

7. Oferta de Gás Natural

7.1 Infraestrutura

A malha nacional de gasodutos de transporte registrou, em dezembro de 2016, uma extensão total de 9.409 km, distribuídos por todas as regiões brasileiras (MME, 2016). Esta extensão da malha já considera a reclassificação do gasoduto GASDUC I como oleoduto OSDUC IV, bem como as desativações do Gasoduto de Vitória (GASVIT) e de um trecho do Gasoduto Lagoa Parada/ES – Vitória/ES.

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 24 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.

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, encontram-se em processo de construção: o Polo de Processamento de gás natural do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ) e 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.

Também se encontra previsto, neste estudo, um terminal de GNL com capacidade de regaseificação de 14 MMm³/d em Barra dos Coqueiros/SE, conectado à UTE Porto Sergipe I com demanda máxima de aproximadamente 6 MMm³/d. Desse modo, a capacidade excedente de 8 MMm³/d poderia ser disponibilizada ao mercado não térmico ou a novas UTES que venham a vencer leilões de energia, conforme estratégia dos empreendedores. Porém, não há, por enquanto, previsão de infraestrutura para conexão deste projeto à malha integrada. Por conseguinte, o empreendimento foi considerado como isolado. O projeto encontra-se em estágio de licenciamento ambiental do terminal de GNL e terraplanagem da UTE.

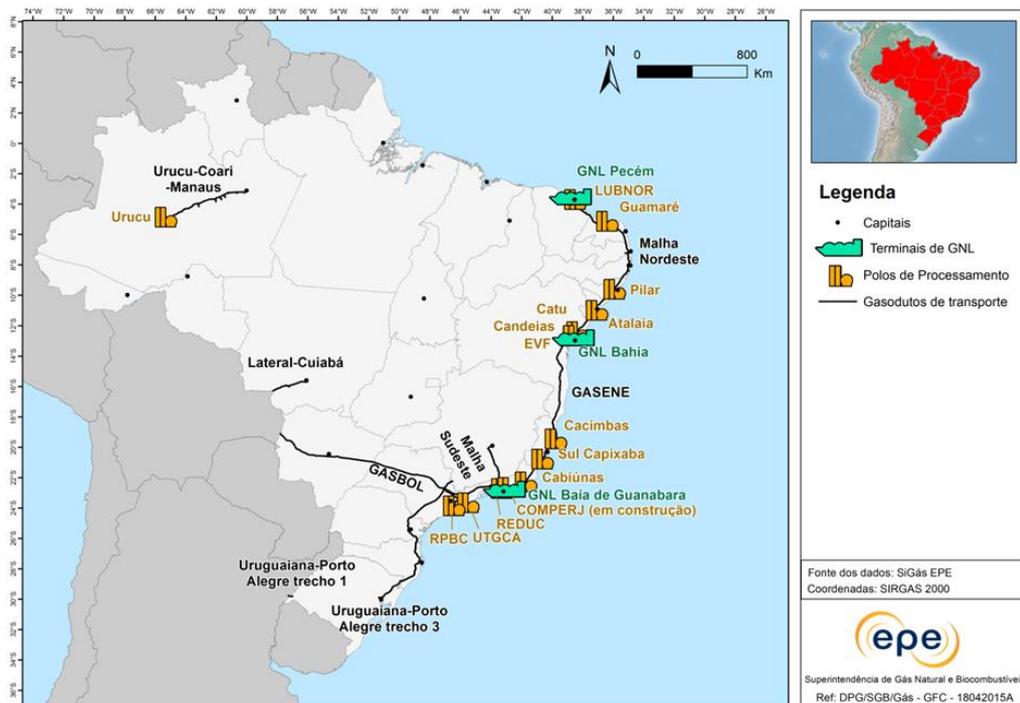
Cabe destacar que, diferentemente do PDE 2024, não estão sendo considerados, no caso de referência, os terminais de regaseificação de GNL previstos em Rio Grande/RS e Suape/PE nem suas respectivas UTES devido à maior incerteza quanto à entrada destes projetos. Conforme apresentado no Capítulo III, as térmicas ligadas a estes projetos não estão mais sendo consideradas diretamente no horizonte deste estudo, mas tratadas como térmicas indicativas genéricas.

Destaca-se ainda que, durante o fechamento desta edição do PDE, está em curso uma iniciativa de mudança no marco legal e regulatório do gás natural no Brasil denominada Gás para Crescer, na qual a EPE tem exercido um papel importante. O processo teve início em 2016, com participação intensa de diversos agentes do setor, e 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. As mudanças propostas pela Iniciativa Gás

para Crescer estão atualmente em processo de consolidação e poderão gerar aprimoramentos importantes no mercado de gás natural, acarretando

em revisões nas projeções nos próximos ciclos do estudo.

Figura 24. Infraestrutura existente e em construção de oferta e transporte de gás natural



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 faixa provável dos preços do gás natural (molécula) nacional no horizonte decenal (Gráfico 71). Para isso, toma-se como referência a projeção de preços sem ICMS e PIS/COFINS, tarifa de transporte e margens de distribuição, as projeções de preço de oferta e de GNL spot e a termo (internados, regaseificados e com imposto de importação) e o preço do Óleo Combustível com Alto Teor de Enxofre (OC-ATE) imediatamente na saída da refinaria (ex-refinaria), excluindo ICMS e PIS/COFINS.

Dessa forma, os preços do gás natural no Brasil oscilarão dentro da faixa provável 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.

Estes fatores, por sua vez, podem se refletir em descontos maiores ou menores em relação ao preço definido pelos contratos, ou na celebração de novos contratos partindo de bases de preços distintas.

Não obstante, 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. Além disso, 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. Dessa forma, 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.

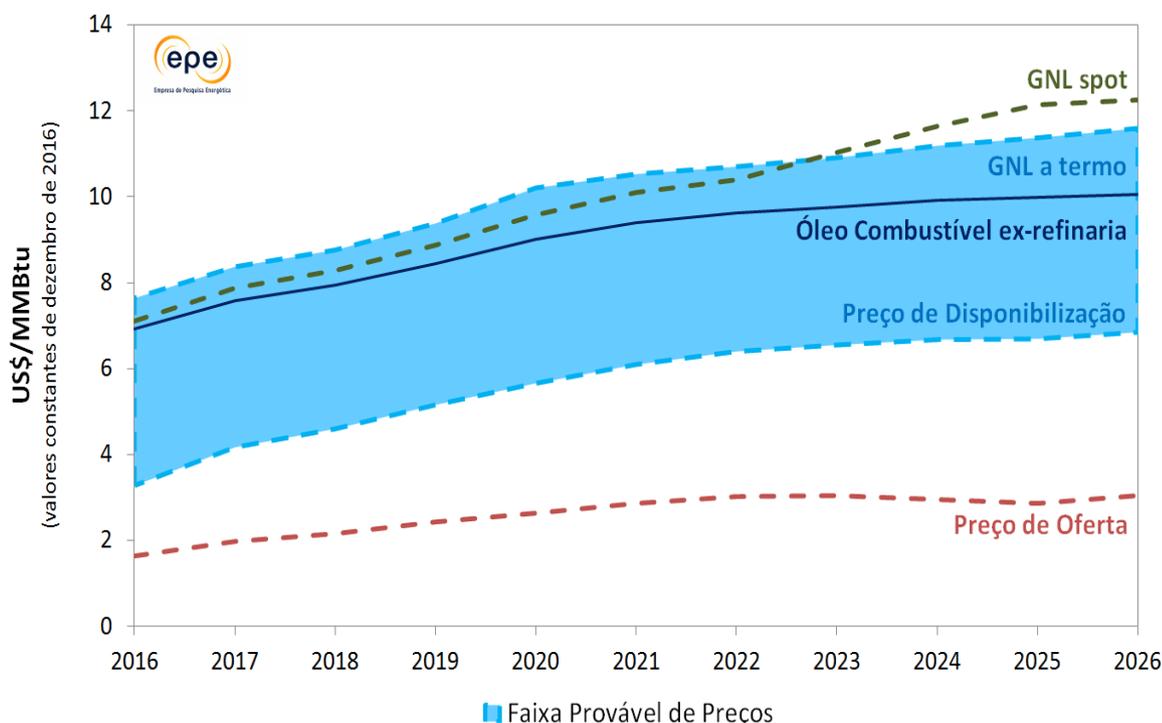
Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes e com o aumento de investimentos no setor, podem alterar a dinâmica

do mercado regional de gás natural, assim como o acesso do mercado doméstico ao mercado de GNL.

Cabe ressaltar 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, com indexação a cestas de petróleo, hubs de gás, ou a uma combinação destes.

Gráfico 71. Faixa de preços do gás natural excluindo ICMS e PIS/COFINS, transporte e margem de distribuição



Nota: O Preço de oferta é o preço que motiva o produtor nacional a empreender investimentos para ofertar o gás natural no mercado, consistindo em custo econômico (inclui custo de oportunidade do capital). Também pode ser entendido como o preço de break-even do projeto; o limite inferior da faixa provável de preços é dado pelo preço de disponibilização nacional considerando risco exploratório, gestão de portfólio e condicionantes de mercado, enquanto o superior é dado pelo preço do GNL a termo; 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.

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.

OFERTA NACIONAL

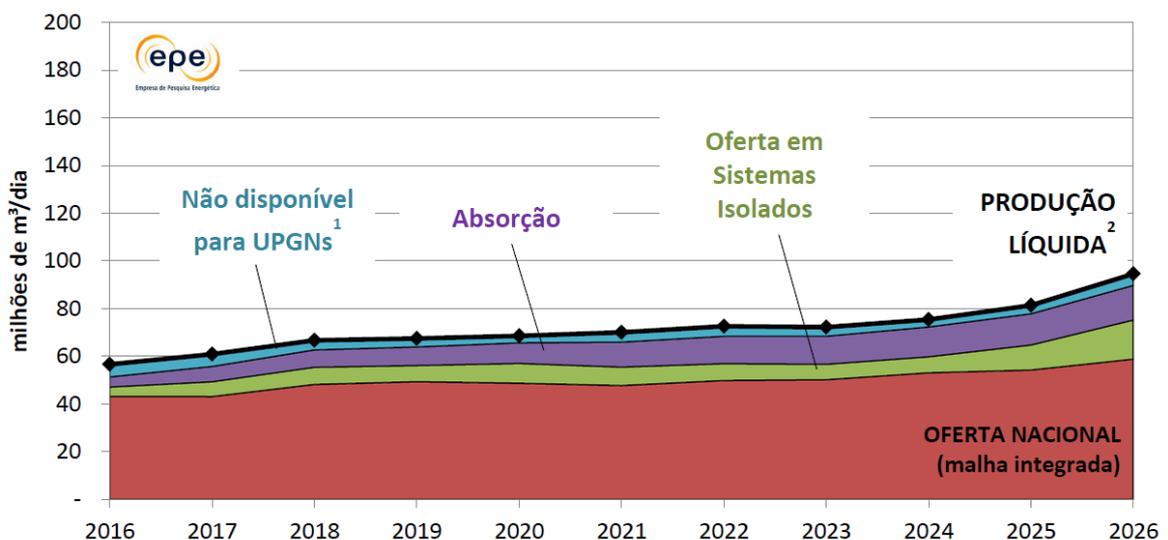
Com base nas previsões de Produção Líquida de Gás Natural, a oferta potencial nacional (Gráfico 72) foi calculada utilizando a metodologia descrita em EPE (2016). Os cálculos levaram em conta as previsões de produção dos Recursos Descobertos (RD) de campos produtores, as estimativas de produção dos RD 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).

O cálculo da oferta potencial na malha integrada, por sua vez, é feito descontando-se os volumes de gás natural processado em polos de processamento que atendem a sistemas isolados, sendo eles o polo existente em Urucu/AM e os polos hipotéticos considerados na Bacia do Parecis/MT, na Bacia do Parnaíba/MA, na Bacia de Acre-Madre de Dios/AC e na Bacia do São Francisco/MG. Este último polo havia sido considerado interligado à malha de transporte no PDE 2015-2024, porém esta premissa foi alterada no atual ciclo do PDE.

Com relação à produção líquida projetada, estimou-se um volume de cerca de 61 milhões de m³/dia em 2017, atingindo o volume de 95 milhões de m³/dia em 2026. Já em 2016, os volumes observados referem-se à produção líquida nacional efetivamente realizada.

Verifica-se que a oferta potencial projetada da malha integrada, passou de cerca de 43 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 59 milhões de m³/dia em 2026. Vale esclarecer que, para o ano de 2016, os volumes observados referem-se à oferta nacional efetivamente realizada.

Gráfico 72. 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.

OFERTA IMPORTADA

As importações totais de gás natural em 2016 corresponderam a aproximadamente 38% da oferta total de gás natural ao mercado nacional, com as importações pelo GASBOL representando 33% deste montante, e o GNL o percentual restante (MME, 2016).

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 m³/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m³/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 m³/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 m³/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*²⁹, 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 m³/dia, dos quais a maior parte (16 milhões de m³/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 m³/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 m³/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 exclusivamente às usinas UTE Governador Mário Covas e UTE Uruguaiana, respectivamente. Sendo assim, 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: um no Porto de Pecém (CE), com capacidade de regaseificação de 7 milhões de m³/dia; um na Baía de Guanabara (RJ), com capacidade de 20 milhões de m³/dia; e um terceiro na Baía de Todos os Santos (BA), com capacidade para regaseificar 14 milhões de m³/dia. Estes terminais já se encontram conectados à malha integrada de gasodutos de transporte, permitindo o direcionamento das cargas de GNL regaseificado para o mercado.

O terminal de regaseificação de GNL previsto em Barra dos Coqueiros/SE não foi considerado para atendimento à demanda da malha integrada, uma vez que sua interligação à mesma dependerá das estratégias comerciais dos agentes envolvidos.

Este terminal de regaseificação apresenta capacidade de 14 milhões de m³/dia e estará conectado a uma termelétrica que obteve sucesso no 21º Leilão de Energia Nova A-5, realizado em 30 de abril de 2015: UTE Porto de Sergipe I (1.516 MW, com consumo previsto de 6 milhões de m³/dia). A previsão de entrada em operação deste projeto está estimada para 2020.

²⁹ Volume de *make-up* seria uma compensação devido à retirada de gás inferior à contratada na cláusula *take-or-pay*, permitindo um crédito de gás a ser utilizado posteriormente.

Diferentemente do PDE 2024, no PDE 2026 não serão considerados os terminais de regaseificação de GNL associados às UTEs de Rio Grande/RS e Suape/PE, em função da maior incerteza quanto à entrada em operação destes projetos. A entrada de tais terminais, no entanto, é compatível com as análises de sensibilidade realizadas pela EPE, apresentadas na seção Balanço na Malha Integrada.

PREVISÃO DE OFERTA POTENCIAL

A projeção da oferta potencial total de gás natural (Gráfico 73) foi calculada somando-se as projeções de oferta potencial nacional aos volumes relativos à importação via GNL e gasodutos.

A partir do ano de 2021, percebe-se uma redução decorrente principalmente da mudança de patamar do volume de gás natural importado da Bolívia (de 30 para 20 milhões de m³/dia).

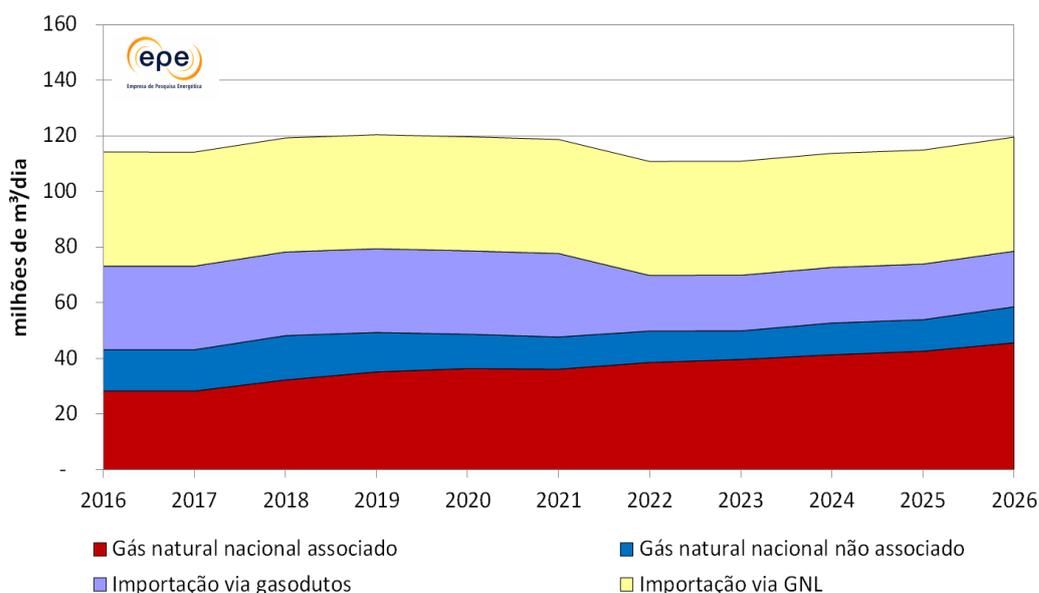
Em todo o horizonte de estudo, nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2026. Assim, ao final do período, o volume de oferta potencial atinge valor semelhante ao de 2021. Em relação à oferta de GNL, se consideram apenas os três terminais existentes, sem acréscimo de capacidade.

É considerada neste PDE a entrada em operação do terminal de regaseificação em Barra dos Coqueiros/SE, porém ele não figura no gráfico devido à sua conexão e disponibilização do excedente de gás à malha não estarem previstas. Ressalte-se que a oferta das diferentes parcelas de volume de gás natural 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.

Nos casos das demandas térmicas, que são intermitentes, duas condições principais podem surgir. Nos cenários 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 caso das importações via GASBOL, o atendimento tem diferentes características de flexibilidade devido aos contratos QDCb e QDCa, conforme mencionado anteriormente.

Gráfico 73. Oferta Potencial (Malha Integrada)



Nota: Considerou-se a manutenção da capacidade instalada existente para importação de GNL, referente aos píeres de atracação e à infraestrutura de conexão à malha integrada existentes em Pecém/CE, Baía de Todos os Santos/BA e Baía de Guanabara/RJ. No entanto, os terminais flutuantes de regaseificação de GNL (FSRUs) poderão ser descontratados ou recontratados no horizonte do estudo, dependendo da necessidade de importação e da estratégia dos agentes.

7.4 Balanço na Malha Integrada

É apresentado a seguir o balanço de gás natural da malha integrada do Brasil (Gráfico 74), elaborado com base no cenário de oferta e demanda projetado para as áreas em sua zona de influência, e excluindo os sistemas isolados, que atualmente são Urucu-Coari-Manaus, Bacia do Parnaíba e Lateral Cuiabá.

O saldo entre a oferta potencial e a demanda máxima em 2017 contabiliza 17,5 milhões de m^3 /dia. No final do decênio, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicomcombustível (2,9 milhões de m^3 /dia) deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas.

A oferta de gás natural não apresenta grande variação no período analisado. Consideram-se apenas os terminais de regaseificação existentes e a não conexão do terminal de Barra dos Coqueiros/SE à malha. As principais variações se devem à redução

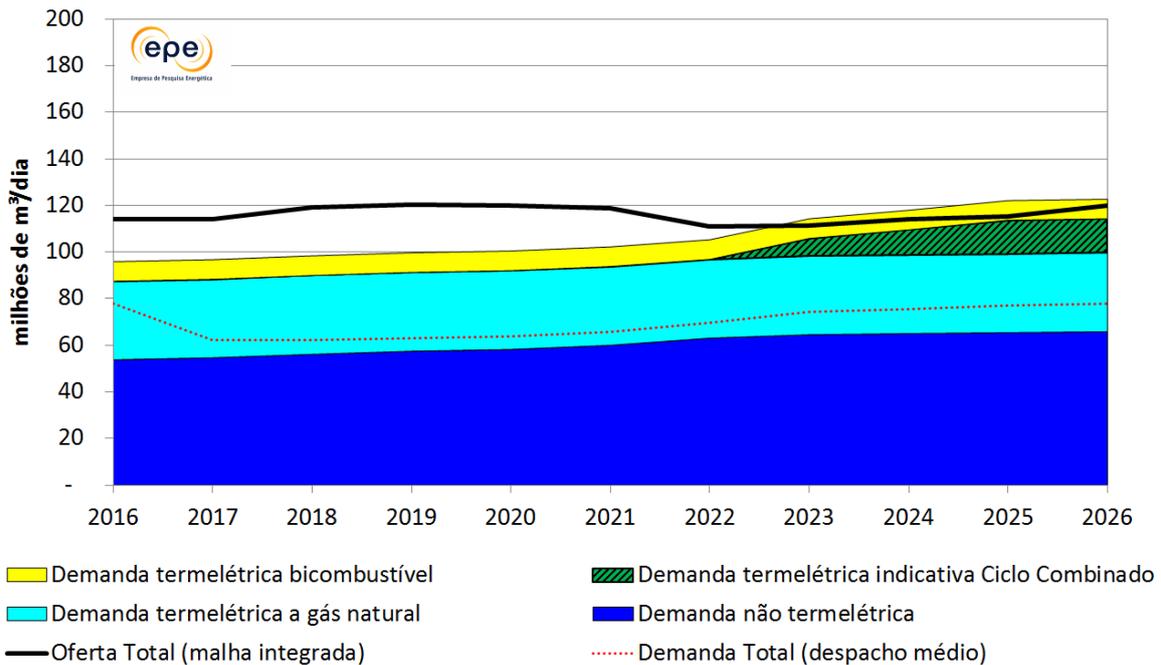
no volume contratado no GASBOL e ao crescimento da produção nacional no Pré-Sal.

A demanda total de gás cresce 2% 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 2022 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 a termelétrica Porto Sergipe I/SE é considerada neste PDE, mas de forma isolada da malha, e por isso não está representada no gráfico. A demanda total com despacho termelétrico médio, em linha pontilhada no gráfico, apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.

Na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas, incluindo as indicativas, a partir de 2023, parte da demanda das termelétricas bicomustíveis teria que operar com o combustível substituto. Este fato pode não ocorrer, caso pelo

menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL do terminal de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE previsto no horizonte.

Gráfico 74. Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil

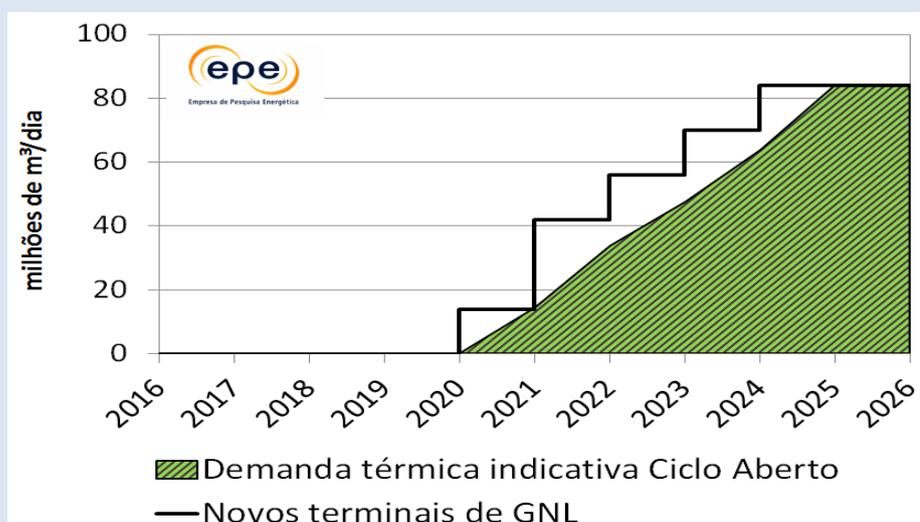


Nota: O despacho médio termelétrico inclui tanto as térmicas a gás quanto as térmicas bicomustíveis.

BOX 7.1 – ANÁLISE DA MALHA INTEGRADA COM CONEXÃO DAS TÉRMICAS PARA ATENDIMENTO DE PONTA

Conforme apresentado no Capítulo III, 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 84,2 milhões de m³/dia entre os anos de 2020 e 2026. Para suprir essa demanda indicativa, se esse caso se efetivar, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL até o final do período, com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, conforme observado no Gráfico 75.

Gráfico 75. Demanda térmica indicativa para atendimento de ponta energética e terminais de GNL indicativos



Em suma, sem o atendimento da demanda elétrica de ponta com termelétricas a gás natural de ciclo aberto, a demanda projetada de gás natural associada à malha integrada de gasodutos até 2022 pode ser plenamente atendida pela oferta disponível. A partir do ano de 2023, parte das termelétricas bicombustíveis terá que operar com o combustível substituto. Na hipótese da demanda elétrica de ponta ser suprida integralmente por térmicas a gás, é apontada a possibilidade de instalação de seis novos terminais de GNL para atendê-la (terminais de GNL indicativos). Haveria, nesse caso, o desafio de desenvolver um modelo de negócio aderente a uma situação de flexibilidade do fornecimento de gás natural

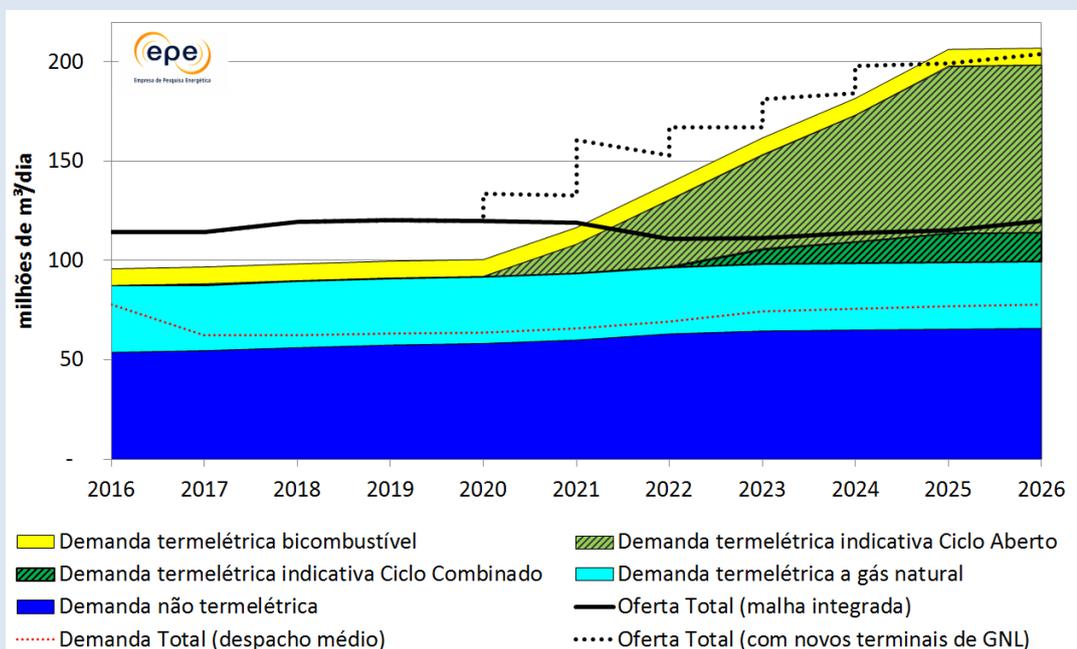
Cabe ressaltar que dois destes terminais de GNL indicativos podem vir a ser os terminais já anunciados em Suape/PE e Rio Grande/RS, ou outros que se encontram e fase de planejamento por diversos agentes, dependendo dos condicionantes que vierem a se estabelecer no horizonte de planejamento, e os modelos de negócio que venham a ser definidos.

No caso extremo, e pouco provável, de toda a demanda de ponta ser atendida por termelétricas em ciclo aberto conectadas à malha integrada, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda (vide Gráfico 76).

BOX 7.1 (CONT.)

Pode-se observar o comportamento do balanço caso as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta fossem conectadas à malha integrada. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional, o que pode requerer grandes investimentos na malha.

Gráfico 76. Análise de sensibilidade do Balanço de gás natural da Malha Integrada do Brasil com as térmicas a ciclo aberto para atendimento de ponta



Nota: Neste caso, embora a demanda máxima sofra um aumento considerável, a demanda total com despacho médio não teria variação significativa, uma vez que estas UTEs irão atuar no atendimento de ponta energética, demandando baixo volume de gás na média anual.

7.5 Simulação da malha integrada de transporte

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 2017-2026. Para o presente trabalho, foram simulados os anos de 2017, 2022 e 2026. As premissas de simulação adotadas são as seguintes:

- Consideram-se as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (30,1 Milhões de m³/dia até o final de 2021 e 20 Milhões de m³/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;
- 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 bicompostíveis operando a gás natural;
- não se consideram as térmicas indicativas por não terem, *ex-ante*, localização na malha;
- consideram-se as infraestruturas em construção e indicativas em seus respectivos anos de entrada em operação.

Ressaltam-se os seguintes empreendimentos com significativo potencial de impacto na malha e suas datas de início de operação: UFN III/MS em 2022 e a UPGN COMPERJ em 2021. A UFN V/MG e a Refinaria do COMPERJ, que eram consideradas nos PDE anteriores, não serão consideradas neste estudo por terem sido retiradas dos últimos Planos de Negócios da Petrobras.

MALHA NORDESTE

Como caso base para simulação, considerou-se a malha de gasodutos de transporte atualmente existente, com a inclusão do trecho Horizonte/CE – Caucaia/CE do gasoduto GASFOR II a partir de 2017 (extensão aproximada de 83 quilômetros e diâmetro nominal de 20 polegadas). Considerou-se também que o terminal de GNL e a térmica Porto Sergipe I, localizados em Sergipe, constituem sistemas não interligados à malha.

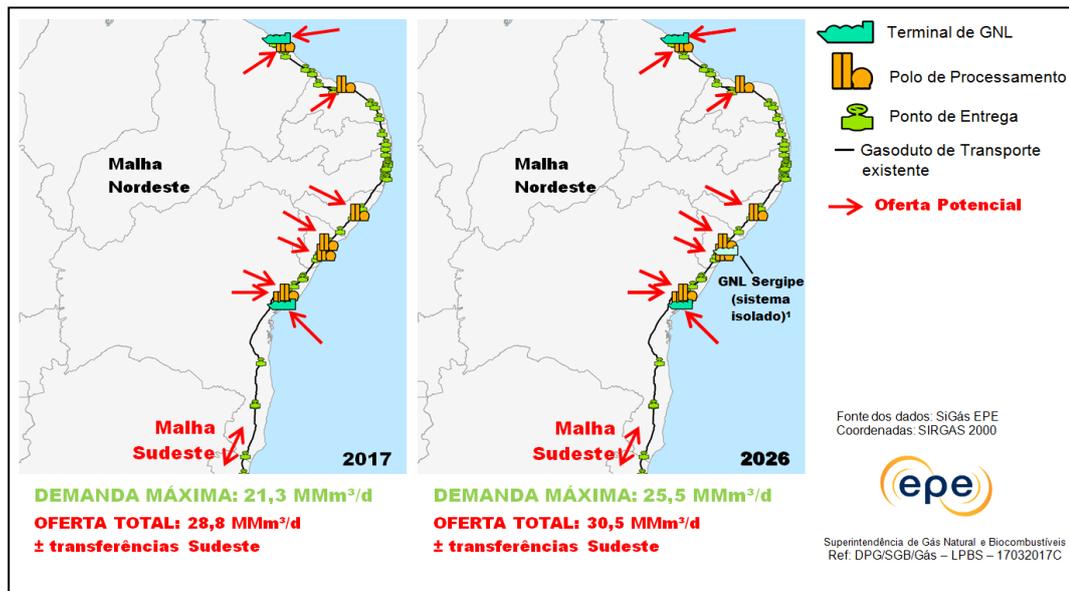
Como se pode verificar na Figura 25, o somatório das ofertas potenciais é superior ao da demanda máxima projetada para o período, indicando que as demandas do Nordeste poderiam ser atendidas pelas ofertas disponíveis na Região.

Portanto, no caso de referência, que inclui importação de GNL por meio dos terminais existentes, não haveria necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste, resultando em um atendimento mais localizado das demandas regionais.

Ao realizar 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.

Nota-se, entretanto, que no fim do período em tela há uma redução significativa da produção dos campos que enviam gás para as UPGNs Candeias e Estação Vandemir Ferreira, ambas na Bahia. Dessa forma, houve a necessidade de aumento da regaseificação de GNL por meio do terminal da Bahia, sendo o gás natural entregue na EDG São Francisco do Conde.

Figura 25. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 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.

MALHA SUDESTE

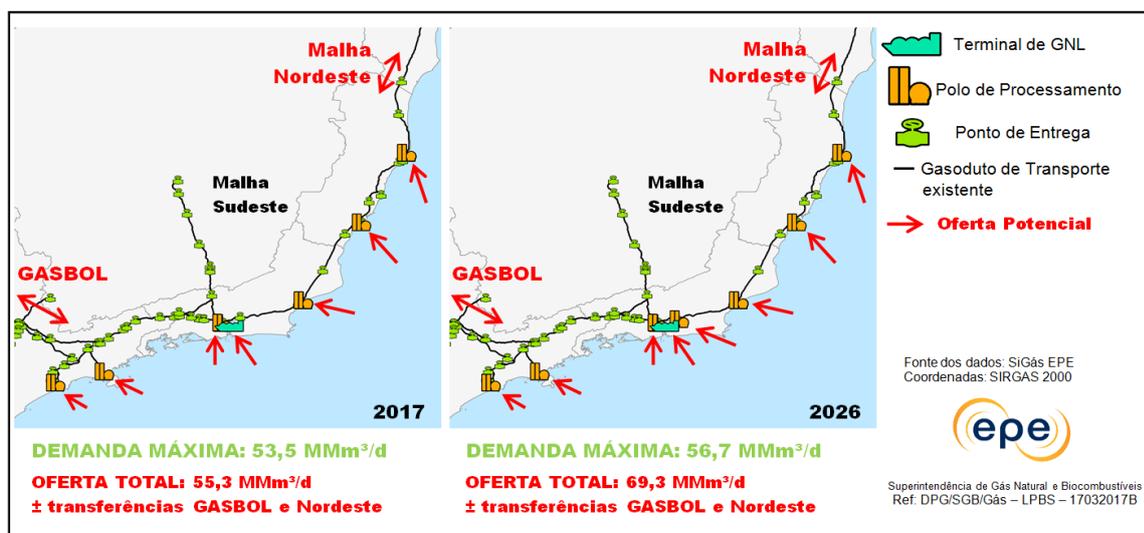
O caso base considera a entrada do Gasoduto Itaboraí/RJ-Guapimirim/RJ e a entrada da UPGN do COMPERJ no começo do ano de 2021, de forma a adicionar um novo ponto de oferta na malha. A Figura 26, abaixo, permite a visualização do sistema simulado considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas. Tanto os anos de 2017 quanto o de 2026, assim como o de 2022 (não representado na Figura 26), 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 (GASBOL e Nordeste) para a região.

Ao realizar as simulações termofluido-hidráulicas deste estudo, não foram identificadas

restrições de infraestrutura nessa região da malha integrada. Adicionalmente ressalva-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 ocorre a redução do volume de gás ofertado neste gasoduto. Um dos meios apontados pela simulação como possibilidade de envio de gás da região Sudeste para esta região seria através da interconexão em Paulínia/SP, requerendo apenas a inversão do fluxo no trecho que se localiza no Estado de São Paulo.

Figura 26. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 da malha Sudeste



MALHA CENTRO-OESTE-SP-SUL

Essa malha é composta pelos gasodutos GASBOL e Uruguaiana-Porto Alegre trecho 3 (GASUP). O primeiro apresenta características telescópicas que se caracteriza 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 dos consumos. 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. Ambos os gasodutos foram considerados no caso base para estudo da malha nesse sistema.

Para o ciclo estudado, até o ano de 2021, foi considerado o volume de 30,1 milhões de m³/dia, 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 milhões de m³/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.

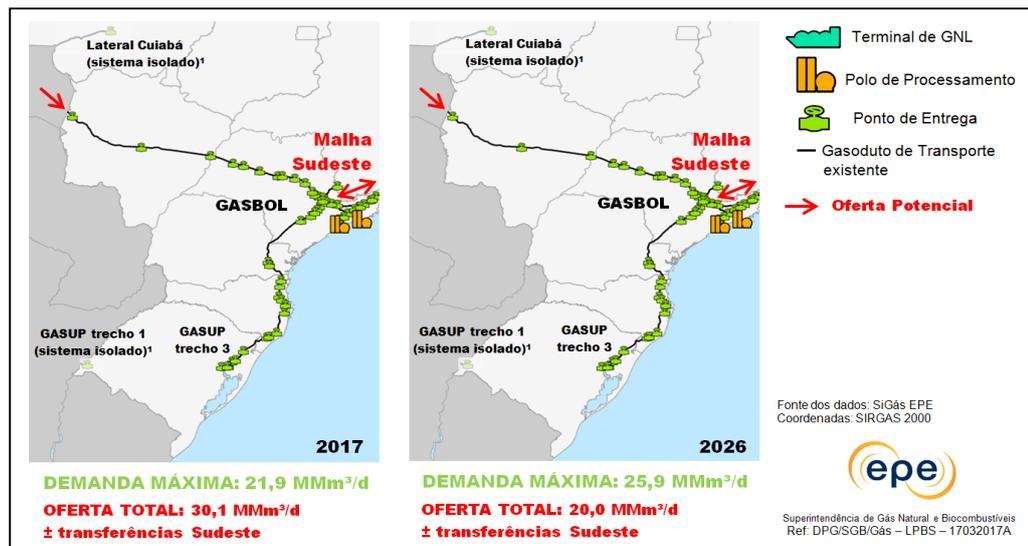
Foram observadas restrições ao atendimento no final do trecho Sul do GASBOL, devido a

limitações de infraestrutura. O perfil de demandas ao longo do duto acarreta em gargalos de infraestrutura, tendo também por consequência o esgotamento da capacidade de suprimento dos dutos. Cabe destacar que o atendimento do ponto de entrega de Triunfo/RS só é possibilitado caso a térmica bicombustível Sepé-Tiaraju (Canoas/RS) opere com combustível substituído ao longo de todo o período.

Algumas das soluções possíveis para essa questão seriam a ampliação de capacidade do trecho sul do GASBOL, associada (ou não) à entrada de terminais de GNL no Sul ou; a construção do Gasoduto Rio Grande/RS-Triunfo/RS. Esta última solução, no entanto, está atrelada à entrada em operação das UTE e do terminal de regaseificação de Rio Grande. No momento, este empreendimento enfrenta incertezas quanto a sua viabilidade relativas à obtenção de licenciamento em tempo hábil e quanto à comprovação de viabilidade do projeto (incluindo acordos de suprimento de gás), que podem ocasionar atrasos ou cancelamento deste projeto.

A Figura 27 permite a visualização do sistema simulado, considerando a oferta máxima potencial disponível e as demandas máximas a serem atendidas.

Figura 27. Condições de contorno (oferta potencial e demanda máxima) para a simulação em 2017 e 2026 do GASBOL e do GASUP



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

7.6 Investimentos

Foram estimados os custos dos investimentos previstos e indicativos no horizonte de 2017-2026, 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.

A Petrobras tem mantido um critério rígido para novos investimentos, em virtude da sua atual política que visa preservar o caixa e reduzir o volume de investimentos, principalmente através de venda de ativos e adiamento de projetos.

Nesse cenário foi concluída a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para Brookfield Infrastructure Partner (BIP) e suas afiliadas. A prioridade dos investimentos se concentrou em E&P, principalmente no pré-sal, sem comprometimento das operações e projetos relacionados ao escoamento da produção de petróleo e gás natural.

Ressalta-se também que alguns dos investimentos tiveram datas de entrada assumidas pela EPE, não havendo ainda definições oficiais de cronograma.

Existe a previsão de investimentos da ordem de R\$ 3,8 bilhões relativos à instalação das duas Unidades de Processamento de Gás Natural do COMPERJ/RJ e à expansão da capacidade de processamento da UPGN Cabiúnas/RJ, de 23 para 28 milhões de m³/dia.

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, que ainda não tem cronograma oficial de licitação, terá extensão de 11 km, capacidade nominal de 17 milhões de m³/dia e seu diâmetro nominal será de 24 polegadas (características originalmente consideradas no projeto).

Sobre esse projeto, cabe informar que o TCU suspendeu a licitação pela ANP em 25 de agosto de 2016 e determinou à EPE a revisão dos custos do projeto. Posteriormente, em função de atrasos em projetos da Rota 3 e UPGNs do COMPERJ, a ANP cancelou a chamada pública e o TCU arquivou o processo.

Os projetos indicativos preveem as ampliações das UPGNs Catu/BA, Atalaia/SE e Urucu/AM, necessárias para permitir o processamento da produção líquida potencial direcionada a cada uma delas, cujo incremento necessário de capacidade seria de cerca de 9 milhões de m³/dia no total.

Também foram consideradas UPGNs indicativas nas Bacias do Parecis/MT, do Parnaíba/MA, do São Francisco/MG, do Acre-Madre de Dios/AC, da Foz do Amazonas/AP e do Amazonas/AM para processamento da oferta potencial de cerca de 8 milhões de m³/dia nestes sistemas isolados. O total dos investimentos seria da ordem de R\$ 7 bilhões (data base dezembro de 2016), caso sejam confirmadas as projeções de produção dessas bacias (pressupõem descobertas e declarações de comercialidade).

Tal valor foi obtido considerando-se que as UPGNs utilizarão como tecnologia criogênica a Turbo-Expansão.

Quanto aos terminais de regaseificação de GNL, é prevista a entrada, no horizonte em estudo, de um terminal em Barra dos Coqueiros/SE. Realizou-se uma estimativa de custos a partir das configurações de terminais existentes no Brasil, adotando-se a premissa de não incluir os custos relativos a gasodutos integrantes, pelo fato de os terminais estarem localizados dentro ou perto de zonas portuárias e próximos à malha integrada de gasodutos de transporte.

Da mesma forma, existe a possibilidade de as térmicas demandantes estarem localizadas próximas aos terminais, o que faria com que o gasoduto terrestre integrante do terminal tenha uma extensão reduzida. Estima-se que o terminal em tela necessite de investimentos de aproximadamente R\$ 900 milhões (data base dezembro de 2016).

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 seis novos terminais com capacidade de 14 milhões de m³/dia cada, com investimento total de R\$ 5 bilhões. Dessa forma, a Tabela 30, a seguir, apresenta o resumo dos investimentos a partir de 2017.

Tabela 30. Investimentos previstos no horizonte de 2017-2026

| Classificação | Previstos | | Indicativos | |
|---|-----------|-------------|-------------|---------------|
| | Projetos | R\$ bi | Projetos | R\$ bi |
| Gasodutos de transporte ¹ | 1 | 0,16 | - | - |
| Terminais de Regaseificação de GNL ² | 1 | 0,85 | 6* | 5,14* |
| UPGNs ³ | 2 | 3,80 | 9 | 7,12 |
| TOTAL | 4 | 4,81 | 15* | 12,26* |

Notas: (1) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de gasodutos de transporte – SAGAS. Para o gasoduto de transporte previsto o grau de incerteza da estimativa varia de - 7% a + 17% (AAE-18R-97);
 (2) Estimado com base na média dos custos dos terminais implantados no Brasil corrigidos para dez/2016. A estimativa de custo pela EPE para terminais de GNL previstos tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97);
 (3) Investimento estimado pela EPE utilizando o sistema de avaliação de custos de UPGNs – SAUP apenas para projetos indicativos. A estimativa de custos pela EPE para UPGNs tem um grau de incerteza de -50% a +100% (AAE-18R-97).
 * Apenas se toda a demanda de ponta for atendida por UTEs a gás natural de Ciclo Aberto ligadas a terminais de GNL.

PONTOS PRINCIPAIS DO CAPÍTULO

- > *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.*
- > *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.*
- > *Mudanças no marco regulatório advindas da iniciativa Gás para Crescer, principalmente com a entrada de novos agentes 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.*
- > *Estima-se um volume de produção líquida de 95 milhões de m³/dia em 2026.*
- > *A oferta potencial projetada da malha integrada passa de cerca de 43 milhões de m³/dia em 2017 para aproximadamente 59 milhões de m³/dia em 2026.*
- > *Nota-se um aumento da produção nacional de gás associado, proveniente majoritariamente do pré-sal, alcançando o patamar de 60% da oferta nacional em 2026.*
- > *Quanto ao volume importado da Bolívia, considerou-se a manutenção do volume máximo de importação de 30 milhões de m³/dia até o final de 2021 e a redução para 20 milhões de m³/dia a partir de 2022.*
- > *Nos cenários 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, considera-se que uma parte do volume da demanda termelétrica bicombustível (2,9 milhões de m³/dia) deverá ser atendida pelo combustível alternativo, devido à priorização da oferta de gás natural para atendimento às outras demandas.*
- > *A oferta de gás natural não apresenta grande variação no período analisado. As principais variações se devem à redução no volume contratado no GASBOL e ao crescimento da produção nacional no pré-sal.*
- > *A demanda total com despacho termelétrico médio apresenta um incremento no segundo quinquênio devido as térmicas indicativas de ciclo combinado adicionadas ao sistema.*
- > *Na hipótese de despacho máximo das usinas termelétricas a partir de 2023, parte da demanda das termelétricas bicombustíveis teria que operar com o combustível substituto. Este fato pode não ocorrer, caso pelo menos parte das termelétricas indicativas se localizem em sistemas isolados ou, ainda, haja a interconexão à malha integrada de oferta de GNL do terminal de regaseificação de Barra dos Coqueiros/SE previsto 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 84,2 milhões de m³/dia entre os anos de 2020 e 2026. Para suprir essa demanda indicativa, uma das soluções apontadas seria a instalação gradual de seis novos terminais de GNL (indicativos) até o final do período, com*

capacidade de 14 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 dois destes terminais de GNL indicativos podem vir a ser os terminais já anunciados em Suape/PE e Rio Grande/RS, ou outros que se encontram e 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.

> Nesse caso, o balanço de oferta e demanda da malha seria consideravelmente diferente no segundo quinquênio, dobrando seus patamares de oferta e demanda. Esse cenário apresenta diversos desafios, sejam eles operacionais (variação dos volumes transportados e variações de pressão na malha integrada), de modelos de negócio ou de financiamento. No que se refere às questões operacionais, a consideração dessas térmicas serem conectadas à malha existente levará a um aumento significativo dos volumes transportados e das flutuações no fluxo de gás natural, o que acarreta em maior complexidade operacional, o que pode requerer grandes investimentos na malha.

> A previsão de investimentos relacionados à expansão da oferta de gás natural é da ordem de R\$ 17 bilhões, dos quais cerca de R\$ 5 bilhões em projetos previstos e R\$ 12 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 6 novos terminais de GNL exclusivos com capacidade de 14 milhões de m^3 /dia cada, resultando em investimento total de R\$ 5 bilhões.