7. Gás Natural

Neste capítulo são apresentados os resultados dos estudos referentes à evolução do balanço de demanda e oferta de gás natural e de sua estrutura no período de 2020 a 2029.

Inicialmente, discorre-se sobre a infraestrutura existente e em construção. O capítulo apresenta ainda as perspectivas de preços de gás natural, a perspectiva de oferta de gás natural no Brasil (composta pela oferta nacional e pelo gás natural importado), o balanço entre a demanda e a oferta de gás natural da malha integrada e, ainda, a simulação termofluido-hidráulica para a malha integrada de gasodutos de transporte. Finalmente, são apresentadas estimativas dos investimentos previstos, no decênio em estudo, para projetos de expansão da infraestrutura de transporte de gás natural no País.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em curso a iniciativa Novo Mercado de Gás, na qual a EPE tem exercido um papel importante. Esta iniciativa busca propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás, estabelecendo-se um mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, que contribua para o desenvolvimento do País. Ressalte-se que, além do aumento dos volumes ofertados e consumidos no mercado brasileiro, o Novo Mercado de Gás tem como objetivo incentivar a entrada de novos agentes no mercado, tanto por meio de novos projetos que possam disponibilizar gás natural ao mercado, quanto por meio do acesso de terceiros às instalações existentes, otimizando assim a utilização de suas capacidades instaladas por meio de negociações entre os agentes em base econômica e de forma não discriminatória.

7.1 Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2018, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2018). Além do gás natural produzido nacionalmente, este energético é também importado por meio de gasodutos de transporte internacionais ou na forma de gás natural liquefeito (GNL) por meio de terminais de regaseificação. A Figura 7-1 apresenta a infraestrutura de processamento e transporte de gás natural existente e em construção no Brasil, assim como os terminais de regaseificação de GNL em operação e previstos.

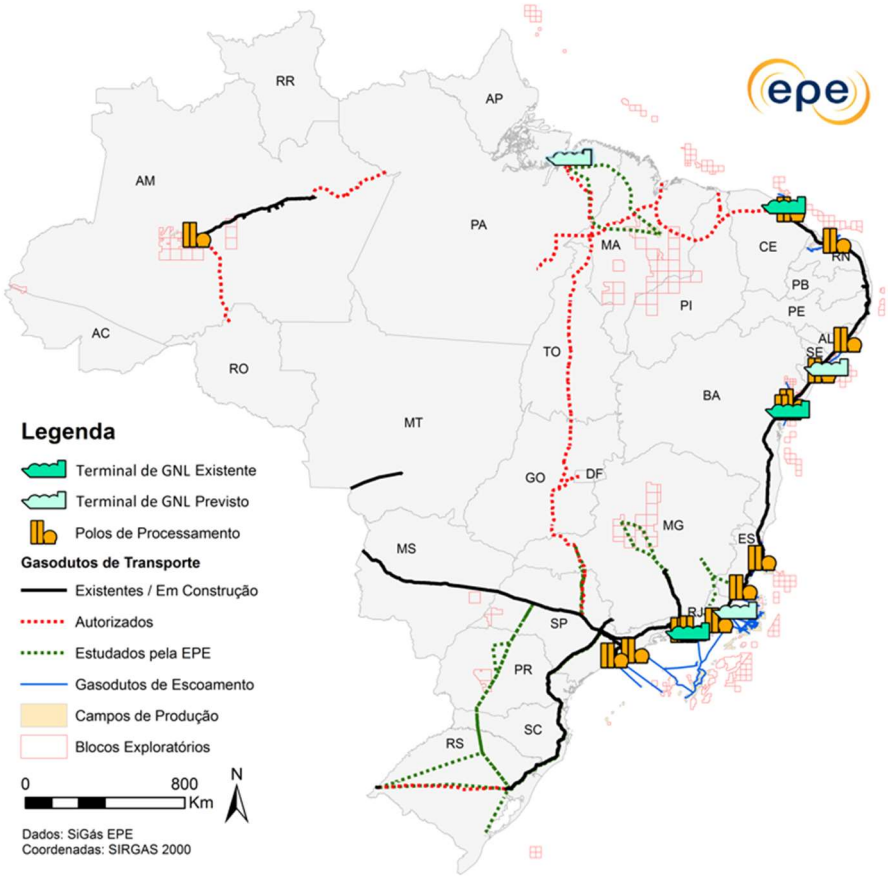
Cabe ressaltar que as malhas do Nordeste e do Sudeste, assim como os gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 3), são interligados e fazem parte da malha integrada. Os gasodutos Lateral-Cuiabá, Uruguaiana-Porto Alegre (trecho 1) e Urucu-Coari-Manaus (assim como o Polo de Processamento de Urucu) são considerados sistemas isolados. Merece registro também o sistema isolado do Maranhão, na Bacia do Parnaíba, cujo volume produzido de gás natural é enviado para uma unidade de tratamento e utilizado localmente, nas usinas termelétricas (UTEs) do Complexo Parnaíba, próximo das instalações de produção.

Além das instalações existentes, encontra-se, em processo de construção, o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). O contrato para início da construção foi assinado em 28 de março de 2018, entre Petrobras e a Sociedade de Propósito Específico (SPE) formada pela empresa chinesa Shandong Kerui e a brasileira Método Potencial (PETROBRAS, 2018a). Ademais, também se encontra em construção o trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE, com 83,2 km, integrante do projeto original do Gasoduto de Transporte Serra do Mel – Pecém (GASFOR II), localizado na Região Nordeste.

São previstos, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d) e previsão de entrada em 2020, um segundo terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 21 MMm^3/d em São João da Barra/RJ no Porto do Açu, conectado à UTE Novo Tempo e à UTE GNA II (com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm^3/d cada uma) com previsão de entrada em 2021, e um terceiro terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 15 MMm^3/d em Barcarena/PA, conectado à UTE Novo Tempo Barcarena (com demanda máxima de aproximadamente 3 MMm^3/d) e outras demandas industriais, com previsão de entrada em 2022.

Desse modo, a capacidade excedente dos terminais poderia ser disponibilizada à malha integrada, ao mercado não térmico próximo, ou a novas UTEs que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Porém não há, por enquanto, decisão final de investimento para conexão destes projetos à malha integrada, o que necessitaria de um gasoduto de transporte de cerca de 20 km de extensão no Sergipe, cerca de 40 km de extensão no Porto do Açu, e cerca de 1.000 km de extensão em Barcarena. Por conseguinte, os empreendimentos foram considerados neste ciclo como sistemas isolados com o intuito de atender às demandas associadas aos mesmos

Figura 7-1 - Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



Fonte: Elaboração EPE

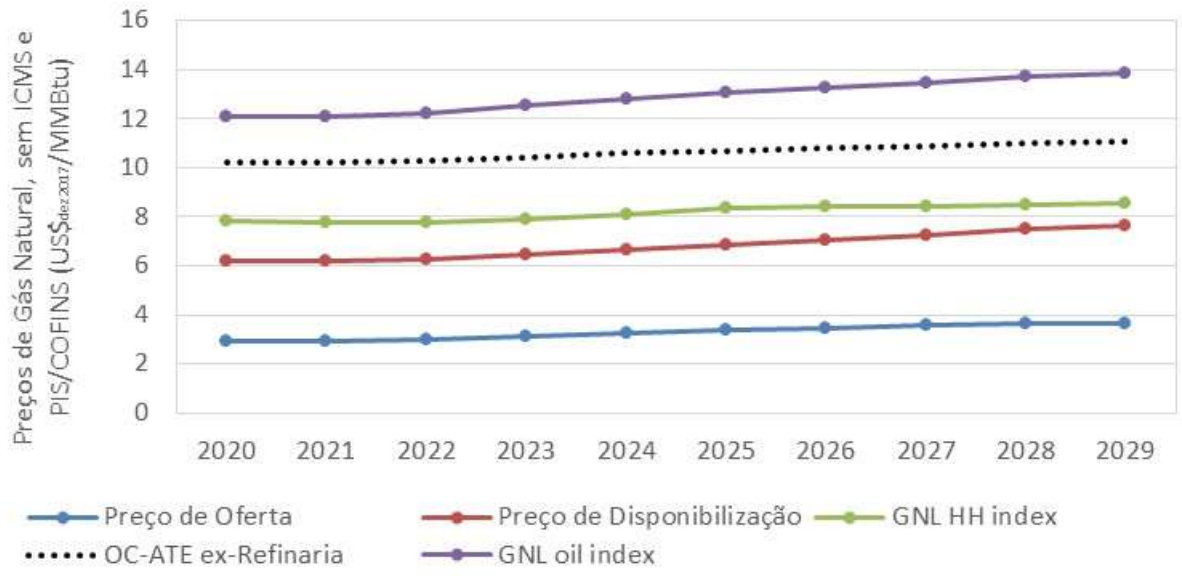
7.2 Projeções de Preços de Gás Natural

Com base nas diversas fontes de oferta de gás natural e suas estimativas de custos de produção e margens, buscou-se estimar a trajetória de preços do gás natural nacional no horizonte de 2020 a 2029. Em particular, procurou-se identificar o patamar mais provável de preços nacionais, assim como outras projeções de preços (GNL *spot* e a termo, e preço do óleo combustível ex-refinaria), que permitissem ter uma visão mais abrangente da formação do preço do gás natural no Brasil, assim como parâmetros comparativos.

De forma geral, os preços do gás natural no Brasil oscilarão entre as diversas curvas de preço em função da competitividade com combustíveis substitutos, da necessidade de monetização do gás natural associado, da competição entre os agentes e seu poder de negociação nas diferentes etapas de transação da cadeia de valor, e do balanço entre demanda e oferta. Cada CDL ou consumidor final de gás natural terá o preço de seu insumo calculado dependendo da fonte de oferta (nacional ou internacional) e da composição de volumes na cesta de oferta relacionada aos contratos que detém no mercado

O Gráfico 7-1 mostra os diferentes patamares de preços do gás natural (molécula) no Brasil, sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, dados os condicionantes considerados neste ciclo do PDE. São apresentadas projeções de preço de disponibilização da oferta nacional, e de GNL indexado a óleo ou ao *Henry Hub* (internados, regaseificados e com imposto de importação). Também é apresentado no gráfico, apenas para referência, o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Gráfico 7-1 - Projeções de preços não incluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de Oferta refere-se somente ao custo de produção do gás natural nacional considerando cada projeto específico, e o pagamento da maioria das despesas pelo óleo, nos projetos de gás natural associado; o Preço de Disponibilização é o mínimo preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, e considera risco exploratório, gestão de portfólio e teor energético do gás natural; o preço do óleo combustível ex-Refinaria refere-se ao Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da Refinaria, excluindo ICMS e PIS/COFINS; os Preços de GNL HH index e oil index são indexados ao Henry Hub (1,15*HH (US$/MMBtu) + 3,5) e ao JCC (0,1485 * JCC (US$/bbl) + 0,8), ambos considerando frete para o Brasil e regaseificação.

Fonte: Elaboração EPE.

Além da grande diferença entre os preços do gás natural dependendo da fonte de oferta, a maior quantidade de importação de GNL nos últimos anos e a entrada de novos terminais de regaseificação podem ampliar a influência do mercado internacional de GNL na dinâmica de formação de preços de gás natural no País, dado que o país é um tomador de preços no mercado internacional. Observa-se que o gás natural indexado ao *Henry Hub* apresenta preços bastante competitivos no mercado nacional. Este fator, aliado ao aumento na capacidade de exportação de GNL pelos EUA nos próximos anos, pode tornar essa a principal fonte de oferta nos contratos de GNL que virão a ser assinados pelos consumidores brasileiros no horizonte decenal.

Cabe ressalvar que as estratégias comerciais dos ofertantes podem resultar tanto na definição de preço médio para a cesta de gás natural disponibilizada ao mercado (origens diversas), quanto na formação de uma curva de preços em degraus por origem do gás natural (preços distintos por "blocos" de volume). Outro fator que também pode influenciar os preços internos de gás natural é a forma de precificação de GNL a termo, com indexação a *hubs* de gás e cestas de óleo (como mostrado no gráfico), ou a uma combinação destes (ou seja, uma composição entre as curvas mostradas).

7.3 Oferta

A oferta de gás natural no País é proveniente de três fontes principais:

i. gás natural produzido nacionalmente;
ii. gás natural importado por meio de gasodutos internacionais; e
iii. gás natural importado na forma de GNL em terminais de regaseificação.

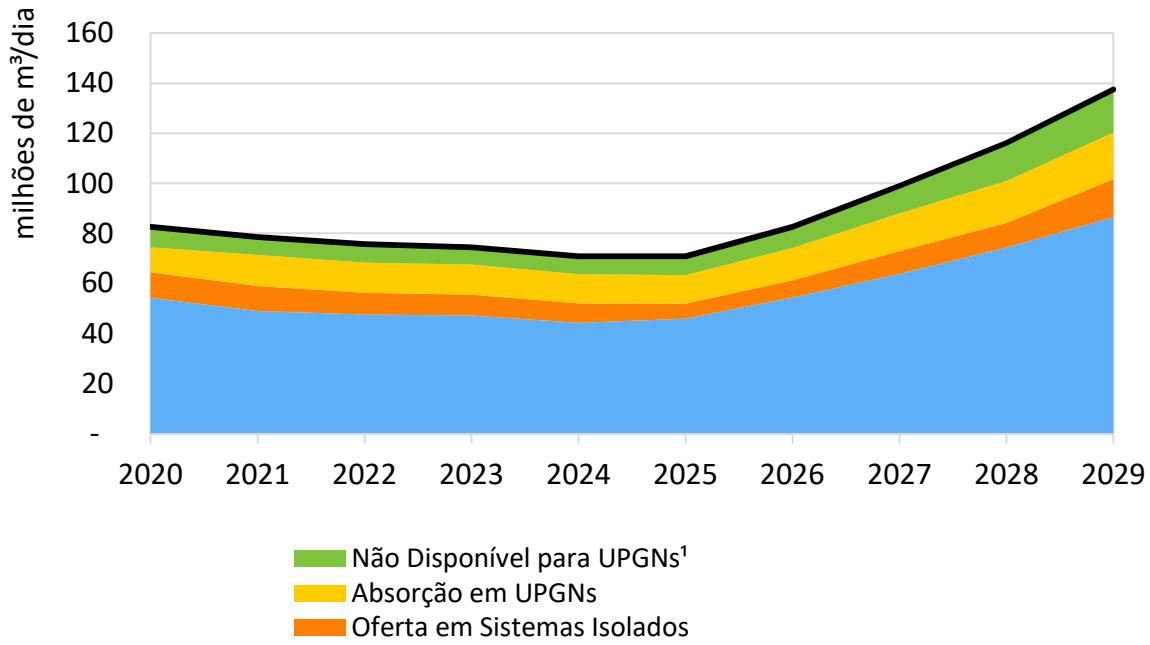
7.3.1 OFERTA NACIONAL

Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural (vide Capítulo 5 – Produção de Petróleo e Gás Natural), a oferta potencial nacional foi calculada utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). Os cálculos levaram em conta as previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) de campos produtores, as estimativas de produção dos RD em fase de avaliação (RD-Contingente) e as perspectivas de produção provenientes dos Recursos Não Descobertos (RND), tanto das áreas já contratadas por empresas (RND–Empresas) quanto das áreas ainda pertencentes à União (RND–União). Ressalte-se que a produção bruta de natural prevista neste ciclo do PDE conta com volumes consideráveis provenientes do Pré-Sal, que incluem maior consumo para operação de compressores e unidades de produção, além de maior injeção para recuperação da pressão dos reservatórios, além da injeção do CO_2 após separação. Estes fatores fazem com que a diferença entre a Produção Bruta e a Produção Líquida (mostradas no Capítulo 5) seja maior que nos ciclos anteriores.

O Gráfico 7-2 apresenta esquematicamente o cálculo da oferta potencial na malha integrada com base nas previsões de produção líquida.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 83 milhões de m^3/dia em 2020, atingindo o volume de 138 milhões de m^3/dia em 2029. Verifica-se que a oferta potencial (calculada a partir da produção líquida, descontando as parcelas de absorção em UPGNs e os volumes não disponíveis para envio para estas unidades) projetada da malha integrada passa de cerca de 54 milhões de m^3/dia em 2020 para aproximadamente 86 milhões de m^3/dia em 2029. Destaca-se um crescimento acentuado da oferta de gás natural a partir de 2026, o qual é justificado pela expectativa de expressiva produção oriunda da Bacia do SEAL.

Gráfico 7-2 - Produção Líquida e Oferta Potencial nacionais de gás natural



Notas: (1) Transferências operacionais em unidades de E&P, geração térmica na boca do poço, etc.
(2) Consumo em E&P, queima, perdas e injeção já estão descontadas a partir da Produção Bruta.
(3) Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

7.3.2 OFERTA IMPORTADA

A oferta importada abrange tanto os volumes supridos por gasodutos internacionais quanto por terminais de GNL.

As importações totais de gás natural em 2019 corresponderam a aproximadamente 32% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com o GASBOL representando 68% das importações, e o GNL o percentual restante (MME, 2018).

No que concerne à oferta de gás natural importado por meio de gasodutos, foi considerada para o atendimento da demanda da malha integrada apenas a importação por meio do GASBOL, que ingressa no País pelo município de Corumbá/MS, visto que os demais volumes se restringem a sistemas isolados.

Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m^3/dia a partir de 2022. O volume do contrato de fornecimento com a Bolívia é dividido em dois segmentos distintos: QDCb (Quantidade Diária Contratual Base), igual a 16 milhões de m^3/dia, destinados ao mercado não térmico das distribuidoras do Centro-Oeste, Sudeste e Sul do País, e QDCa (Quantidade Diária Contratual Adicional), correspondente aos 14 milhões de m^3/dia restantes, que são prioritariamente destinados às usinas termelétricas (CNI, 2010).

Cabe destacar que o encerramento do contrato de ambos os segmentos ocorrerá no final de 2019. No entanto, foi adotado como premissa o

aproveitamento do gás de *make-up*[46] e do volume remanescente de contrato,[47] que permitiria que o contrato pudesse ser estendido por mais 2 anos (em função das reduções de carregamento recentes), justificando a data do final de 2021 utilizada neste estudo. Para o restante do período, foi adotada uma premissa de redução de volume para 20 milhões de m^3/dia, dos quais a maior parte (16 milhões de m^3/dia) seria ancorada no contrato QDCb, uma vez que é possível que um volume equivalente ao QDCa poderia vir a ser atendido por GNL, por exemplo. O volume adicional de 4 milhões de m^3/dia seria oriundo de volumes para atendimento do mercado não termelétrico adicional. Ressalte-se que, além da Petrobras, foi considerado que uma parte desses 20 milhões de m^3/dia será relativa à contratação por outros agentes junto à Bolívia, conforme discutido em EPE (2017).

A importação por meio dos gasodutos Lateral-Cuiabá (MT) e Uruguaiana/RS-Porto Alegre/RS (trecho 1) destina-se a atender principalmente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, conforme já mencionado, os volumes provenientes destes dois dutos não foram considerados para atendimento da demanda nacional na malha integrada. Da mesma forma, a oferta potencial das UPGNs de Urucu, no Amazonas, não está contabilizada na malha integrada, uma vez que atende à demanda do Sistema Isolado da Região Norte.

Quanto à importação na forma de GNL, foram considerados para a elaboração balanço de gás natural da malha integrada somente os três terminais de regaseificação existentes, uma vez que estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado. Considerou-se que o terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, possui capacidade de 20 milhões de m^3/dia, que o terminal na Baía de Todos os Santos, na Bahia, tem capacidade para regaseificar[48] 20 milhões de m^3/dia e que o terminal de Pecém apresenta capacidade de regaseificação de 7 milhões de m^3/dia.

Cabe destacar que os terminais marítimos de regaseificação são as estruturas responsáveis pelo envio do gás regaseificado até o litoral, sendo, portanto, instalações independentes da unidade de regaseificação (FSRU). Até o momento do fechamento deste estudo, há ancorados no Brasil 2 FSRUs, nos terminais de Pecém/CE e Baía de Todos os Santos/BA. Desse modo, embora a capacidade máxima dos terminais de regaseificação do país seja de 47 milhões de m^3/dia, atualmente esta se encontra limitada a 34 milhões de m^3/dia. Porém, caso seja necessário no horizonte de estudo, poderá ocorrer a movimentação das FSRUs atualmente contratadas, bem como a contratação de novas unidades.

Os terminais de regaseificação de GNL previstos em Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA não foram considerados para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma, conforme anteriormente citado, dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos.

Além dos terminais existentes e previstos, a entrada em operação de novos terminais no horizonte decenal é compatível com análises de sensibilidade realizadas pela EPE (vide Seção 7.4 - Balanço).

[46] Volume de *make-up* é uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula *take-or-pay*, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.

[47] Volume remanescente de contrato é aquele relativo à retirada de gás inferior à contratada, mas superior ao volume da cláusula *take--or-pay*, permitindo uma retirada de gás a ser paga nas condições contratadas anteriormente. O contrato prorroga sua vigência automaticamente até o final da retirada do volume remanescente.

[48] Sua capacidade de regaseificação foi aumentada de 14 para 20 milhões de m³/dia em 2018 por meio da Autorização ANP nº 607/2018.

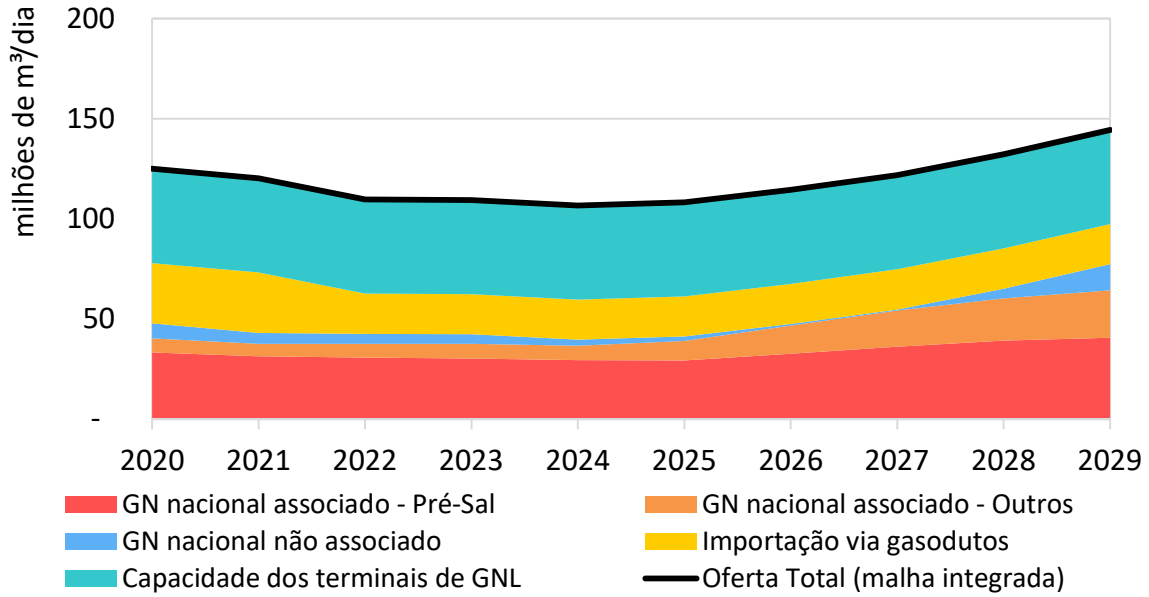
7.3.3 PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos. A projeção de Oferta Potencial no período decenal, para a Malha Integrada, é apresentada no Gráfico 7-3, em termos de gás natural nacional associado e não associado, ou importado.

Como observado, a oferta potencial mantém-se praticamente estável ao longo da primeira metade do horizonte de estudo, aumentando entre 2025 e 2029 devido aos maiores volumes de gás natural não associado. A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução na importação via gasodutos decorrente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m³/dia), que pode ser compensada pelo aumento na regaseificação de GNL nos terminais já existentes. Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, alcançando o patamar de 67% da oferta nacional em 2024, e caindo para cerca de 47% em 2029.

Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural (gás natural nacional associado ou não associado, gás natural importado via gasodutos ou via GNL) depende de fatores como a flexibilidade requerida pelos consumidores, a necessidade de contratação firme requerida pelos ofertantes, e os preços que serão negociados dependendo dos condicionantes. No caso das importações via GASBOL, o atendimento também tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 7-3 - Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: Volumes potenciais, que serão utilizados na medida do necessário para atendimento da demanda esperada; considerou-se que os terminais da Baía de Guanabara/RJ, da Baía de Todos os Santos/BA e de Pecém/CE possuem capacidades de regaseificação de 20 milhões de m³/dia, 20 milhões de m³/dia e 7 milhões de m³/dia, respectivamente, adotando-se a soma destes valores para a composição da oferta potencial a partir de 2020; porém, atualmente, há duas unidades flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) que se revezam entre os três terminais; dependendo dos condicionantes até 2029, pode ser necessária a contratação de uma terceira FSRU, principalmente no final do período, quando o balanço apresenta menor saldo positivo.

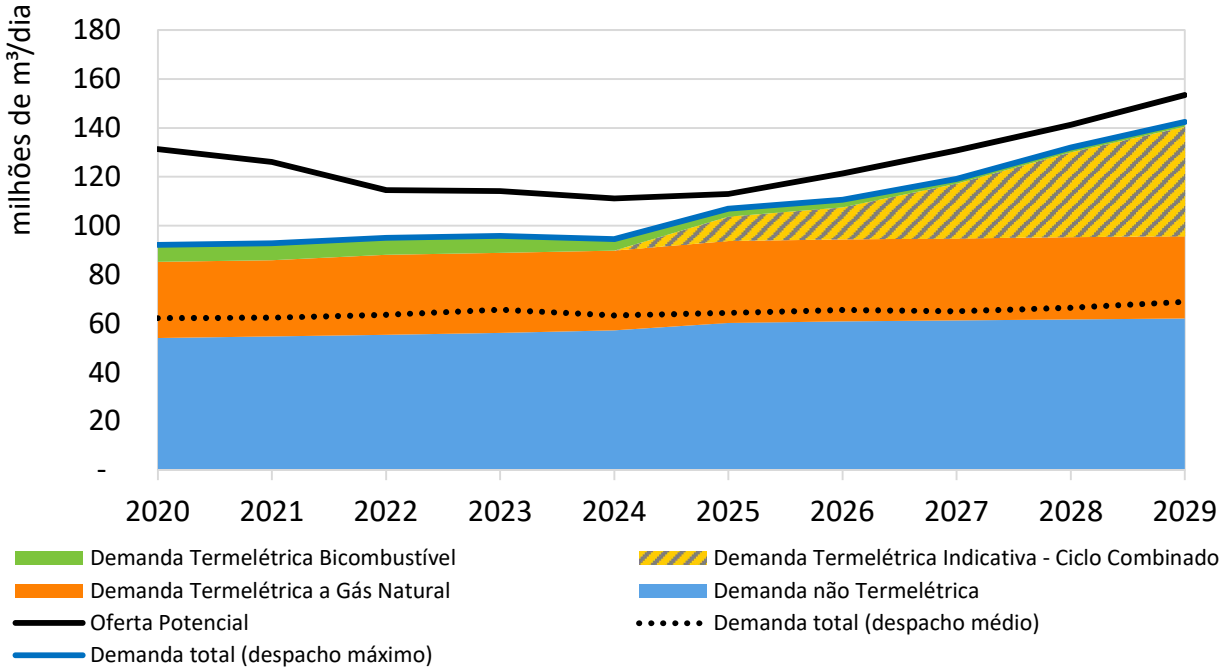
Fonte: Elaboração EPE.

7.4 Balanço de Gás Natural da Malha Integrada

É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada, elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência. Excluem-se dessa análise os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus e Lateral Cuiabá, além das instalações de gás natural no Maranhão. O Box 7.1 traz também uma análise de sensibilidade para o caso de novas demandas não termelétricas e termelétricas assinarem contratos competitivos de fornecimento de gás natural junto a novos ofertantes que passem a atuar no mercado nacional após o sucesso dos objetivos estabelecidos pela iniciativa Novo Mercado de Gás.

O Gráfico 7-4 ilustra o balanço de gás natural da malha integrada no Brasil.

Gráfico 7-4 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis, a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

A oferta de gás natural de origem nacional na malha integrada, detalhada na Seção 3, apresenta variação entre 2025 e 2029 ocasionada pelo aumento na produção de gás não associado, principalmente em ambiente marítimo, crescendo 5,8% a.a. no período.

A demanda total de gás cresce 5% a.a. no período. A demanda não termelétrica inclui a demanda das distribuidoras, que cresce gradualmente em todo o período, e a demanda de refinarias e fábricas de fertilizantes, que tem um acréscimo em 2025 com a entrada da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados - UFN Três Lagoas/MS.

Em relação à demanda termelétrica, praticamente não há variação além da demanda das térmicas indicativas, representada pela área hachurada. Cabe destacar que as termelétricas Porto Sergipe I/SE, Novo Tempo/RJ, GNA II/RJ e Novo Tempo Barcarena/PA são consideradas neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não estão representadas no gráfico.

Conforme apresentado no Capítulo 3, a expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, como usinas termelétricas de partida rápida, usinas hidrelétricas reversíveis, motorização adicional em UHE existentes, baterias e resposta pelo lado da demanda. Uma das opções de atendimento seria por termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 66,8 milhões de m^3/dia entre os anos de 2024 e 2029. Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual, até o final do período, de 3 a 4 novos terminais de GNL com capacidade de 21 milhões de m^3/dia cada.

Ressalte-se que o saldo de gás natural no balanço da malha integrada pode ser mais positivo caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ à malha integrada dentro do horizonte de estudos (uma vez que já se encontram a menos de 50 km da malha existente).

BOX 7.1 – OFERTA E DEMANDA ADICIONAIS: NOVO MERCADO DE GÁS

Além da oferta e demanda de referência apresentadas, que se referem ao caso onde os investimentos previstos, anunciados e indicativos venham a se realizar no horizonte do estudo, buscou-se estimar quais volumes adicionais de gás natural poderiam ser disponibilizados com uma maior abertura do mercado promovida pela iniciativa Novo Mercado de Gás.

Neste caso, além dos investimentos indicados nos estudos do ponto de vista dos condicionantes e das expectativas presentes (*business as usual*), poderiam ser atraídos novos investimentos que não tenham sido observados, ou que não tenham obtido decisão final de investimento no cenário atual, sendo avaliados e amadurecidos internamente nos portifólios de diversas empresas mas sem demonstrar condições de viabilidade econômica até então.

Pelo lado da oferta nacional, foi considerado que alguns campos produtores de petróleo e gás natural poderiam decidir pelo envio de uma maior parcela de sua Produção Bruta de gás natural para o litoral. A viabilidade desta estratégia para vários empreendedores de E&P seria aprimorada uma vez que começasse a haver compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, e com a conclusão da construção das novas rotas do pré-sal (Rotas 4, 5 e 6), o que incentivaria a conexão de diversos projetos à infraestrutura de escoamento e processamento, assim como a redução dos custos unitários pela otimização do uso dessa infraestrutura. Já no caso da oferta importada, considerou-se que poderia haver a conexão de até 4 novos terminais de GNL à malha integrada de gasodutos de transporte, sendo três deles previstos (Barra dos Coqueiros/SE, Porto do Açu/RJ e Barcarena/PA) e três indicativos no cenário de referência, além de dois terminais hipotéticos adicionais dentre as diversas opções anunciadas e em processo de licenciamento ambiental no Brasil. Esta interconexão permitiria o envio dos excedentes de gás natural que não estivessem sendo utilizados por UTEs para a malha integrada, sendo estes volumes comercializados em sua zona de influência por meio de contratos de curto prazo, com grande liquidez e preços competitivos.

(cont.)

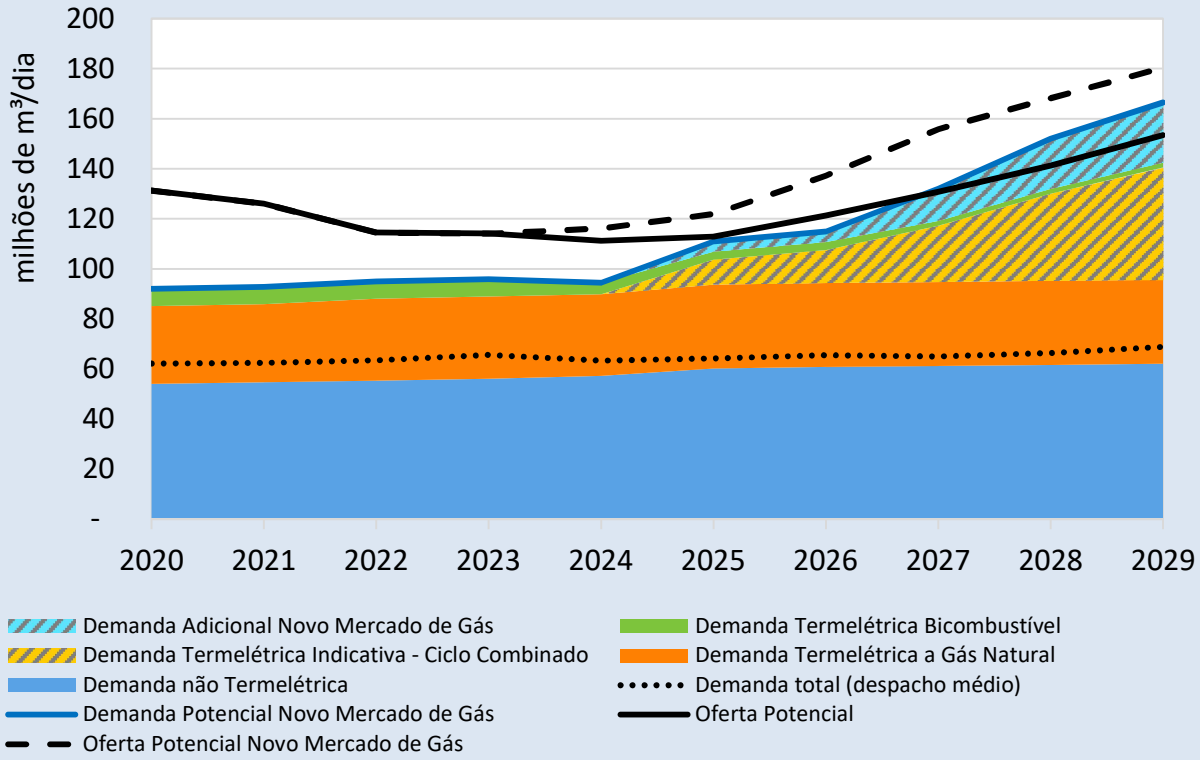
BOX 7.1 – (cont.)

Pelo lado da demanda não termelétrica, foram estudados projetos hipotéticos que poderiam ser construídos utilizando volumes consideráveis de gás natural a preços competitivos. Estudaram-se principalmente aqueles tipos de projetos onde o custo do combustível impacta consideravelmente em sua viabilidade, ou que necessitam do uso do gás natural como matéria-prima. Neste caso, foram consideradas novas unidades de fertilizantes nitrogenados (que teriam potencial de reduzir a importação de fertilizantes pelo Brasil nos próximos anos), plantas de produção de metanol (que poderiam ser um complemento vantajoso ao aumento na produção de biodiesel por rota metílica no País), entre outros empreendimentos. Para maior detalhamento de tais alternativas, vide estudos sobre a competitividade do gás natural para fertilizantes nitrogenados e metanol, publicados pela EPE.

Já no caso da demanda termelétrica, foi considerada a entrada de novos empreendimentos que poderiam utilizar volumes de gás natural do pré-sal negociados a preços menores do que no caso de referência (principalmente campos próximos à costa e com baixo teor de CO_2, considerando também os ganhos de competitividade mencionados anteriormente). Estes projetos poderiam prover uma geração de energia elétrica a valores de CVU competitivos, e assim poderiam ter um despacho relevante na média anual considerando a ordem de mérito da geração termelétrica.

Na Figura 7-5 são apresentados os volumes adicionais de oferta e demanda considerados no Novo Mercado de Gás, já consolidados sobre o gráfico do Balanço de Gás Natural apresentado anteriormente.

Gráfico 7-5 - Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com volumes adicionais considerados no Novo Mercado de Gás



Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicombustíveis; a oferta potencial refere-se ao máximo volume disponível, sendo utilizada na medida do necessário para atendimento da demanda esperada.
Fonte: Elaboração EPE.

7.5 Simulação da Malha Integrada de Gasodutos de Transportes

Esta seção tem por objetivo apresentar os resultados das simulações termofluido-hidráulicas realizadas para a avaliação da malha integrada de transporte de gás natural no período de 2020-2029. Para o presente trabalho foram simulados os anos inicial, intermediário e final do horizonte (2020, 2025 e 2029). As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e 20 milhões de m^3/dia para o restante do período) e GNL importado através dos terminais de Baía de Guanabara (TBGUA - RJ), Baía de Todos os Santos (TRBA – BA) e Pecém/CE utilizando, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP;

- consideram-se as demandas não-termelétricas de gás natural (demanda *downstream* e demais demandas das companhias distribuidoras locais - CDLs);

- consideram-se as demandas termelétricas máximas, incluindo térmicas bicombustíveis operando a gás natural;

- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha; considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural

- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

- não são considerados como conectados à malha integrada os empreendimentos que ainda não têm decisão final de investimento para tal, nominalmente Porto do Açu/RJ, Porto de Sergipe/SE e Barcarena/PA (tanto UTEs quanto terminais de GNL).

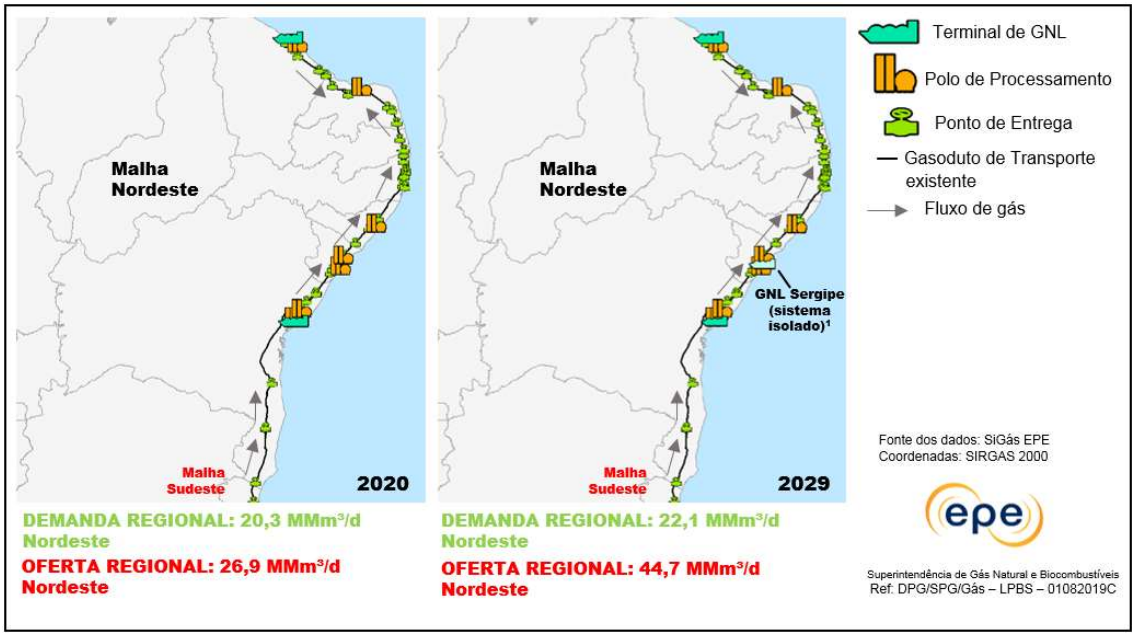
Ressaltam-se os empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2025 e a UPGN COMPERJ em 2021.

A seguir, serão apresentas as particularidades de cada subsistema, definidos como segmentos por região da malha integrada.

7.5.1 MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de transporte atual e não foram incluídos o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Barra dos Coqueiros/SE, por constituírem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-2, a seguir, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-2 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 da malha Nordeste



Nota: O terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a termelétrica associada ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.
Fonte: Elaboração EPE.

Como se pode verificar na Figura 7-2, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região em todos os anos simulados. Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, nesta simulação não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais, no regime médio esperado. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.

Ao realizarem-se as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, verificou-se que a malha Nordeste não apresentou restrições de infraestrutura para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo analisado para o caso base.

Chama atenção o aumento expressivo da oferta no último ano simulado na região. Apesar da redução considerável da produção dos campos que têm o gás processado nas UPGNs na Bahia (Candeias e Estação Vandemir Ferreira), este déficit é compensado e superado pela oferta adicional nas UPGNs de Guamaré, Catu e, principalmente, Atalaia. A maior oferta projetada desta última é consequência das expectativas de produção da Bacia SEAL já a partir do ano de 2025. Para possibilitar a injeção desses recursos na malha de transporte, caso haja demanda para tal, haveria a necessidade de expansão de diversas infraestruturas, principalmente gasodutos próximos à UPGN de Atalaia/SE.

No caso das UPGNs, para promover este aumento na produção espera-se uma possível ampliação do Polo de Processamento de Atalaia ou a construção de uma nova UPGN na região. Quanto à malha de gasodutos existentes, estes dutos atualmente não têm capacidade para movimentar o incremento de oferta de gás previsto e, portanto, deveriam passar por adequações. No entanto, para que ocorram as expansões, deve haver uma demanda que justifique o investimento. Caso isso

não se concretize, uma solução possível seria a liquefação de parte desse incremento de oferta de gás em unidades de liquefação para exportação ou cabotagem para outras regiões.

Em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural, necessitando de importações apenas com intuito de balanceamento da malha

7.5.2 MALHA SUDESTE

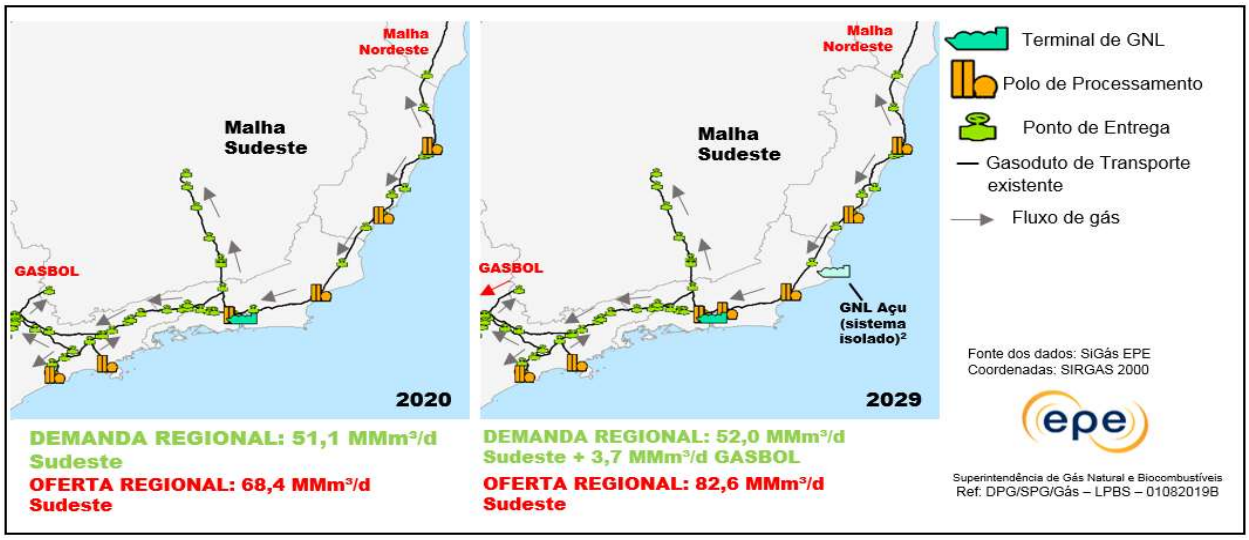
O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ em 2021, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. Considerou-se que o terminal de GNL do Porto do Açu e as térmicas GNA I e II, localizados em São João da Barra/RJ, constituem sistemas não interligados à malha. A Figura 7-3, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a máxima oferta potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Como se pode verificar na Figura 7-3, tanto os anos de 2020 quanto o de 2029, apresentam projeção de oferta potencial superior à demanda máxima prevista e, dessa forma, a princípio, não seria necessário o envio de gás advindos das outras malhas (Centro-Oeste/SP/Sul e Nordeste) para a região. Isto também ocorre para o ano de 2023, não representado na Figura 7-3. Espera-se, na realidade, que o Sudeste se torne uma Região exportadora, considerando a expectativa de aumento da produção de gás natural, principalmente advindo de campos do pré-sal.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas não foram identificadas restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente ressalta-se que a oferta total deste subsistema é suficiente para atender a demanda projetada.

Verificou-se também que o excedente de oferta disponibilizada na região poderia ser utilizado no atendimento das demandas do GASBOL a partir de 2022, quando foi considerada a redução do volume de gás ofertado da Bolívia neste gasoduto. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da Região Sudeste para o GASBOL seria através da interconexão em Paulínia/SP.

Figura 7-3 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 da malha Sudeste



Nota: O terminal de GNL de São João da Barra/RJ e as termelétricas associadas ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.

7.5.3 MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas, se caracterizando pela redução do diâmetro ao longo de sua extensão, em especial a partir do trecho Sul. Por essa razão, observa-se considerável perda de carga durante a movimentação do gás natural, principalmente quando associada a altas vazões, o que pode gerar restrições no atendimento do consumo. Já o trecho 3 do GASUP é responsável pelo atendimento da região de Triunfo/RS, após a transferência de custódia do gás natural entre a TBG e a TSB.

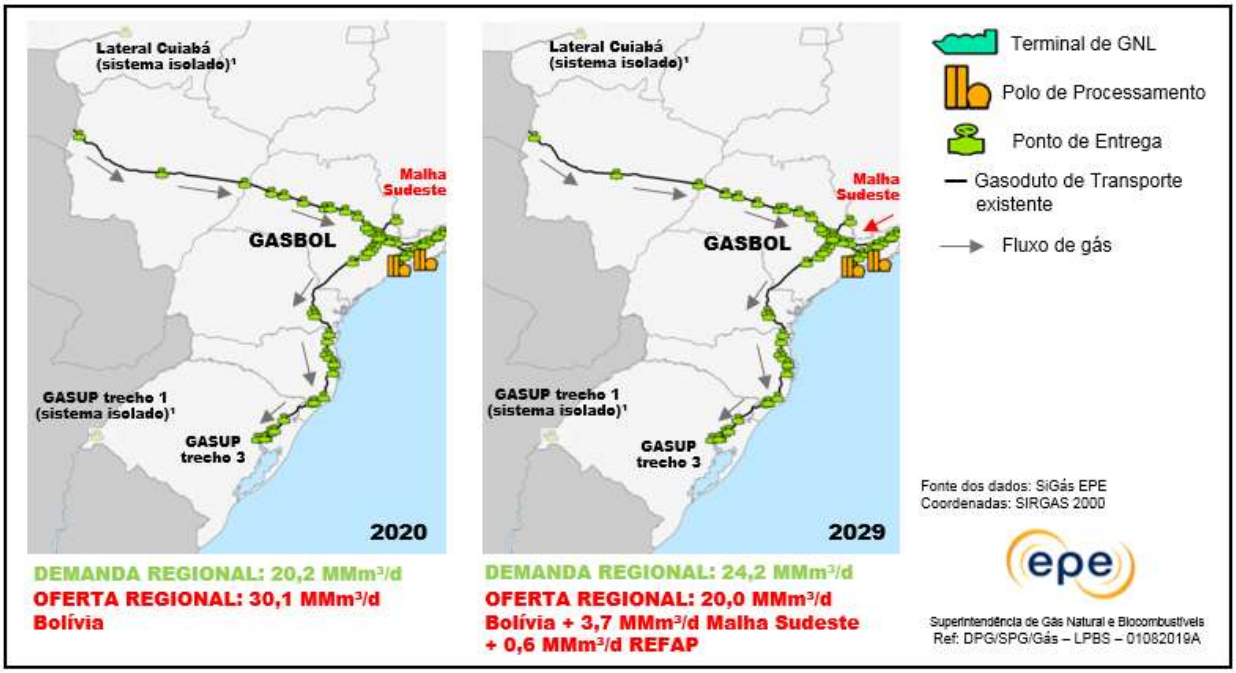
Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m^3/dia importado da Bolívia, o qual seria suficiente para o atendimento da demanda. No entanto, a partir de 2022 considerou-se uma redução do volume máximo importado para 20,0 milhões de m^3/dia, havendo-se necessidade de complementação do volume para atendimento da demanda da região, a partir desse ano, através de gás natural vindo da malha Sudeste.

Cabe destacar que as premissas quanto à oferta disponível no GASBOL advinda da Bolívia, poderão sofrer alterações a depender do resultado do Concurso para Alocação de Capacidade no GASBOL que ocorrerá no final de 2019. Outros fatores que poderão alterar essas premissas serão os resultados dos editais de contratação de suprimento de gás lançados por parte das distribuidoras atendidas pelo GASBOL em fase final de contrato (SulGás, SCGás, COMPAGAS, Gás Brasiliano e MSGás).

Como havia sido indicado nas simulações de ciclos anteriores do PDE, foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL caso a UTE Sepé-Tiaraju/RS e o Polo Petroquímico de Triunfo/RS precisem operar simultaneamente em sua capacidade máxima. Porém, caso haja a inclusão de um ponto de oferta indicativo próximo à REFAP (oferta potencial de gás nacional avaliada neste ciclo do PDE a partir da Bacia de Pelotas), seria possível atender a todas as demandas estimadas para a Região em sua capacidade máxima até o final do horizonte.

Outra solução possível para essa questão, já mencionada em ciclos anteriores, seria a ampliação de capacidade desse trecho, através de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a *loops* na malha existente. Uma possibilidade adicional seria a instalação de novos terminais de regaseificação de GNL no Sul. Neste sentido, destacam-se os projetos na região da Baia do Babitonga, em Santa Catarina, já com licenciamento ambiental, e no litoral do Paraná, ainda em fase de maturação do projeto. A Figura 7-4 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 7-4 - Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2020 e 2029 do GASBOL e do GASUP



Nota: Os gasodutos Lateral Cuiabá e GASUP trecho 1 não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistemas isolados.
Fonte: Elaboração EPE.

7.6 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2020 a 2029, sendo que os investimentos previstos incluem os projetos relacionados ao setor de infraestrutura já anunciados, e os projetos indicativos são aqueles antevistos como importantes para a expansão do setor. Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma. Neste ciclo do PDE, além de UPGNs e terminais de GNL, foram estimados os investimentos indicativos em gasodutos de escoamento (relacionados aos novos campos que entrarão em produção no pós-sal e pré-sal nos próximos anos), além de ser realizada uma estimativa simplificada de investimentos em possíveis novos gasodutos de transporte para conectar os futuros terminais de GNL à malha integrada.

Foram considerados projetos previstos da ordem de R$ 6 bilhões para o gasoduto Rota 3 e de R$ 2,39 bilhões relativos à instalação da Unidade de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ (valor total dos empreendimentos, que já se encontram em construção). Além disso, há previsão de implantação do gasoduto de transporte denominado Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ que irá interligar as UPGNs do COMPERJ ao Gasoduto Cabiúnas/RJ-REDUC/RJ (GASDUC III) nas proximidades da estação de entrega de Guapimirim/RJ. Esse gasoduto de transporte, atualmente em avaliação pela ANP para definição do processo licitatório, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 18,2 milhões de m^3/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas.

Ainda em relação a projetos previstos, considerou-se a implementação de uma UPGN (UPGN Caburé/BA), com capacidade de processamento de 0,5 milhão de m^3/dia, na Bahia para processamento de gás natural *onshore* a ser produzido pelos campos de Caburé, Caburé Leste e Cardeal Nordeste e REC-T-212 (campos individualizados). O proprietário, a empresa Alvopetro, recebeu permissão para construção desta unidade, através da Autorização ANP Nº 329 de 22 de maio de 2019. O gás assim processado será enviado para a Bahiagás, com expectativas, segundo a petroleira, de começo da comercialização no início de 2020. Adicionalmente, pode-se mencionar o gasoduto de escoamento da Alvopetro, também relacionado aos mesmos campos (Caburé, Caburé Leste, Cardeal Nordeste e REC-T-212). O gasoduto de 11 km de extensão e 0,5 milhão de m^3/dia, ligará estes campos individualizados até a futura UPGN Caburé. A descrição sucinta do projeto foi publicada pela ANP através do Despacho Nº 9 de 3 de janeiro de 2019.

No caso dos investimentos indicativos em gasodutos de escoamento e UPGNs, foram considerados no cenário de referência um novo gasoduto e uma nova UPGN para escoar e processar o gás natural proveniente da Bacia do Sergipe-Alagoas. No caso denominado "Novo Mercado de Gás", é também considerada como indicativa a instalação de 3 novos gasodutos de escoamento e UPGNs para o escoamento e o processamento do gás natural do pré-sal, denominados de forma geral como Rotas 4, 5 e 6, que podem vir a ligar as Bacias de Campos e Santos até os litorais do Rio de Janeiro, São Paulo e/ou Espírito Santo (dependendo da decisão dos empreendedores quanto aos pontos mais viáveis para chegada dos gasodutos no litoral). Os projetos indicativos preveem ainda a instalação de novos gasodutos de escoamento e UPGNs, ou a ampliação da infraestrutura existente, para escoar e processar os maiores volumes de gás natural provenientes do horizonte geológico pós-sal na Bacia do Espírito Santo.

Os investimentos indicativos em UPGNs seriam da ordem de R$ 2,6 a 3,5 bilhões cada (data-base: junho de 2019), considerando capacidade de 12 a 20 milhões de m^3/d de processamento. Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão, conforme metodologia descrita em EPE (2018). Já para os gasodutos de escoamento, estimaram-se investimentos da ordem de R$ 2,5 a 4,5 bilhões, variando de acordo com a Rota em questão, em função das diferentes extensões dos gasodutos.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de três terminais, um em Barra dos Coqueiros/SE e o um em Barcarena/PA. Tendo em vista a variedade de configurações de terminais de GNL existentes, buscou-se definir uma configuração padrão, baseada nas tendências recentes de configurações mais utilizadas, a fim de se estimar o custo médio desses terminais. Dessa forma, definiu-se como padrão, por ora, a configuração de terminal privado *nearshore* com ancoragem do tipo *Ship-To-Ship* (STS) sem necessidade de dragagem ou quebra-mar. Considerou-se também um afastamento médio de 5 km da costa, o que necessitaria de um gasoduto submarino com o mesmo comprimento para envio do gás natural regaseificado. Assim, estima-se que cada um dos terminais em tela necessitaria de investimentos de aproximadamente R$ 400 milhões (data base dezembro de 2017), que incluem apenas o píer e instalações auxiliares. Ademais, considerando-se que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por terminais de GNL exclusivos, conforme discutido anteriormente, estima-se que seriam necessários até quatro novos terminais com capacidade de 21 milhões de m^3/dia cada, sendo considerados 3 terminais novos para o caso de referência.

No caso denominado "Novo Mercado de Gás", considerou-se também a entrada de dois novos terminais de GNL ligados a outros projetos com demanda termelétrica ou não termelétrica de gás natural. Sendo assim, foi estimado um investimento total de R$ 2 bilhões em terminais de GNL indicativos. Porém, cabe ressaltar que estes valores podem variar consideravelmente dependendo das características de cada terminal específico, assim como sua configuração técnica e instalações portuárias associadas.

Dessa forma, a Tabela 7-1 apresenta o resumo dos investimentos estimados. Ressalte-se que os valores de investimentos em gasodutos de escoamento, UPGNs e gasodutos de transporte serão mais bem detalhados em estudos posteriores, e podem sofrer alterações dentro do grau de incerteza indicado. Destaca-se que os valores para projetos indicativos (*business as usual* e Novo Mercado de Gás) foram calculados a partir das metodologias e ferramentas desenvolvidas nos estudos PIG e PIPE, os quais serão publicados em breve.

Tabela 7-1 - Investimentos previstos e indicativos

Classificação	Previstos		Indicativos (*business as usual*)		Indicativos (Novo Mercado de Gás)	
	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi	Projetos	R$ bi
Gasodutos de Escoamento[1]	2	6,10	1	3,13	10	13,65
Gasodutos de Transporte[1]	1	0,13	0	-	11	17,06
Terminais de Regaseificação de GNL[2]	3	1,20	3	1,2 0	2	0,8
UPGNs[3]	2	2,69	1	3,50	4	11,30
TOTAL	**8**	**10,12**	**5**	**7,83**	**27**	**42,81**

Notas: (1) Investimentos estimados pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos – SAGAS; a estimativa de custos pela EPE para gasodutos de escoamento e de transporte indicativos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97); para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de – 7% a + 17% (AACE-18R-97); o custo de gasodutos de escoamento não inclui unidades compressoras de gás natural, que devem ser previstas no projeto da FPSO.;
(2) Estimado com base em custos de terminais implantados no mundo, considerando apenas o píer sem o FSRU (que estaria incluído como afretamento no OPEX), com data-base em dez/2017; a estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97);
(3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos (EPE, 2018); a estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AACE-18R-97).

Fonte: Elaboração EPE.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

> Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Novo Mercado de Gás, principalmente com a entrada de novos agentes (por exemplo utilizando os 3 novos terminais de GNL previstos) e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

> O preço de gás natural oriundo do GNL no Brasil, a princípio, será afetado pelo preço do mercado internacional e não pela expansão da oferta de GNL no País. Isto porque a capacidade de importação não tem sido utilizada em sua plena capacidade, mas sim provendo flexibilidade operacional e modulando as importações de GNL pela necessidade de atendimento à demanda nacional termelétrica.

> A produção líquida de gás natural passará de 83 milhões de m^3/dia em 2020 para 138 milhões de m^3/dia em 2029. Já a oferta potencial nacional projetada da malha integrada passará de cerca de 54 milhões de m^3/dia em 2020 para aproximadamente 86 milhões de m^3/dia em 2029.

> Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, e o Pré-Sal corresponde ao patamar de 47% da oferta nacional em 2029. Além disso, no final do período, há aumento na produção nacional de gás não associado proveniente da Bacia de Sergipe-Alagoas.

> Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m^3/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m^3/dia a partir de 2022. A importação potencial de GNL na malha integrada corresponde à capacidade instalada dos terminais existentes, de 47 milhões de m^3/dia, de 2020 até 2029, além de 3 novos terminais não conectados à malha integrada.

> Nas trajetórias de alta demanda de gás para geração termelétrica, tais consumos foram preferencialmente atendidos por meio de GNL devido à necessidade de complementação dos volumes nacionais ou importados (via gasodutos) para viabilizar o atendimento de tais demandas. Já nos casos de baixa demanda termelétrica verifica-se que o gás nacional ou importado via gasodutos pode ser suficiente para atendimento de tais demandas.

> No final do decênio, pode haver um saldo maior de gás natural no balanço da malha integrada caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL dos terminais de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE ou do Porto do Açu/RJ previstos no horizonte.

> A expansão para o atendimento à demanda de ponta do sistema elétrico poderá ser feita por diferentes tecnologias, sendo uma delas por meio das termelétricas a gás natural de ciclo aberto. No caso dessa demanda ser integralmente atendida por essa tecnologia, haveria um acréscimo de demanda de gás natural de 67 milhões de m^3/dia entre os anos de 2024 e 2029. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de três a quatro novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com capacidade de 21 milhões de m^3/dia cada. Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural. Cabe ressaltar que estes terminais podem ser os que se encontram em fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

> A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R$ 60 bilhões, dos quais cerca de R$ 10 bilhões em projetos previstos e R$ 50 bilhões em projetos indicativos. Dentre os projetos indicativos, considera-se o caso em que a demanda térmica indicativa a ciclo aberto vislumbrada no horizonte decenal seja suprida por 3 a 4 novos terminais de GNL exclusivos, além de novos empreendimentos incentivados pela abertura do mercado com a iniciativa Novo Mercado de Gás.