, consideraremos a possibilidade de incorporação de mais de um campo ou concessionário.

Cabe lembrar que:

- No cenário de disponibilização de gás, o ideal é que o início do escoamento e venda de gás deve ocorram junto com o primeiro óleo. Caso contrário há o risco de atraso do início da produção, que deve ser considerado na avaliação econômica do projeto;
- A depender das características do reservatório, a reinjeção de gás miscível tem o potencial de aumentar o fator de recuperação de óleo, tornando o projeto economicamente mais atrativo, mas o percentual ótimo do gás produzido a ser reinjetado deve ser perseguido e avaliado caso a caso. A reinjeção de volume excessivo de gás pode reduzir a recuperação de óleo, seja por aspectos de reservatórios (breakthrough do gás, por sua maior mobilidade em relação ao óleo) ou por aspectos de instalações (restrição de processamento do óleo devido à elevada RGO do fluido produzido, em função da reciclagem do gás, fazendo com que a capacidade de processamento de gás seja atingida sem que isso ocorra para o óleo);
- Para um reservatório contendo CO₂, a inclusão do sistema de separação e reinjeção da corrente rica em CO₂ implica, com as tecnologias hoje disponíveis, em redução da capacidade de processamento de gás e de óleo da UEP, reduzindo o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto.
- Por outro lado, a reinjeção de todo gás resulta em que as UEPs, após algum tempo, ficarão topadas na capacidade de processamento de gás, reduzindo, portanto, a produção de óleo. Qualquer esforço em reduzir a vazão de gás que chega à plataforma permitiria aumentar o processamento de óleo e gás, melhorando o VPL. Destaca-se a tecnologia HISEP de separação em alta pressão na fase densa, patente da Petrobras, com um protótipo em testes na planta do CENPES na Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR). A tecnologia permite a separação e reinjeção de uma grande fração do gás associado rico em CO₂ como um fluido denso, ainda no leito marinho, fazendo com que uma menor quantidade de gás seja processada na plataforma, permitindo aumentar a capacidade de processamento de óleo. Os testes apresentaram bons resultados, comprovando a tecnologia (PASSARELLI *et al.*, 2019);
- Caso o escoamento de gás, com investimentos antecipados em gasoduto e UPGN, seja viável economicamente, este cenário deve ser comparado, em termos de VPL, com o cenário de reinjeção total ou parcial do gás, seja somente gás ou alternadamente com água (WAG). A melhor opção econômica deve ser perseguida, desde que ela coadune com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo e com o melhor aproveitamento dos hidrocarbonetos;
- A quantificação do valor presente líquido de cada opção (reinjeção x disponibilização de gás) deve ser feita caso a caso, com as previsões de produção obtidas por simulação numérica de fluxo, incorporando a geologia do reservatório e demais propriedades, especialmente a caracterização dos fluidos.

Devido aos elevados investimentos no sistema de escoamento e processamento de gás, sugere-se, para o ambiente do Pré-Sal, trabalhar com a visão de plano diretor, com o agrupamento dos projetos de desenvolvimento em áreas próximas (mesmo sendo consórcios distintos) para uso da mesma infraestrutura. Cabe observar que os projetos que potencialmente utilizariam a

infraestrutura de escoamento e processamento devem ter evoluções coordenadas e compromisso firme com o investimento, o que traz complexidade ao processo. Cada projeto deve necessariamente obedecer ao cronograma de investimentos, condição que poderá implicar em antecipação de gastos e impactos nos resultados econômicos. Contudo, esta é uma solução possível para a disponibilização do gás do Pré-Sal.

Caso a exportação de gás não tenha sido prevista no projeto dos sistemas de produção, para escoar o gás provavelmente será necessário substituir a Unidade de Produção ou então implantar um “hub” dedicado ao tratamento e escoamento do gás, implicando em adicionar novos investimentos e custos ao projeto. Nesse cenário, cabe estimar as eventuais receitas com a monetização do gás para fins de remuneração dos investimentos.

Alternativamente, mesmo no cenário de reinjeção total, a UEP poderia ser projetada e construída com a flexibilidade para uma futura disponibilização do gás, como já se verifica em alguns projetos do Pré-Sal.

Nesses casos, seja por meio de um “hub” dedicado ou pelo tratamento do gás na própria UEP, a disponibilização do gás natural resultará em receitas advindas da sua comercialização que devem ser consideradas para as avaliações de remuneração dos investimentos e viabilidade econômica dos projetos. A elaboração do projeto de desenvolvimento do campo deve considerar as alternativas de disponibilização do gás natural produzido, a fim de verificar sua viabilidade e compará-la com outras alternativas de desenvolvimento.

Conforme mencionado nas seções anteriores, existe um mínimo de gás a ser reinjetado nos reservatórios, seja devido à restrição de CO₂ que pode estar contido no gás a ser exportado e à corrente de hidrocarbonetos que, devido às tecnologias atuais de remoção, necessariamente é removida junto com o CO₂, seja por questões de aumento da recuperação de óleo, que em geral é o hidrocarboneto de maior valor.

No entanto, o desenvolvimento de novas tecnologias, principalmente nos equipamentos utilizados na remoção de CO₂, pode propiciar a redução deste mínimo de gás a ser injetado. Além disso, o gerenciamento do reservatório, com a análise dos dados adquiridos, ao longo da produção, possibilita melhor entendimento sobre o comportamento dos fluidos e, conseqüentemente, o ajuste dos modelos e modo a se definir com menos incerteza as vazões de injeções ótimas para o aumento do fator de recuperação do óleo.

5.1 Histórico de injeção

A Figura 6 apresenta a evolução da destinação do gás natural desde 2009. Observa-se redução significativa na queima de gás ao longo dos anos, fruto de regulamentação da ANP que estabeleceu limites de queima e induziu a adequação por parte dos operadores. Também pode-se observar que o consumo interno apresenta aumento compatível com o aumento de instalações e da própria produção de gás natural.

Por outro lado, o comportamento da curva relativa à injeção apresenta grande alteração na tendência a partir de 2013 (associado ao aumento da produção dos campos de Lula e Sapinhoá). A disponibilidade de gás apresenta aumento significativo, embora com inclinação menor que a observada pela produção total. Estes dados reforçam a impressão relatada no parágrafo anterior.

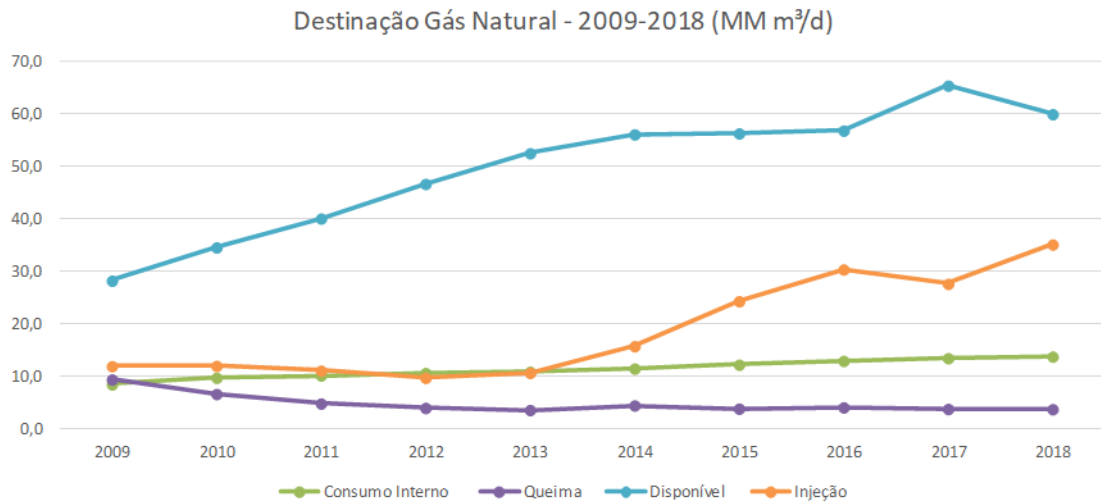


Figura 6 – Destinação do gás natural (ANP, 2019)

A Figura 7 apresenta o histórico de produção de gás e injeção nos Campos de Lula e Sapinhoá. A Figura 8 apresenta o percentual do gás produzido que foi reinjetado. Estes campos são os únicos do Pré-Sal da Bacia de Santos que exportam gás atualmente. Observa-se que nestes dois campos o gás injetado está atualmente em torno de 45% do gás produzido. A fração rica em CO₂ desses campos, já levando em conta a eficiência das membranas de separação, situa-se, na média, entre 25 e 35%, ou seja, o gás injetado está aproximadamente entre 10 e 20 pontos percentuais acima do mínimo (corrente rica em CO₂). Como as plataformas típicas do Pré-Sal têm capacidade de processamento de gás de 6 MM m³/d, significa que cada plataforma tem, recentemente, injetado em média entre 600 e 1,200 mil m³/d de gás acima do mínimo necessário (corrente rica em CO₂). Cabe ressaltar que, conforme será evidenciado mais adiante neste estudo, existe hoje uma grave restrição de infraestrutura que impede a maior disponibilização de gás ao mercado via gasodutos.

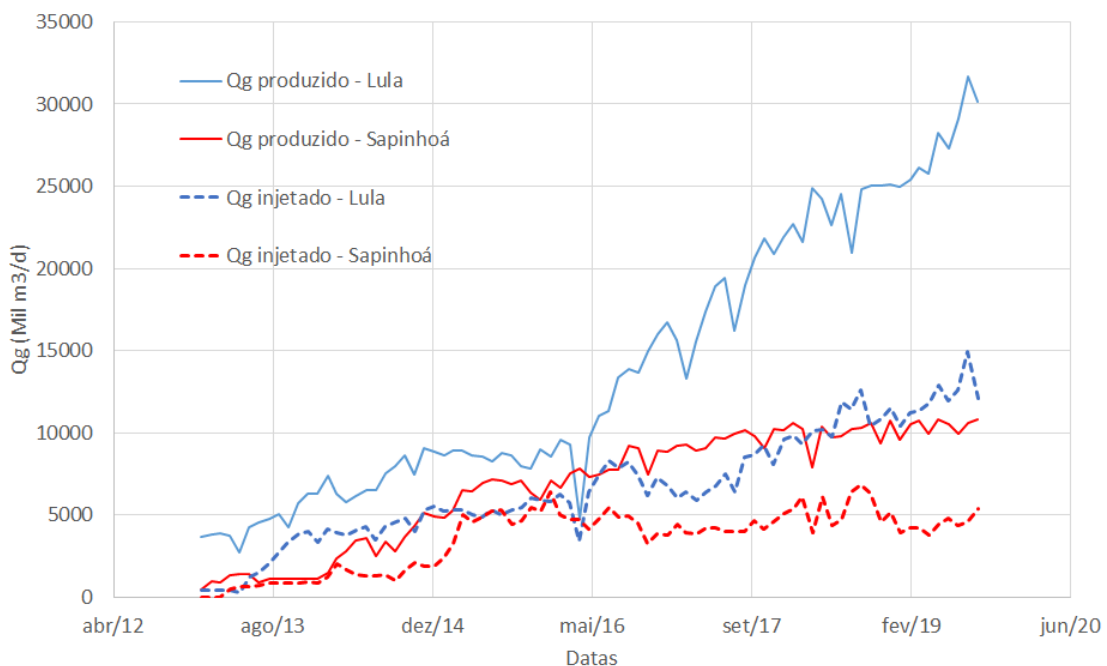


Figura 7 – Gás total produzido e gás reinjetado em Lula e Sapinhoá

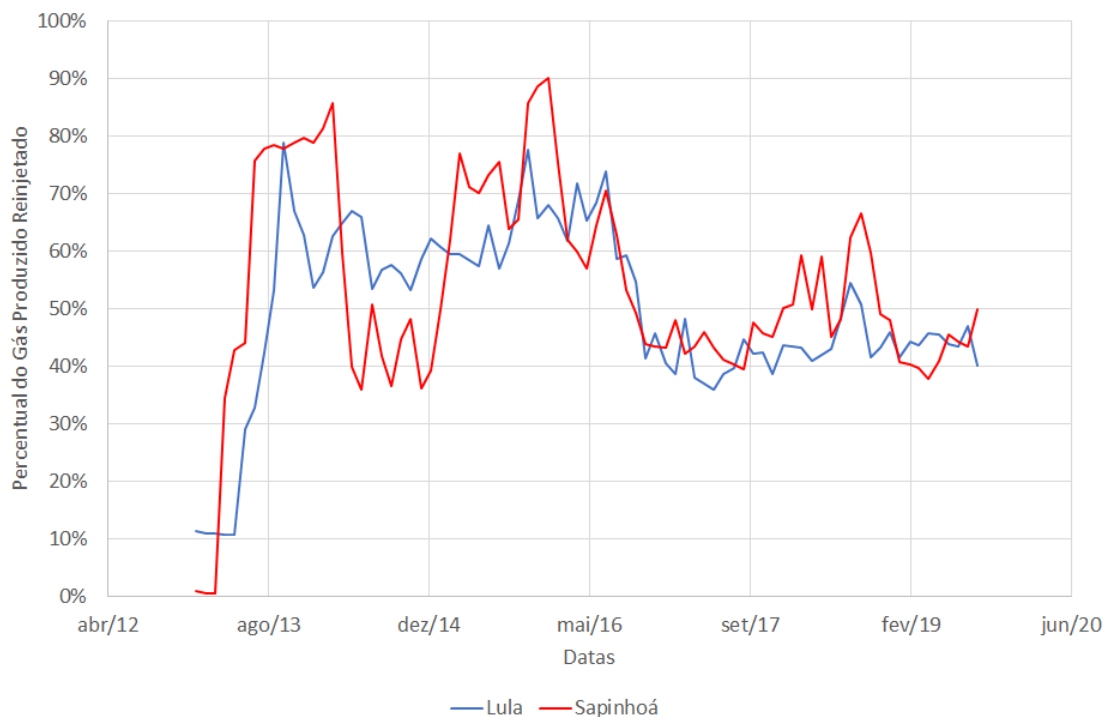


Figura 8 – Percentual do gás produzido reinjetado em Lula e Sapinhoá

A partir dos dados fornecidos pelos operadores à ANP por meio dos Programas Anuais de Produção (PAP), incluindo dados adicionais solicitados especificamente quanto à previsão de injeção de gás e à parcela de CO₂ correspondente, é possível consolidar uma previsão dos volumes de gás produzidos e injetados nos próximos anos para os campos do Pré-Sal na Bacia de Santos, onde reside o maior potencial, em termos volumétricos, para aumento do aproveitamento comercial do gás natural. A Figura 9 exibe a previsão de produção e destinação do gás natural até 2023, em conjunto com o percentual de reinjeção.

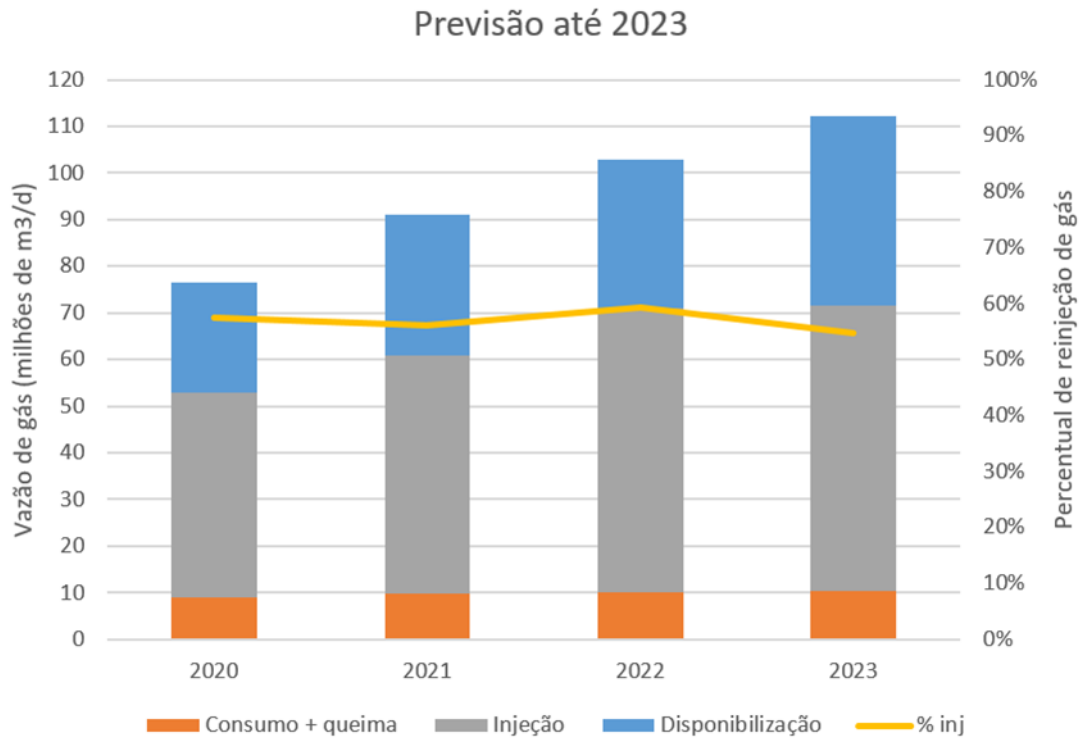


Figura 9 – Previsões de produção e destinação de gás até 2023 – campos do Pré Sal na Bacia de Santos (Fonte: PAP dos campos)

Percebe-se que o percentual de reinjeção de gás é superior aos dados mostrados na Figura 8, visto que na previsão até 2023 estão sendo considerados outros campos que hoje não exportam gás natural, como Búzios, que já apresenta uma vazão de produção significativa deste fluido e tem previsão de iniciar a exportação, por meio da UEP P-74, ao longo de 2020. Ou seja, durante algum tempo ainda, grande percentual do gás produzido continuará a ser reinjetado.

Além disso, entre 2020 e 2023, outros campos começarão a produzir (ex: Sépia e Atapu), sendo que inicialmente não está prevista exportação de gás, além do campo de Mero, que possui alto teor de CO₂ (entre 40 e 45%), para o qual no projeto base original não é prevista a exportação de gás durante toda sua vida produtiva e, mesmo que ocorra, devido ao teor de CO₂, os volumes reinjetados sempre representarão fração significativa do volume produzido.

A Figura 10 detalha as vazões previstas de reinjeção de gás separadas por vazões de CO₂ e vazões de outros componentes que pelas eficiências atuais do processo de separação necessitam ser reinjetadas, assim como a injeção excedente.

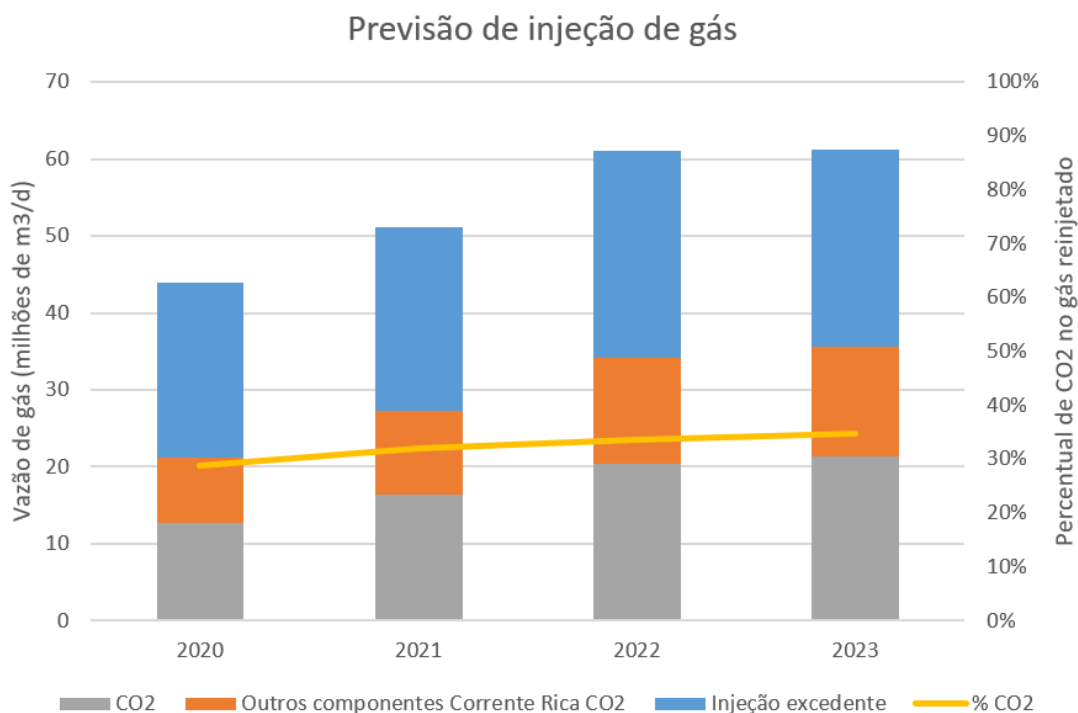


Figura 10 – participação do CO₂ no gás injetado e possível excedente até 2023 – campos do Pré Sal na Bacia de Santos (Fonte: PAP dos campos)

Levando-se em consideração as premissas acima expostas sobre a corrente mínima a ser reinjetada devido a questões de tecnologia de remoção de CO₂ e materiais utilizados em poços e linhas (adotando-se, por simplificação, um valor de 60% para o teor de CO₂ na corrente injetada), e os teores de CO₂ produzidos por cada campo, pode-se estimar algo em torno de 25 milhões de m³/d de gás natural adicionais, para cada um dos próximos anos (injeção excedente no gráfico), que poderiam ser disponibilizados ao mercado caso houvesse possibilidade e viabilidade de exportação. Foram desconsiderados neste cálculo aspectos de reservatório que poderiam fazer com que a necessidade de injeção mínima de gás seja maior. Por outro lado, avanços tecnológicos podem reduzir as frações de outros componentes que hoje são injetados com o CO₂.

5.2 Considerações acerca da Disponibilização do Gás Natural

Ao comparar injeção versus disponibilização do gás natural ao mercado há que se considerar o potencial do produto no desenvolvimento e viabilização de novos empreendimentos nos setores industriais, veiculares, residenciais e térmicos, além do uso do gás natural como matéria prima para diversos outros processos industriais.

A maior oferta de gás natural no território nacional tem a característica de alavancar o uso de um combustível mais limpo, quando comparado a outros combustíveis fósseis, bem como contribuir como novos negócios. Neste contexto, importante ressaltar que a disponibilização do gás natural do Pré-Sal está abarcada nas políticas estabelecidas no programa de governo Novo Mercado de Gás, que apresenta como resultados esperados:

“ - Melhorar o aproveitamento do gás do Pré-sal, da bacia de SE/AL e outras descobertas

- Ampliar investimentos em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás natural
- Aumentar a competição na geração termelétrica a gás
- Retomar a competitividade da indústria em seus diversos segmentos, como celulose, fertilizantes, petroquímica, siderurgia, vidro, cerâmica e outros”.

Desta forma, a disponibilização do gás natural ao mercado deve contemplar projetos estruturantes que viabilizem a expansão da infraestrutura de logística necessária de forma coordenada com a oferta de gás natural, como princípio fundamental o acesso aos terceiros interessados aos gasodutos e UPGNs.

Conforme será mencionado mais adiante, não necessariamente a expansão da infraestrutura restringe-se à construção de gasodutos que exportem o gás das UEPs até o ambiente terrestre. O avanço da tecnologia já permite o estudo da implantação, por exemplo, de unidades de processamento e liquefação *offshore* do gás produzido, ou a aplicação de processamento “*gas to liquid*”. Não se deve desprezar, neste ponto, a análise de viabilidade econômica da implantação destes projetos, bem como a competitividade do produto a ser fornecido ao mercado, em termos de preços.

Tendo em vista a necessidade de ampliação do mercado de gás natural e a sua influência nos diversos setores tanto como fonte de energia como de matéria prima, deve-se considerar o custo deste produto considerando os investimentos necessários vis-a-vis o custo do gás importado via gasoduto ou GNL.

Neste contexto, cabe destacar que, atualmente, existem três terminais de regaseificação de GNL autorizados a operar pela ANP, um em fase de pré-operação e um em construção. Adicionalmente, diversos outros projetos foram incluídos como possibilidades em processos de habilitação para leilão de energia termelétrica avaliados pela ANP e EPE nos últimos anos.

6. Custos de GN no Pré-Sal

Em EPE (2019) apresenta-se avaliação econômica e faixa de preços de equilíbrio para o gás pobre em casos típicos do Pré-Sal, com diferentes teores de CO₂ e para diferentes distâncias da costa. A avaliação econômica dos cenários de desenvolvimento deve ser feita para cada projeto, a partir das previsões de produção.

Adicionalmente, é importante incluir na análise as questões de: (i) acesso ao mercado de gás; (ii) estimativa de preços para venda de gás; (iii) comercialização do C5+ e GLP gerados na UPGN; (iv) licenciamento ambiental, incluindo a chegada do gasoduto na costa e encaminhamento até a UPGN, entre outros. Todas essas questões devem estar bem definidas para apoiar a decisão de investimento em infraestrutura de escoamento e processamento de gás.

Assim, a monetização dos volumes de gás natural produzidos no Pré-Sal deve levar em conta aspectos técnicos, econômicos e socioambientais que são específicos para cada projeto, e devem ser definidos durante o planejamento do desenvolvimento da produção por cada operador, em alinhamento com seus sócios naquele projeto.

Primeiramente, é possível que os agentes tenham preferência por acessar a infraestrutura de escoamento de gás natural já em operação no País, sobretudo nas Bacias de Campos e Santos. O acesso a terceiros no caso dos gasodutos de escoamento deverá ocorrer mediante negociações em base não discriminatória e embasadas pelas melhores práticas internacionais, até os limites de vazão e composição adequados à operação do sistema de escoamento existente.

Neste caso, a infraestrutura existente poderá operar escoando volumes de gás natural de diversos agentes até atingir sua capacidade instalada. Conforme apresentado na Figura 11, estima-se que o limite para o escoamento do gás natural do Pré-Sal, apenas considerando a infraestrutura existente e em construção, seja alcançado no ano de 2026, considerando o cenário de referência do PDE 2029.

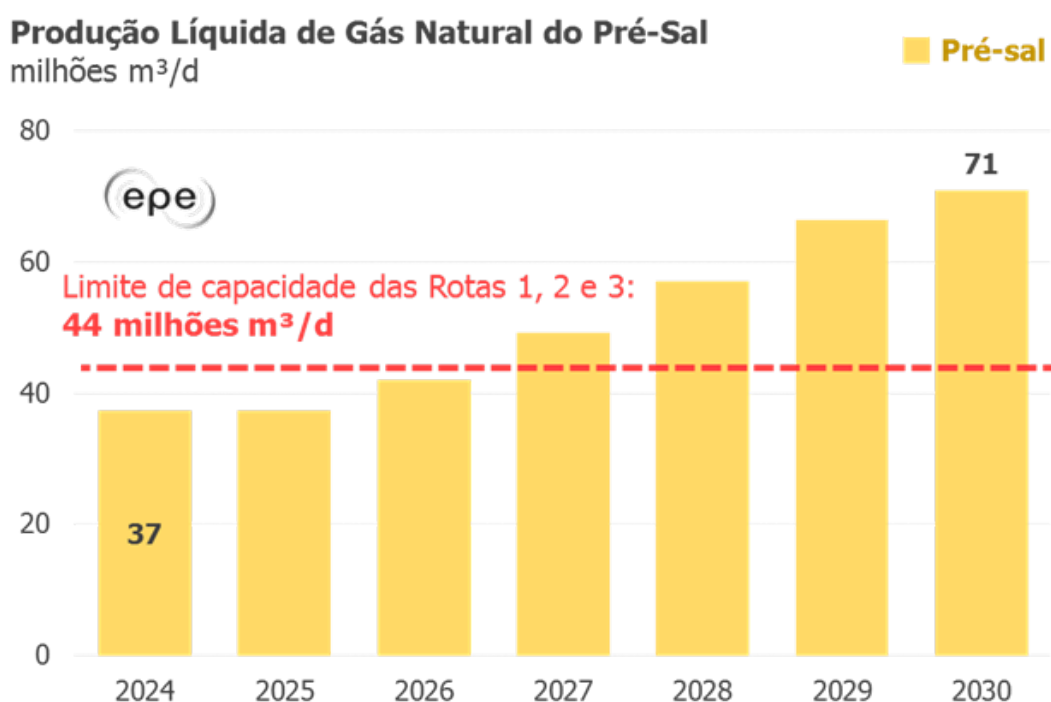


Figura 11 – Produção Líquida de Gás Natural do Pré-Sal

Volumes adicionais à capacidade existente e em construção deverão contar com decisões de investimento por parte dos agentes, para que possam ser monetizados. Neste sentido, diversas opções para monetização vêm sendo estudadas, das quais os gasodutos de transporte consistem em apenas uma das alternativas. Outras alternativas possíveis seriam o transporte através de Gás Natural Comprimido (GNC), Gás Natural Liquefeito (GNL) ou na forma de combustíveis líquidos, conforme Figura 12. Porém, ressalte-se que tais alternativas dependem de análises técnico-econômicas e socioambientais para que possam ser aplicadas a cada caso, e que nem todas dentre estas podem ser aplicáveis a todos os projetos.

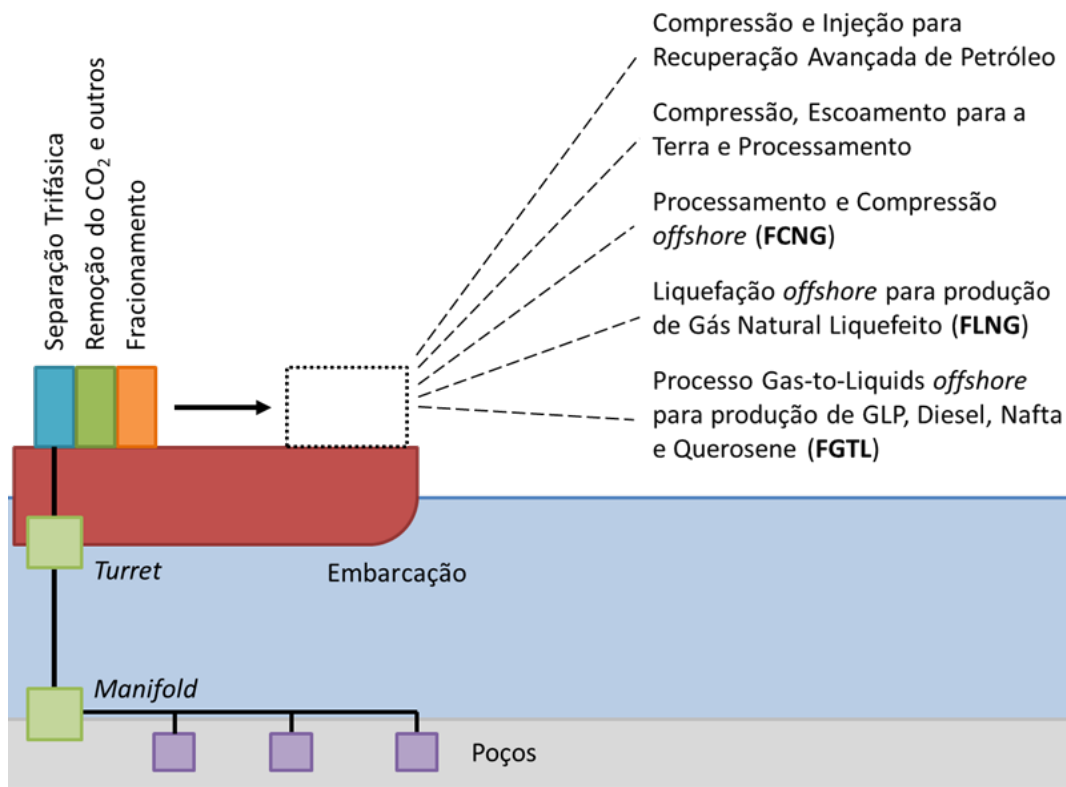


Figura 12 – Alternativas para monetização do gás natural do Pré-Sal

Outros desafios que se apresentam para a monetização do gás natural do Pré-Sal nos próximos anos serão o teor de CO₂ do gás natural e a distância dos campos até a costa, que estão relacionados a maiores custos para separação e escoamento dos volumes de gás natural. Conforme apresentado nas Figuras 13 e 14, os volumes de gás natural previstos para produção nos próximos anos tendem a estar localizados em distâncias ligeiramente menores do que os produzidos atualmente, porém podem vir a ter um maior teor de CO₂.

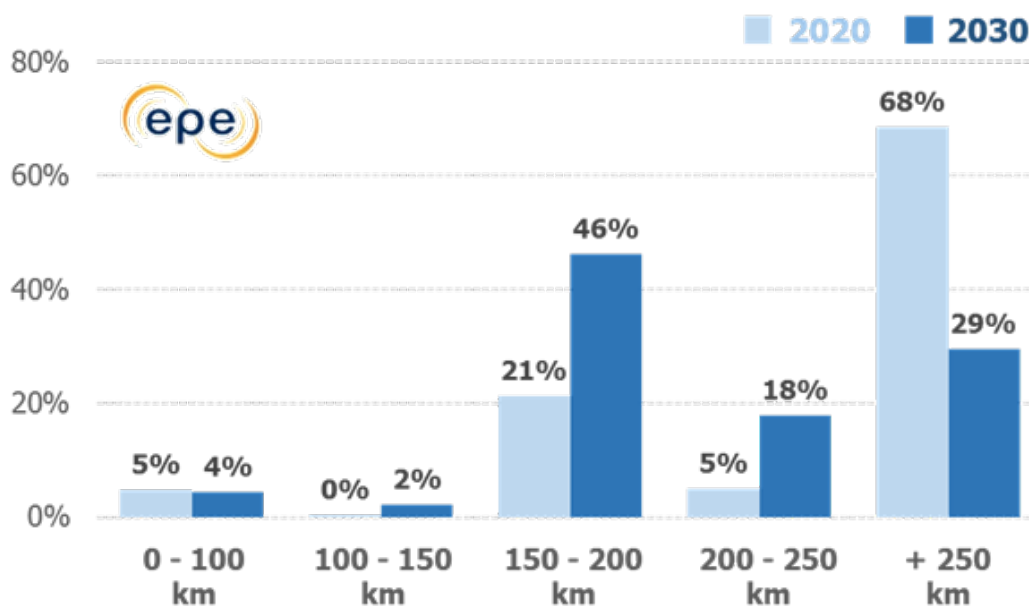


Figura 13 – Previsão da produção bruta de gás natural do Pré-Sal por faixa de distância da costa

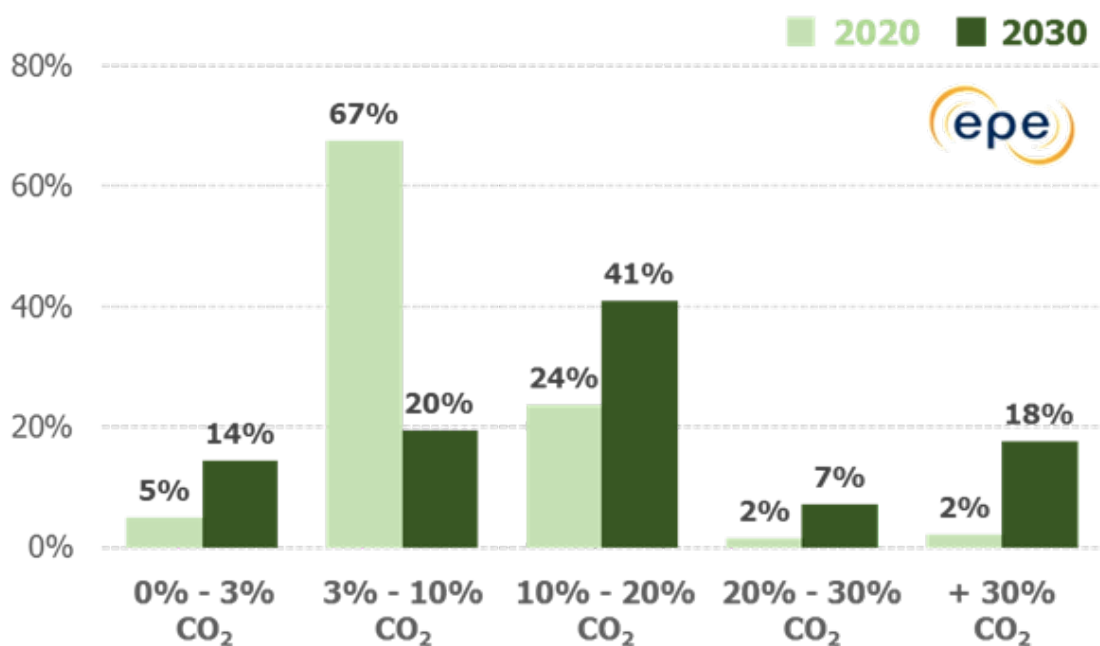


Figura 14 – Previsão da produção bruta de gás natural do Pré-Sal por faixa de teor de CO₂

Para analisar a viabilidade econômica dos diversos volumes de gás natural que podem vir a ser produzidos no País, a EPE elaborou um informe contendo estimativas de *break-even* do gás natural em relação à distância até a costa e ao teor de CO₂ de cada campo (EPE, 2019a). O estudo teve como objetivo estimar valores de CAPEX e OPEX de um projeto de E&P genérico no Pré-Sal, em seguida acrescentando os custos referentes às membranas para separação do CO₂ conforme a necessidade, e considerando reposições periódicas do módulo de membranas. Após a estimativa do valor do gás natural úmido na saída da plataforma, foram estimados em separado os custos do escoamento e do processamento do gás natural, considerando a venda do GLP e do C5+ obtidos no processo (EPE, 2019b). Após a soma dos custos, obteve-se uma estimativa do *break-even* do gás natural, considerando estas condições e premissas, para diversos teores de CO₂ e distâncias do litoral.

A partir dos parâmetros e previsões de produção consideradas no estudo, foi observado que os valores de *break-even* poderiam variar consideravelmente, de cerca de US\$ 2 até cerca de US\$ 10 /MMBtu para teores de CO₂ até 20%, e poderia ser ainda maior para maiores teores de CO₂. O referido estudo teve por base previsões de produção teóricas e estimativas de custos médios. As ordens de grandeza de custos apresentadas estão intrinsecamente relacionadas às premissas que foram utilizadas no estudo, como por exemplo número de poços, custo de equipamentos e outros parâmetros econômicos que podem ser consultados nos estudos mencionados (EPE, 2019a; EPE, 2019b).

No contexto geral, observa-se que a monetização do gás natural do Pré-Sal é um tema que deve ser analisado em detalhes para cada projeto, e que esta análise deve ocorrer anteriormente à etapa de aprovação dos projetos de desenvolvimento dos campos. Isto porque a infraestrutura necessária para processamento, compressão e escoamento, além da monetização em si, tem um longo período de maturação e requer planejamento prévio com antecedência de três a cinco

anos. Idealmente, áreas próximas candidatas à exportação de gás, devem ser reunidas em um polo e a solução de disponibilização do gás ao mercado analisada de forma integrada.

7. INFRAESTRUTURA DE ESCOAMENTO

O melhor aproveitamento dos recursos do Pré-Sal, assim como o aumento da disponibilidade de gás ao mercado, depende, fundamentalmente, da existência de infraestruturas que permitam a chegada do recurso aos consumidores finais.

A infraestrutura de gás natural é composta, basicamente, por gasodutos de escoamento, gasodutos de transporte, Unidades de Processamento de Gás Natural, terminais de GNL, pontos de entrega⁷ e ramais de distribuição⁸. É bastante intensiva em capital, com destaque para os gasodutos de escoamento, que requerem anos para entrar em operação, investimentos que podem chegar a bilhões de reais e cumprimento de rigorosos requisitos ambientais, dentre outras complexidades.

Nos termos da Lei nº 11.909/2009, a “Lei do Gás”, o acesso a gasodutos de transporte é obrigatório, devendo se dar em bases não discriminatórias, respeitado o período de exclusividade a que tem direito os agentes cuja contratação da capacidade de transporte tenha viabilizado ou contribuído para viabilizar o investimento. Esse acesso é regulado, uma vez que cabe à ANP fixar ou aprovar as tarifas a serem praticadas pela prestação do serviço.

Já para gasodutos de escoamento e UPGNs, bem como terminais de liquefação e regaseificação e instalações de estocagem sob regime autorizativo, a Lei nº 11.909/2009 deixou clara a não obrigatoriedade de acesso a terceiros.

No entanto, após a edição do Decreto nº 9.616/2018, que alterou o Decreto nº 7.382/2010 (“Decreto de Regulamentação da Lei do Gás”), agentes operadores de gasodutos de escoamento, UPGNs, terminais de GNL e unidades de liquefação e regaseificação, cuja negativa de acesso configure conduta anticompetitiva, estarão sujeitos a sanções cabíveis, conforme Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Dessa forma, é correto afirmar que este dispositivo estabeleceu que a negativa de acesso não está submetida unicamente à vontade do agente operador.

A infraestrutura de tratamento e transporte de gás natural é ilustrada pela Figura 15. Ao final de 2018, o Brasil contava com 11.732 km de gasodutos de transporte ou transferência e capacidade de tratamento de 95,65 milhões de m³ por dia. Dessa capacidade total de processamento, cerca de 24%, ou 23,22 milhões de m³/dia, encontram-se nos estados do São Paulo e Rio de Janeiro. A UPGN do Comperj, com capacidade prevista de 21 milhões de m³/dia, praticamente dobrará a capacidade de processamento dos estados mais próximos aos campos do Pré-Sal e fará com que Rio de Janeiro e São Paulo respondam por quase 38% da capacidade nacional de processamento.

⁷ Pontos de Entrega, conforme a Lei 11909/2009 (art. 2º, XII) são os pontos nos gasodutos de transporte nos quais o gás natural é entregue pelo transportador ao carregador ou a quem este venha a indicar. Também são comumente denominados *city gates*, e interconectam redes de transporte a redes de distribuição.

⁸ Ramais de distribuição formam a rede que transporta o gás natural do City Gate até o consumidor final nos centros urbanos.

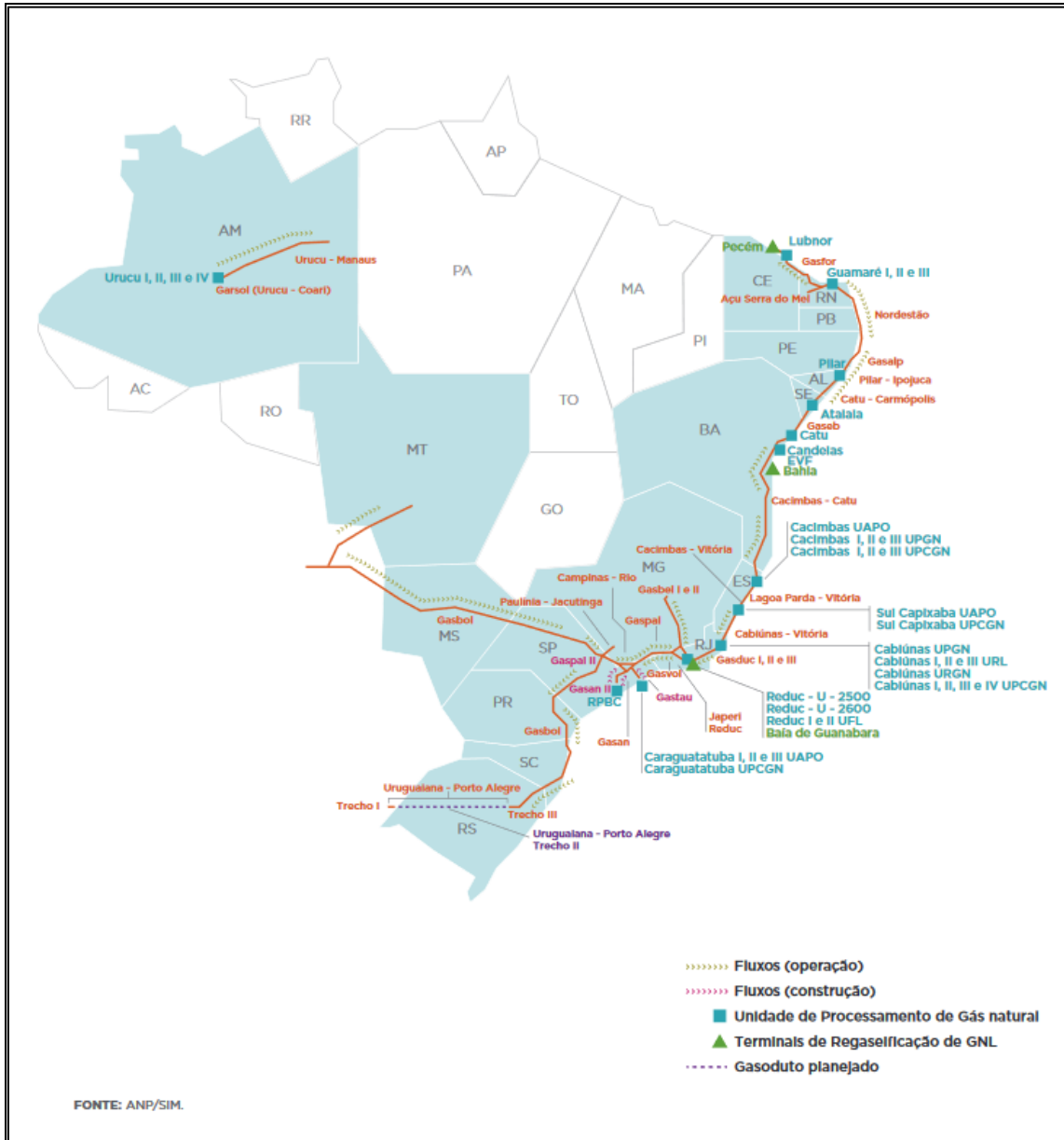


Figura 15 – Infraestrutura de transporte e de tratamento de gás natural do Brasil (ANP, 2019)

No caso do Pré-Sal, conforme demonstrado na Figura 16, a conexão com Unidades de Processamento já se tornou realidade com a entrada em operação dos gasodutos de escoamento denominados Rota 1 (entre a Bacia de Santos e Caraguatatuba/SP) e Rota 2 (entre a Bacia de Santos e Cabiúnas/RJ), cujas capacidades de escoamento são de, respectivamente, 10 milhões de m³/dia e 16 milhões de m³/dia. Somem-se a essa capacidade os 18 milhões de m³/dia do Rota 3, gasoduto de escoamento em construção, cuja entrada em operação, prevista para 2021, conectará a Bacia de Santos ao Comperj, em Itaboraí (RJ).

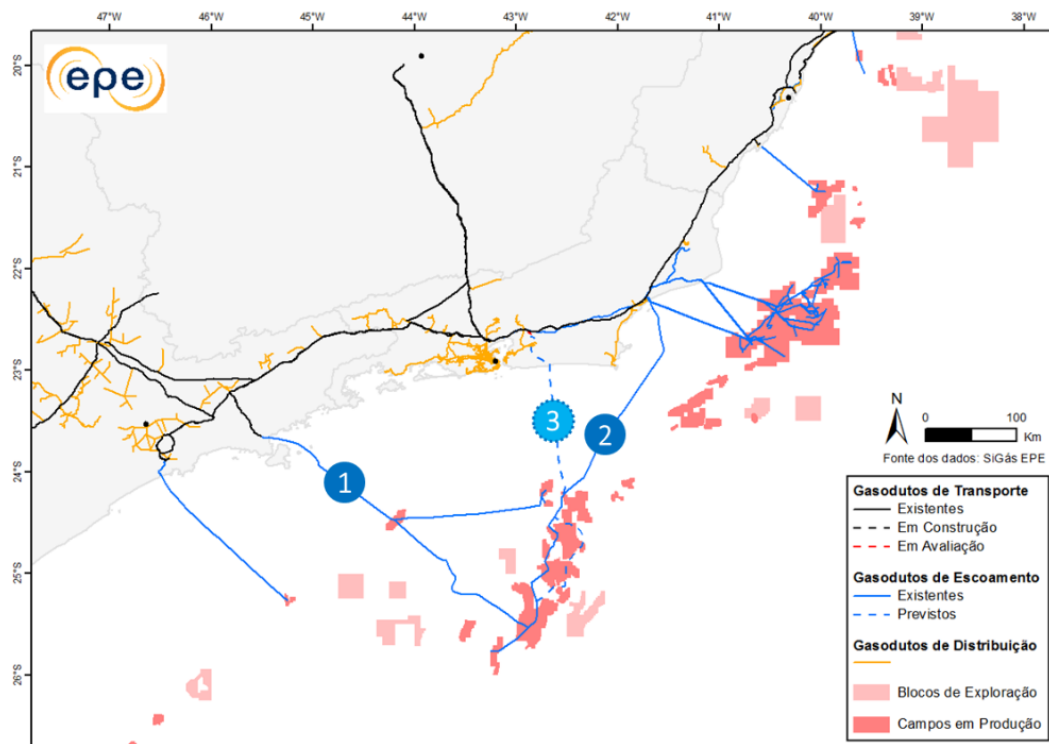


Figura 16 – Indicação dos gasodutos de escoamento Rotas 1, 2 e 3 – EPE (PIPE 2019)

Alguns cenários indicam plena utilização de toda a capacidade atualmente instalada desses gasodutos de escoamento após o ano de 2025. Nesse sentido, para escoamento da produção adicional de gás natural esperada para os reservatórios do Pré Sal, haverá necessidade de construção de novos gasodutos de escoamento nas bacias de Santos e Campos.

Com base nestes parâmetros, a EPE realizou estudos indicativos buscando avaliar opções para escoamento do gás natural de diversos campos, sendo a maior parte dos projetos analisados referente ao ambiente do Pré-Sal. No Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE, foram mapeados 11 projetos indicativos de gasodutos de escoamento conectados a UPGNs, sendo 7 deles baseados em volumes de gás natural provenientes do Pré-Sal e 4 baseados em volumes de gás natural provenientes do Pós-Sal. Os gasodutos somam cerca de 2.100 km de extensão, sendo que alguns destes projetos constituem-se em diferentes alternativas para escoamento do gás natural *offshore* das mesmas bacias sedimentares (Santos, Campos, Espírito Santo-Mucuri e Sergipe-Alagoas). Considerando a construção de apenas uma alternativa para cada bacia, estes projetos podem vir a acrescentar mais de 70 MMm³/dia de capacidade de escoamento em ambiente offshore no País, além de UPGNs com capacidade total de processamento de gás natural de mais de 70 milhões de m³/d. A Figura 17 apresenta os projetos estudados (EPE, 2019c) referentes ao ambiente Pré-Sal das bacias de Campos e Santos.

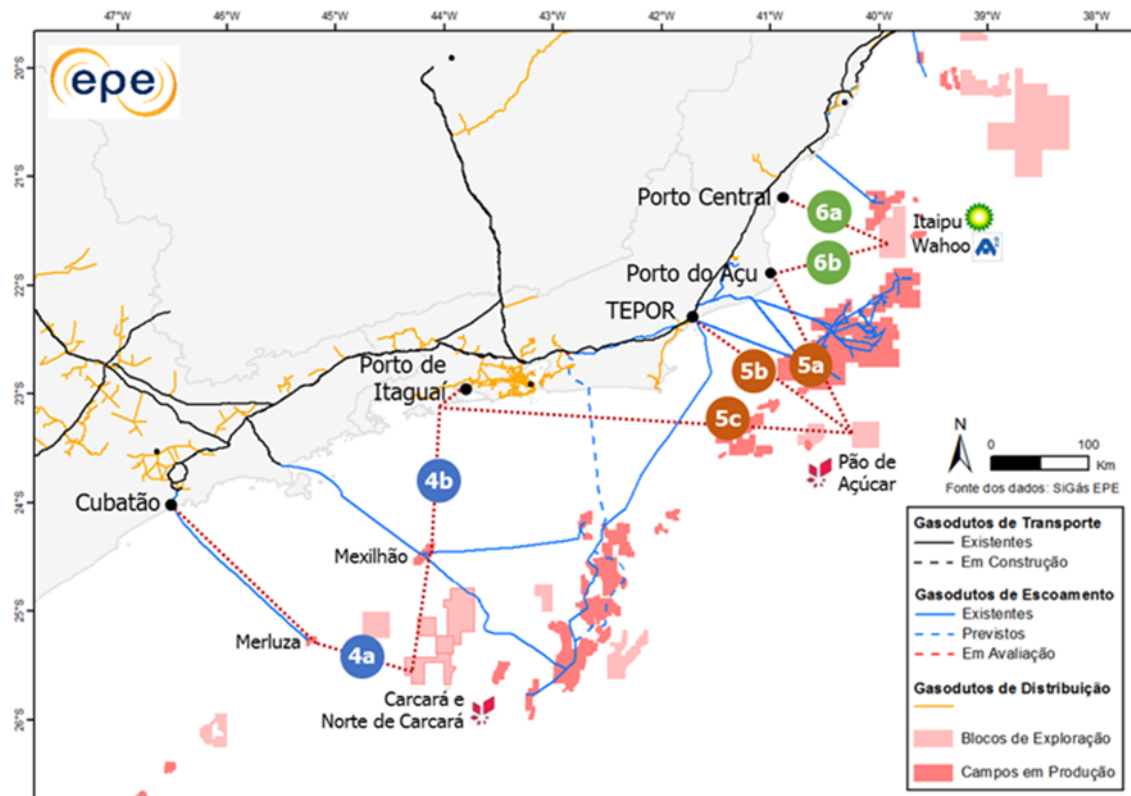


Figura 17 – Gasodutos estudados nas Bacias de Santos e Campos (Pré-Sal)

Nesse contexto, a necessidade de escoamento da produção de gás natural do Pré-Sal cria oportunidades de se estruturar e viabilizar projetos bilionários em gasodutos de escoamento *offshore* para o continente no médio e longo prazo. São investimentos necessários para a potencialização da produção de gás natural, para o incremento da oferta por diversos produtores em um ambiente competitivo e para a ampliação de seu consumo pelos diversos mercado com demanda já existente e em potencial.

Os projetos de gasodutos de escoamento são complexos, exigem longo período de implantação e apresentam longa maturação econômica e financeira. Demandam financiamento de longo prazo, o que limita o leque de potenciais financiadores. Dessa forma, para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento do gás natural do Pré Sal a partir de 2025, há necessidade urgente de se iniciar o fomento e a estruturação desses projetos o mais breve possível.

Dada a complexidade de estruturação e financiamento de projetos dessa natureza, o grupo de estudo convidou para uma de suas reuniões presenciais o BNDES para fazer uma explanação sobre o Relatório “Gás para o Desenvolvimento”, que se encontra em fase final de elaboração. Na ocasião, foi destacada pelo Banco a importância de se desenvolver um novo modelo de negócio de operação de gasodutos no Brasil, buscando a implantação de infraestrutura de gasodutos de escoamento compartilhada entre diversas operadoras de petróleo e gás natural. Em tal modelo, as empresas operadoras e concessionárias, bem como investidores institucionais, se consorciariam para construir novos gasodutos que poderiam ser operados por produtoras de petróleo e gás, ou, alternativamente, por uma empresa operadora de gasodutos.

Na visão do BNDES, a materialização de tal modelo de negócio no Brasil pode ser consubstanciada através de uma empresa de propósito específico (SPE) responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento. Em resumo, as operadoras de petróleo e gás

conectariam seus campos produtores a um *hub* em alto mar, que disponibilizaria um gasoduto para escoamento de grande escala, com capacidade para transferir a produção de gás natural de diversos campos até uma UPGN no continente.

A SPE otimizaria o escoamento do gás natural ao evitar investimentos individualizados de cada operadora com campos *offshore*. É importante destacar que esse tipo de empreendimento e modelo de negócio tem o poder de contribuir para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural no Brasil, pois, já na concepção, prevê o uso do gasoduto por diversas empresas produtoras, viabilizando o aumento da oferta de gás no mercado brasileiro, o aumento da concorrência e potencialmente a diminuição do seu preço para o consumidor final.

8. DEMANDA PARA O GÁS NATURAL

A Figura 18 apresenta a previsão do Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE para o balanço entre oferta e demanda de gás natural até 2029. Importante ressaltar que são considerados dois parâmetros para apresentação dos dados de oferta e demanda: um que considera o Programa Novo Mercado de Gás e outro que não considera o Programa. Adotando a premissa de que os investimentos necessários para o aumento da oferta de gás natural ao mercado são consideravelmente mais altos que os investimentos necessários para o aquecimento da demanda, temos um cenário provável de que, caso não ocorram investimentos em infraestrutura, a partir de 2025 o país terá uma demanda superior à capacidade de oferta que efetivamente chega ao mercado.

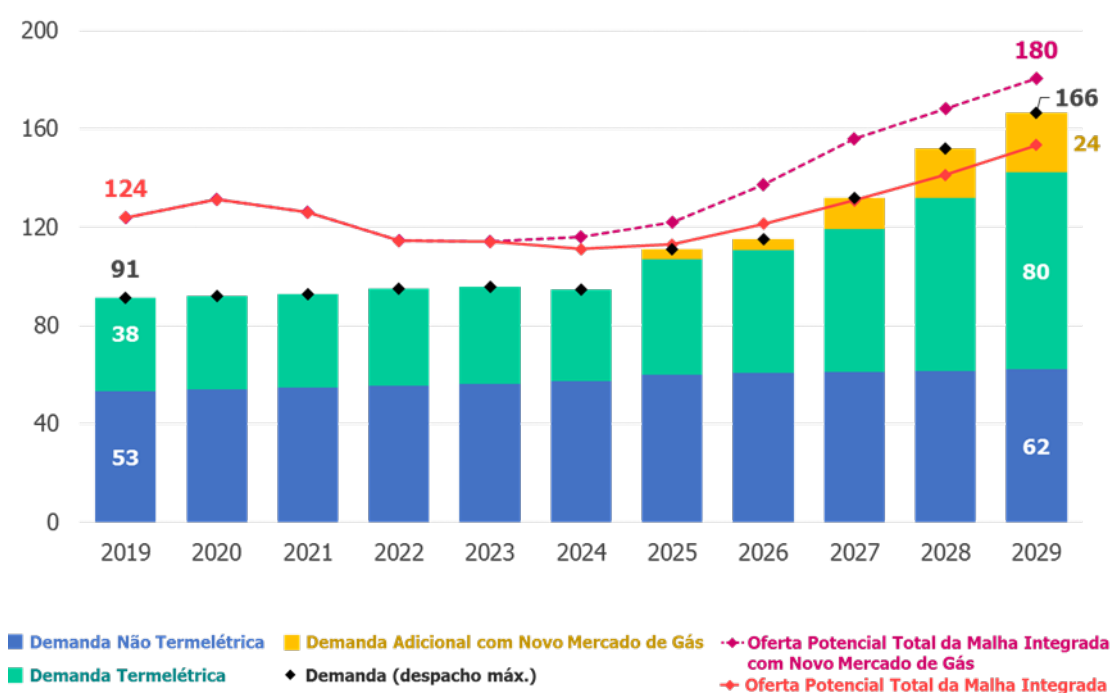
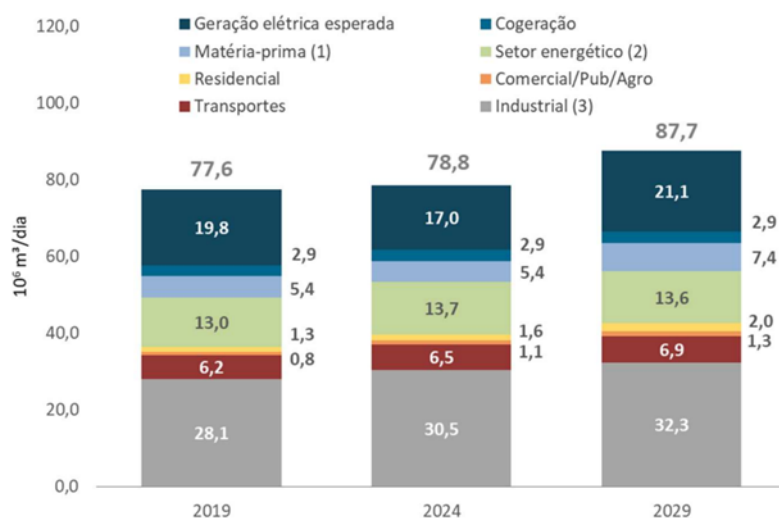


Figura 18 - Previsão do Balanço de Demanda e Oferta de Gás Natural no Brasil (EPE, 2020)

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE projeta, para 2029, um consumo total de 87,6 milhões de m³/dia de gás natural, o que representa um acréscimo de 10 milhões de m³/dia em relação ao consumo em 2019. Para a demanda não termelétrica é esperada para os próximos 10

anos uma taxa média de crescimento anual da ordem de 1,4% a.a. Já a projeção de demanda de gás natural para geração de eletricidade aponta para um incremento de 1,3 milhão de m³/dia até 2029, o que representa um acréscimo de 6,5% em relação ao ano de 2019. O consumo estimado por setor é apresentado na Figura 19.



Notas: (1) Consumo Final Não Energético (matéria-prima): Gás natural utilizado como insumo em refinarias (produção de hidrogênio), unidades de fertilizantes e indústria gás-química.
 (2) Setor Energético: Consumo em refinarias, não incluindo produção de hidrogênio. Não considera consumo em E&P e gás natural absorvido em UPGN.
 (3) Setor Industrial: Inclui parcela energética de fertilizantes.

Figura 19 - Consumo Estimado de Gás Natural no Brasil por Setor (EPE, 2020)

A seguir, algumas considerações sobre a demanda, separadas por setor, registradas no estudo “Gás para o Desenvolvimento”:

a) Gás Natural para Indústria

O setor industrial é o principal consumidor firme de gás natural, com níveis elevados e contínuos de consumo diário. De acordo com dados do Balanço Energético Nacional (BEN), ano-base 2018, a indústria foi responsável por 35% em média da demanda anual de gás natural de 2006 a 2018. Em 2018, o consumo total da indústria foi de 34 MM m³/dia. Em relação ao consumo final de gás natural, que exclui o volume destinado à geração elétrica e produção de derivados de petróleo, a indústria foi responsável por mais de 50%, aproximadamente 31 MM m³/dia.

O gás natural é utilizado na indústria tanto como insumo energético quanto como matéria-prima, principalmente para a produção de metanol, e de fertilizantes nitrogenados (ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio). É usado ainda como agente redutor do óxido de ferro para fabricação de ferro-gusa na siderurgia.

No Brasil, o consumo não energético atualmente se dá exclusivamente pela indústria química, que utiliza o gás natural para a produção de fertilizantes nitrogenados. O consumo final de gás natural como matéria-prima foi de 1,8 MM m³/dia em 2018. Ainda quanto ao uso do gás natural como matéria-prima, cabe ressaltar também o valor estimado de 0,7 MM m³/dia contabilizados como uso energético e o uso de fração de líquidos de gás natural na produção de petroquímicos, igual a 1,5 MM m³/dia em 2018. O consumo energético na indústria é majoritariamente destinado

à geração de energia térmica e força motriz, respondendo por 28,8 MM m³/dia em 2018, enquanto a autoprodução de energia elétrica nas indústrias consumiu um volume adicional de 1,48 MM m³/dia.

As indústrias química, cerâmica, ferro-gusa e aço, e de papel e celulose se destacam como as maiores consumidoras de gás natural, e respondem por cerca de 66% do consumo industrial verificado em 2018, considerando consumo final energético, uso como matéria-prima e cogeração de eletricidade. Nos EUA, país com atualmente as melhores condições de oferta e distribuição de gás natural, o mesmo grupo de indústrias (Química, Ferro-gusa e Aço, Alimentos, Não-metálicos e Celulose e Papel) concentra cerca de 87% do consumo.

b) Gás Natural para Termelétricas

Uma das principais fontes de investimentos capazes de viabilizar a expansão da infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural vem do setor termelétrico que, combinado com a demanda potencial da indústria por gás natural, poder ancorar tal expansão em regiões ainda não atendidas. Contudo, a maior parte das termelétricas instaladas no país opera de forma flexível, não demandando gás natural em modo contínuo, funcionando apenas como *back-up* do sistema de geração hidrelétrico.

Para que termelétricas possam ancorar investimentos na cadeia do gás natural, seria importante que as novas contratações no setor elétrico considerassem termelétricas inflexíveis, ou parcialmente inflexíveis. Além disso, algumas usinas poderiam ser implantadas em regiões que não possuam rede de gasodutos e que apresentem potencial de demanda industrial pelo gás.

Uma termelétrica se caracteriza como um grande consumidor, assim é considerada a principal âncora para a expansão da infraestrutura de gás natural. A termelétrica inflexível ajuda a viabilizar novos gasodutos de transporte e expansão da rede de distribuição, uma vez que apenas sua operação é suficiente para garantir parte razoável do uso da capacidade instalada do novo gasoduto. Após a implantação de uma termelétrica e de um novo gasoduto para abastecê-la, num típico processo de externalidade positiva, é natural que a rede de distribuição em torno desse novo gasoduto se desenvolva com o tempo, passando a atender também novos clientes da indústria, do comércio, residenciais e veiculares, até ocupar integralmente a capacidade do gasoduto implantado.

c) Gás Natural para Veículos

No Brasil, o montante total de veículos movidos a gás atinge aproximadamente 1,9 milhão de unidades, consumindo cerca de 5,4 milhões de m³/dia de gás natural veicular e com os veículos leves respondendo virtualmente por todo o montante. A expectativa de ampliação da oferta e redução do preço do gás natural pode promover esforços visando à intensificação do consumo pelo setor de transportes. É possível que, com a regulamentação internacional de redução do enxofre no bunker, já a partir deste ano, o transporte marítimo também poderá se configurar em mercado potencial relevante.

Hoje, o setor automotivo tem sua estrutura ancorada em grandes empresas montadoras de veículos e suas empresas fornecedoras. O setor produz tanto veículos leves (como automóveis de passeio e comerciais leves) quanto veículos pesados (ônibus e caminhões). Praticamente todas as fabricantes globalmente relevantes estão presentes no Brasil, sendo as principais fabricantes

de veículos pesados. No Brasil, os veículos pesados são movidos a diesel e praticamente inexistem caminhões e ônibus movidos a gás natural no país.

Existem, em escala comercial, duas rotas tecnológicas distintas para a adoção do gás natural como combustível para veículos pesados: (i) o motor de ciclo Otto, desenvolvido com tecnologia dedicada, que utiliza exclusivamente o gás natural; e (ii) o motor de ciclo Diesel adaptado para operar com uma mistura gás-diesel, em diferentes proporções.

Do ponto de vista da armazenagem do gás natural em veículos, são duas as alternativas. O gás natural comprimido (GNC), armazenado por meio de compressão em cilindros, e gás natural liquefeito (GNL), armazenado de forma líquida. Cabe ressaltar que a infraestrutura instalada no Brasil não está preparada para o abastecimento de GNL em veículos pesados. A infraestrutura instalada é voltada para o abastecimento de GNC em veículos leves e aplicação em veículos pesados ainda requer um longo tempo de abastecimento.

O domínio das tecnologias pelas empresas montadoras significa que a capacidade de produção e oferta de veículos pesados movidos a gás pode ser incrementada no curto a médio prazo. Por outro lado, diversos fatores contribuem para que o custo total da propriedade do veículo a gás natural não seja atrativo frente à alternativa de um produto similar movido a diesel, tais como: infraestrutura deficiente, custo do combustível, baixa demanda pelos veículos, custo de aquisição e capacidade de revenda e de autonomia.

Desses elementos, a ausência de uma infraestrutura adequada no país é o aspecto mais enfatizado. Para o mercado de veículos movidos a gás, é vista como essencial a necessidade de investimentos prévios voltados à ampliação da capacidade de distribuição, com ampliação de gasodutos e interiorização do abastecimento para o resto do país.

O esforço de desenvolvimento da infraestrutura de GNV para utilização em veículos pesados no Brasil pode se valer da experiência ocorrida na Europa, onde foram implementados os chamados corredores azuis – infraestruturas de abastecimento de GNL para caminhões implementadas nas principais estradas europeias, que conectam diversos países do continente. Essa expansão da infraestrutura de abastecimento de GNL na Europa decorreu de parceria entre empresas nos diversos elos da cadeia de valor (empresas de petróleo e gás, distribuidoras de gás, montadoras, postos de abastecimento) em conjunto com o poder público e teve como objetivo demonstrar a viabilidade do GNL como alternativa real para transporte de média e longa distância, como, em um primeiro momento, complemento ao diesel e, posteriormente, como seu substituto.

O Brasil tem condições de formar consórcios estruturantes para desenvolver projetos de infraestrutura de abastecimento de gás natural para veículos pesados. Aliás, já existem projetos nesse formato em andamento, com investimentos em terminais para recebimento de cargas importadas de GNL, importação dos primeiros veículos movidos ao combustível e negociação de uso experimental desses veículos com empresas transportadoras de grande porte.

9. CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

As Políticas Públicas definidas pelo Governo Federal para o setor de óleo e gás a partir de 2017 tiveram como maior objetivo a revitalização da indústria por meio da criação de um ambiente fiscal e regulatório que propiciasse maior atratividade para novos investidores e maior concorrência entre os *players* de todos os segmentos da indústria. Dentre as medidas adotadas, a definição de um cronograma anual para as rodadas de licitação e as autorizações do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para a realização das sessões públicas de oferta de áreas nos regimes de concessão e partilha, incluindo o Excedente da Cessão Onerosa, trouxeram previsibilidade e uma nova dinâmica para o mercado.

Alinhada a esses mesmos objetivos, destaca-se a iniciativa conjunta do Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE e da Petrobras firmando, em julho de 2019, um Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) sinalizando ao mercado a intenção da Petrobras de reduzir e otimizar sua participação no setor de gás natural.

Por meio desse acordo, foram estabelecidas as bases para a dinamização do mercado de gás natural tendo como foco o aumento da competição, a diversificação de agentes, além de maior dinamismo e acesso à informação, fundamentos que contribuem para a construção de um ambiente favorável à atração de novos investimentos. Em linhas gerais, de acordo com o item 2.5 do referido instrumento, a Petrobras assumiu o compromisso de não contratar novos volumes de gás natural de parceiros ou de terceiros, a exceção de casos em que essa contratação possa viabilizar a produção de gás em campos produtores, nesse caso sendo reportada ao CADE e obedecendo aos limites de vazão estabelecidos no referido TCC.

Nesse contexto, a produção de petróleo e gás natural no Brasil vem, nos meses recentes, batendo seguidos recordes de volume, chegando a ultrapassar 4 milhões de boe/dia (barris de óleo equivalente por dia) em janeiro do presente ano. Desse montante, a produção de petróleo corresponde a 3,1 milhões de b/dia e a produção de gás natural corresponde a 139 milhões de m³/d, que representam, respectivamente, aumentos de 20 e 22% frente aos volumes produzidos em janeiro de 2019.

As projeções futuras apontam para a manutenção do ritmo de crescimento. Segundo dados do PDE 2029, em dez anos o Brasil produzirá 5,5 milhões de b/dia de petróleo (volume que pode colocar o país entre os cinco maiores produtores mundiais) e 253 milhões de m³/d de gás natural, com investimentos que podem chegar a 1,8 trilhão de reais entre 2020 e 2029.

Nesse cenário, destaca-se a participação do Pré-Sal na produção de petróleo e gás do país. Atualmente responsável por 66,4% do total produzido no Brasil, em 2029 o Pré-Sal contribuirá com 77% da produção de petróleo e aproximadamente 80% da produção de gás natural.

Em ritmo semelhante crescem os níveis de reinjeção do gás natural nos reservatórios do Pré-Sal. A Figura 9 deste Estudo apresenta os níveis esperados de reinjeção para os campos do Pré-Sal na Bacia de Santos, que devem passar de cerca de 42 milhões de m³/d em 2020 para aproximadamente 60 milhões de m³/d em 2023. Nesse contexto está inserida a motivação para criação deste grupo de estudo, que, tal como registrado no capítulo da Introdução, tem como objetivo contribuir com informações sobre o aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal, tendo

como foco o incremento da sua comercialização e participação na matriz energética do país. Para cumprir com seu objetivo, o grupo concentrou o trabalho na relação de “competição” entre o incremento real dos níveis de reinjeção de gás do Pré-Sal nos últimos anos e o potencial do volume de gás produzido que pode vir a ser aproveitado comercialmente nos anos que estão por vir.

Está devidamente registrada e justificada no trabalho a opção atual dos operadores pela reinjeção. Resumidamente, dizem respeito à: i) manutenção da pressão nos reservatórios para aumento da recuperação do óleo e maior retorno financeiro dos projetos; ii) alto teor de CO₂ encontrado em boa parte dos reservatórios do Pré-Sal parte; e iii) ausência de infraestrutura adequada para processamento e escoamento do gás natural, cujos investimentos necessários à adequação não representam a melhor opção financeira para os projetos.

Evidenciando o aumento esperado dos níveis de produção e os fatores que justificam a opção dos operadores pela reinjeção do gás natural em detrimento da sua disponibilização ao mercado, surge, sob a ótica do Estado, a oportunidade de se avaliar a necessidade de ajustes nas políticas públicas atualmente estabelecidas para o setor.

As resoluções do CNPE citadas na Introdução do Estudo e as discussões trazidas pelo Programa “Novo Mercado de Gás” apontam para diretrizes focadas no aumento do aproveitamento comercial do gás. Estão previstas ações para promoção da concorrência, harmonização das regulações estaduais e federais, integração do setor de gás com os setores elétrico e industrial e remoção de barreiras tarifárias que impeçam a abertura do mercado. Esse conjunto de medidas busca atrair investimentos para o setor nos próximos anos, que dependerão de ações governamentais de incentivo e de cunho regulatório. Cabe registrar a importância de que tais ações sejam encadeadas e estruturadas de forma que a atratividade econômica dos projetos seja respeitada, principalmente para aqueles projetos que já se encontram em desenvolvimento, porém ainda com longo prazo de execução pela frente.

Os principais fatores identificados no Estudo como entraves para o aumento do aproveitamento comercial do gás do Pré-Sal são:

1. **Infraestrutura:** a infraestrutura hoje disponível para escoamento do gás natural do Pré-Sal deverá estar saturada após 2025, o que demandará novos investimentos em gasodutos de escoamento. Como são investimentos complexos, levam-se anos desde a sua concepção até sua implementação, ou seja, para um novo gasoduto entrar em operação a partir de 2025, devem-se iniciar assim que possível os respectivos estudos de viabilidade. A sua estruturação, possivelmente com diversos agentes, demandará esforços adicionais. Para evitar gargalos na infraestrutura de escoamento de gás natural a partir de 2025, haveria a necessidade de iniciar o fomento e a estruturação de projetos o mais breve possível.
2. **Relação oferta e demanda:** a oferta proveniente do Pré-Sal é de Gás Natural Associado à produção de petróleo, ou seja, uma oferta de gás firme. Essa condição exige característica firme também do consumo na ponta, representado principalmente pelas demandas industrial, termelétrica na base, comercial, residencial e veicular. Sem aumento e consolidação da demanda firme, o investidor nos campos de produção de petróleo e gás poderá continuar optando por reinjetar o gás nos reservatórios em vez de

realizar investimentos em infraestruturas de escoamento e processamento de gás no futuro.

Aspectos relacionados a preço e especificação (principalmente o teor de etano) do gás natural também têm o poder de influenciar o aproveitamento comercial do gás do Pré-Sal, porém não foram aprofundadas neste Estudo.

Para superação dos entraves apontados, o grupo propõe aprofundar a análise de impacto das seguintes linhas de ação:

- Devido aos elevados investimentos no sistema de escoamento e processamento de gás, é recomendável, para o Pré-Sal, não analisar projeto a projeto, mas sim trabalhar com a visão de plano diretor, com o grupamento dos projetos de desenvolvimento em áreas próximas (mesmo sendo consórcios distintos) para uso da mesma infraestrutura. Cabe observar que os projetos que potencialmente utilizariam a infraestrutura de escoamento e processamento devem ter evoluções coordenadas e compromisso firme com o investimento, o que traz complexidade ao processo. Cada projeto deverá necessariamente obedecer ao cronograma de investimentos, condição que poderá implicar em antecipação de gastos e impactos nos resultados econômicos. Contudo, esta é uma solução possível para disponibilização de gás do Pré-Sal;
- A análise dos projetos de desenvolvimento dos campos do Pré-Sal deve considerar os indicadores econômicos, como o Valor Presente Líquido (VPL) e o investimento necessário para estabelecimento de infraestrutura de escoamento, mas também o melhor aproveitamento do recurso natural, por meio de análise de sensibilidade nos parâmetros econômicos frente às alternativas estudadas;
- Considerando a cláusula 2.5 do Termo de Cessação de Prática assinado entre CADE e Petrobras, em 8 de julho de 2019, em que a estatal se compromete, a partir da data de assinatura deste Termo, a não contratar novos volumes de gás de parceiro/terceiros, recomenda-se a realização de estudos por parte da PPSA para avaliação de alternativas para aquisição do gás da União por outras operadoras ou até mesmo a oferta ao mercado.
- Estabelecer diretrizes que permitam quantificar, de forma integrada, os ganhos associados ao cenário de exportação de gás pelos projetos do pré-sal. Entre eles o efeito em cadeia provocado pela comercialização do gás, incluindo a redução de custos na indústria, aumento da atividade econômica no país, geração de empregos, arrecadação de tributos etc.
- Investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) voltada para o avanço de tecnologias, com a possibilidade de maior disponibilização de gás após a remoção do CO₂ e a redução de custos para instalação de infraestrutura para processamento e escoamento da produção, poderão estimular o investimento em alternativas de projetos que preveem o aproveitamento comercial do gás;
- Tal como feito no processo de revisão regulatória que resultou em expressivas reduções dos volumes de queima de gás natural, a revisão da resolução da ANP que trata do Plano de Desenvolvimento de campos poderá trazer dispositivos que deixem mais explícito

que, no caso de campos com percentual significativo de gás natural a ser reinjetado, o operador deverá apresentar estudo detalhado visando à determinação da vazão mínima de injeção ao longo do período de produção;

- Articulação com os principais setores apontados como demandantes de gás natural com vistas à identificação de formas de incentivo a projetos e investimentos que contribuam para a constituição de demanda firme para o gás do Pré-Sal; e
- Considerar o relatório BNDES, “Gás para o Desenvolvimento” que destaca a importância de se desenvolver um novo modelo de negócio de operação de gasodutos no Brasil, buscando a implantação de infraestrutura de gasodutos de escoamento compartilhada entre diversas operadoras de petróleo e gás. Em tal modelo, várias empresas de petróleo, bem como investidores institucionais, atuariam em consórcios para construir novos gasodutos que poderiam ser operados por produtoras de petróleo e gás, ou, alternativamente, por uma empresa operadora de gasodutos. A materialização de tal modelo de negócio no Brasil poderia ser consubstanciada por meio de uma empresa de propósito específico (SPE) responsável pela operação da infraestrutura compartilhada de escoamento. A SPE otimizaria o escoamento do gás natural ao evitar investimentos individualizados de cada operadora com campos offshore. Ao final do relatório, o BNDES indica a possibilidade de apoiar tais investimentos.

Por fim, recomenda-se, em articulação com o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), avaliar a conveniência e a oportunidade de remeter o presente Estudo ao CNPE para conhecimento do trabalho e avaliação das proposições nele contidas.

REFERÊNCIAS

- ANP 2019a. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS. 2019. Painel Dinâmico disponível em: <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural> (acesso em 10 de janeiro de 2020)
- ANP 2019b. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS. 2019. Nota Técnica nº 56/2019/SDPINFORME Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro, 2019.
- Almeida, E.F. e Ferraro, M.C. 2013. Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. 2013. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.
- Almeida, E.F., et al. 2017. Gás do Pré-Sal: Oportunidades, Desafios e Perspectivas Cooperação e Pesquisa IBP – UFRJ, março, 2017.
- D’Almeida, K. S. et al. 2018. Ocorrência de CO₂ em campos petrolíferos na margem leste brasileira. In: Congresso Brasileiro de Geologia, 49, 2018, Rio de Janeiro. Rio de Janeiro: SBG, 2018. s/n.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2019. Custos de Gás Natural no Pré-Sal Brasileiro. Informe Técnico. Rio de Janeiro, EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 18 de abril de 2019, 16 p.
- EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2020. Plano Decenal de Expansão de Energia, disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>
- EQUINOR. 2020. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/pt/section/topic/bacia-de-campos.html>
- Passarelli et al. 2019. - HISEP: A Game Changer to Boost the Oil Production of High GOR and High CO₂ Content Reservoirs – Petrobras/Libra e Petrobras/CENPES, OTC-29762-MS, OTC Brasil, outubro, 2019.
- Pinto, A.C.C. et al. 2014. - An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields”, OTC-25274, maio, 2014.
- Schaefer, B. et al. 2017. Technical-Economic Evaluation of Continuous CO₂ Reinjection, Continuous Water Injection and Water Alternating Gas (Wag) Injection in Reservoirs Containing CO₂. XXXVIII Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering (CILAMCE 2017). Florianópolis, SC, novembro 5-8, 2017.
- Touma et al. 2019. Innovative Gas Treatment Solutions for Offshore Systems – Petrobras, OTC-29913-MS, OTC Brasil, outubro, 2019.
- Wood, D.A., Nwaoha, C., Towler, B.F. 2012. Gas-to-liquids (GTL): A review of an industry offering several routes for monetizing natural gas, Journal of Natural Gas Science and Engineering 9 (2012) 196-208.
- Zitha, R. Felder, D. Zornes, K. Brown, and K. Mohanty - Increasing Hydrocarbon Recovery Factors: <https://www.spe.org/en/industry/increasing-hydrocarbon-recovery-factors/>
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. BNDES Gás para o Desenvolvimento, Rio de Janeiro, no prelo

BIBLIOGRAFIA

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS. Autorização nº. 3, de 2 de fevereiro de 1998. Disponível em:

<http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/autorizacao/1998/fevereiro/aut%203%20-%201998.xml> . Acesso em 05 de julho de 2016.

Azfali, S., Rezaei, N., Zendejboudi, S. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection, Fuel 227 (2018) 218-246.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. 2016. Metodologia para Cálculo da Oferta de Gás Natural Seco e Derivados. Rio de Janeiro, EPE - Empresa de Pesquisa Energética, 12 de dezembro de 2016.

Esene, C., Rezaei, N., Aborig, A., Zendejboudi, S., Comprehensive review of carbonated water injection for enhanced oil recovery, Fuel 237 (2019) 1086-1107.

Gomes, W. Curso de Processamento de Gás Natural. Rio de Janeiro: IBP, 2013.

Nurafza, P.R. et al –. 2004. Evaluation of Water and Gas Injection in a Carbonate Reservoir. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi, UEA, 5-9 outubro, 2004.

Vaz, C.E.M.; Maia, J.L.P; Santos, W.G. 2008. Tecnologia da Indústria do Gás Natural. São Paulo: Edgard Blucher, 2008.