



NOTA TÉCNICA

PLANO NACIONAL INTEGRADO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO

Versão para Consulta Pública

SETEMBRO DE 2025



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



■ Colaboradores

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto

Henrique Plaudio Gonçalves Rangel

Marcelo Ferreira Alfradique

Equipe Técnica DPG/SPG

Adriana Queiroz Ramos

Áureo Igor Wanderley Ramos

Bianca Nunes de Oliveira

Carolina Oliveira de Castro

Claudia Maria Chagas Bonelli

Filipe Soares da Cruz

Gabriel Lacerda da Silva

Gabriela Nascimento da Silva

Harnon Martins Ramos

Ivan Pablo Lobos Aviles

Laura Cristina Daltro Cardoso

Luiz Paulo Barbosa da Silva

Nathalia Alves Anes Rodrigues

Nelson Pereira Filho

Marcelo Pereira Almeida

Péricles de Abreu Brumati

Regina Freitas Fernandes

Victor Hugo Trocate da Silva

Equipe Técnica DPG/SDB

Angela Oliveira da Costa

Bruno Rodamilans Lowe Stukart

Danilo Perecin

Filipe de Pádua Fernandes Silva

Guilherme Correa Naresse

Marina Damião Besteti Ribeiro

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Luciano Basto Oliveira

Versão para Consulta Pública

Equipe Técnica – DEA/SMA

André Cassino Ferreira

Clayton Borges da Silva

Elisangela Medeiros de Almeida

Glauce Maria Lieggio Botelho

Hermani de Moraes Vieira

Mathias Luiz Mafort Ouverney

Mateus Peres Vieira

Thiago Galvão

Equipe Técnica – DEA/SEE

Arnaldo dos Santos Junior

Bruna Souza Lopes Graça

Carla Achão

Flávia Camargo de Araújo

Gustavo Naciff de Andrade

Lidiane de Almeida Modesto

Nikolaos Mikail Dimitriadis

Equipe Técnica – DEE/SGR

Bernardo Folly de Aguiar

Caio Monteiro Leocadio

Davi José Marques Vieira

Gustavo Pires da Ponte

Patricia Asfor Parente

Rafael Rigamonti

Renato Haddad Simões Machado

Roney Nakano Vitorino

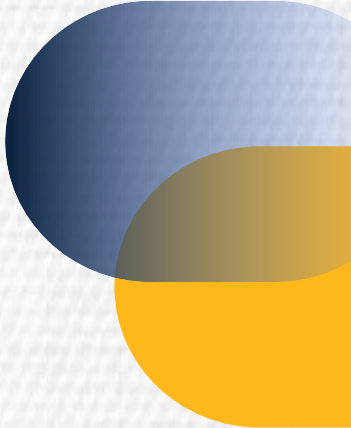
Two large, concentric orange arcs are positioned in the top-left corner of the page, partially cut off by the edge.

VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO. NESTE SENTIDO, O PLANO NACIONAL INTEGRADO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO (PNIIGB) VISA REDUZIR A ASSIMETRIA DE INFORMAÇÃO E COLABORAR COM O PLANEJAMENTO E O DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL NO BRASIL.

ESTE PLANO, DEFINIDO PELO DECRETO Nº 12.153/2024, INDICA AS MELHORES ALTERNATIVAS DE INSTALAÇÕES QUE PROMOVAM A EXPANSÃO DAS INFRAESTRUTURAS DO SETOR DE GÁS NATURAL E BIOMETANO, PERMITINDO O CRESCIMENTO DESSES MERCADOS. ADICIONALMENTE, ESSAS ALTERNATIVAS APRESENTADAS NO PLANO PODEM AUXILIAR O BRASIL NO ATINGIMENTO DE SUAS METAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES, COLABORANDO PARA O COMBATE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS.

O PNIIGB INDICARÁ A EXPANSÃO DO SETOR DE GÁS NATURAL E BIOMETANO E DEVERÁ BUSCAR O APROVEITAMENTO DE ALTERNATIVAS QUE JÁ FORAM APRESENTADAS NOS PLANOS INDICATIVOS REALIZADOS PELA EPE, DE FORMA A CONCILIÁ-LAS COM OS PROJETOS PREVISTOS PELOS AGENTES DO SETOR.

In the bottom-right corner, there are two overlapping rounded shapes. The top one is a dark blue semi-circle, and the bottom one is a yellow semi-circle.

**MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA**



Ministro de Estado
Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo
Arthur Cerqueira Valério

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Renato Cabral Dias Dutra



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

**Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e
Ambientais**

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica
Reinaldo da Cruz Garcia

**Diretor de Estudos do Petróleo, Gás e
Biocombustíveis**

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa
Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

■ Sumário

1. Introdução	1
2. Contextualização	2
2.1. Arcabouço legal do PNIIGB	2
2.2. Etapas de desenvolvimento do PNIIGB	4
3. Projetos	6
3.1. ECOMP Itajuípe/BA	8
3.1.1. Motivação do projeto	8
3.1.2. Descrição do projeto	8
3.1.3. Análise socioambiental	9
3.1.4. Estimativas de custos	10
3.2. Conexão Porto do Açú à malha integrada	10
3.2.1. Motivação do projeto	10
3.2.2. Descrição dos projetos	11
3.2.3. Análise socioambiental	13
3.2.4. Simulação termofluido-hidráulica	15
3.2.5. Estimativas de custos	18
3.2.6. Conclusões a respeito das análises	19
3.3. Expansão da capacidade no trecho setentrional da malha integrada no Nordeste	19
3.3.1. Motivação do projeto	19
3.3.2. Descrição do projeto	20
3.3.3. Análise socioambiental	21
3.3.4. Simulação termofluido-hidráulica	23
3.3.5. Estimativas de custos	24
3.4. Expansão da capacidade de escoamento entre os estados de Rio de Janeiro e São Paulo	25
3.4.1. Motivação do projeto	25
3.4.2. Descrição do projeto	26
3.4.3. Análise socioambiental	27
3.4.4. Simulação termofluido-hidráulica	29
3.4.5. Estimativas de custos	30
3.5. Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS	31
3.5.1. Motivação do projeto	31
3.5.2. Descrição do projeto	31
3.5.3. Análise socioambiental	32
3.5.4. Simulação termofluido-hidráulica	33
3.5.5. Estimativa de Custos	36
3.6. Conexão Uberaba/MG	37
3.6.1. Motivação do projeto	37
3.6.2. Descrição do projeto	38
3.6.3. Análise socioambiental	39
3.6.4. Simulação termofluido-hidráulica	40
3.6.5. Estimativas de custos	41
3.7. Conexão Extrema/MG	42
3.7.1. Motivação do projeto	42
3.7.2. Descrição do projeto	43
3.7.3. Análise socioambiental	44
3.7.4. Simulação termofluido-hidráulica	45
3.7.5. Estimativas de custos	46
3.8. Conexão Brasil-Argentina	47
3.8.1. Motivação do projeto	47
3.8.2. Descrição do projeto	47
3.8.3. Análise socioambiental	48
3.8.4. Simulação termofluido-hidráulica	50
3.8.5. Estimativa de Custos	52

3.9.	Ponto de recebimento de biometano em São Paulo e conexão à malha	53
3.9.1.	Motivação do projeto	53
3.9.2.	Descrição do projeto.....	54
3.9.3.	Análise socioambiental	56
3.9.4.	Simulação termofluido-hidráulica	56
3.9.5.	Estimativas de custos.....	57
3.10.	Ponto de recebimento de biometano no Paraná e conexão à malha	57
3.10.1.	Motivação do projeto	58
3.10.2.	Descrição do projeto.....	59
3.10.3.	Análise socioambiental	60
3.10.4.	Simulação termofluido-hidráulica	61
3.10.5.	Estimativas de custos.....	62
3.11.	Escoamento e processamento de Bacalhau/Aram – Cubatão	63
3.11.1.	Motivação do projeto	63
3.11.2.	Descrição do projeto.....	64
3.11.3.	Análise socioambiental	65
3.11.4.	Simulação e dimensionamento	66
3.11.5.	Estimativa de custos	67
3.11.6.	Bloco de Aram - Sensibilidade UTGCA.....	68
3.12.	Gato do Mato - Conexão Rota 2	69
3.12.1.	Motivação do projeto	69
3.12.2.	Descrição do projeto.....	70
3.12.3.	Análise socioambiental	70
3.12.4.	Simulação e dimensionamento	71
3.12.5.	Estimativa de custos	71
4.	Emprego e renda	72
5.	Projetos relativos ao artigo 6ºF do Decreto Nº12.153/2024	74
5.1.	UPGN de Miranga	74
5.2.	Projeto Raias.....	75
5.3.	Projeto SEAP	75
6.	Considerações finais	76
7.	Referências bibliográficas	78

■ Lista de Figuras

Figura 1 - Fluxograma com etapas de desenvolvimento do PNIIGB	4
Figura 2 - Mapa com os projetos contemplados no PNIIGB 2025	7
Figura 3 - Mapa de localização da ECOMP Itajuípe/BA	9
Figura 4 - Mapa de localização dos projetos GASOG e GASINF	12
Figura 5 - Esquema da modelagem do GASOG integrado à malha para o ano de 2035	16
Figura 6 - Esquema da modelagem do GASINF integrado à malha para o ano de 2035	17
Figura 7 - Mapa de localização do projeto Veredas fase I	21
Figura 8 - Esquema da modelagem do Veredas fase I integrado à malha para o ano de 2035	24
Figura 9 - Mapa de localização do projeto Corredor Pré-Sal Sul	27
Figura 10 - Esquema da modelagem do Corredor Pré-Sal Sul integrado à malha para o ano de 2035	30
Figura 11 - Mapa de localização do projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS	32
Figura 12 - Modelagem esquemática da simulação do projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre sem oferta argentina	35
Figura 13 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do Projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS com oferta argentina	36
Figura 14 - Mapa de localização do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG	38
Figura 15 - Esquema da modelagem do Gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG integrado à malha para o ano de 2035	41
Figura 16 - Mapa de localização do gasoduto Bragança Paulista/SP - Extrema/MG	43
Figura 17 - Esquema da modelagem do Gasoduto Bragança-Extrema integrado à malha para o ano de 2035	46
Figura 18 - Mapa de localização do projeto Conexão Brasil-Argentina	48
Figura 19 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do projeto Conexão Brasil-Argentina sem ampliação Siderópolis/SC-Porto Alegre/RS	51
Figura 20 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do projeto Conexão Brasil-Argentina com ampliação Siderópolis/SC-Porto Alegre/RS	52
Figura 21 - Mapeamento dos potenciais de biometano em São Paulo	53
Figura 22 - Mapa de localização do <i>hub</i> São Carlos/SP	55
Figura 23 - Mapeamento dos potenciais de biometano no norte do Paraná	58
Figura 24 - Mapa de localização do <i>hub</i> norte do Paraná e gasoduto de conexão à malha	59
Figura 25 - Esquema da modelagem do Gasoduto Porecatu-Bilac integrado à malha para o ano de 2035	62
Figura 26 - Projeto Bacalhau/Aram – Cubatão	64
Figura 27 - Cenário do desenvolvimento de produção de Bacalhau/Aram - Cubatão, destacando o gasoduto de escoamento e a UPGN	66
Figura 28 - Projeto do Sistema Integrado Gato do Mato	70
Figura 29 - Cenário do desenvolvimento de produção de Gato do Mato, destacando o gasoduto de escoamento	71

■ Lista de Tabelas

Tabela 1 - Custos associados ao ECOMP Itajuípe/BA	10
Tabela 2 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto GASOG em classes de uso do solo	13
Tabela 3 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto GASINF em classes de uso do solo	14
Tabela 4 - Custos associados ao projeto do gasoduto GASOG	18
Tabela 5 - Custos associados ao projeto do gasoduto GASINF	18
Tabela 6 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Veredas fase I	22
Tabela 7 - Custos associados ao projeto do gasoduto Veredas fase I	25
Tabela 8 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Corredor Pré-Sal Sul	28
Tabela 9 - Custos associados ao projeto do gasoduto Corredor Pré-Sal Sul	30

Tabela 10 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS	33
Tabela 11 - Custos associados ao projeto do gasoduto de Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS	36
Tabela 12 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG em classes de uso do solo	39
Tabela 13 - Custos associados ao projeto do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG	42
Tabela 14 - Custos associados ao projeto do gasoduto Bragança Paulista/SP – Extrema/MG	46
Tabela 15 - Custos associados ao projeto do gasoduto Conexão Brasil-Argentina	49
Tabela 16 - Custos associados ao projeto do gasoduto Conexão Brasil-Argentina	52
Tabela 17 - Custos associados ao Ponto de Recebimento de biometano de São Paulo.....	57
Tabela 18 - Custos associados ao Ponto de Recebimento de biometano do Paraná	62
Tabela 19 - Desafios e recomendações para a implantação dos gasodutos da Bacia de Santos	66
Tabela 20 - Trechos do gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram – Cubatão	67
Tabela 21 - Custos associados ao gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram - Cubatão.....	67
Tabela 22 - Custos associados à UPGN Cubatão	68
Tabela 23 - Custos associados ao gasoduto de escoamento Gato do Mato – Conexão Rota 2	71
Tabela 24 - Informações e impactos dos investimentos do PIG sobre o PIB e o emprego	73
Tabela 25 - Projetos estudados no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano	76

1. Introdução

O Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), estabelecido pelo Decreto nº 12.153, de agosto de 2024 (que alterou o Decreto nº 10.712, de junho de 2021), tem como objetivo promover uma estratégia para o desenvolvimento coordenado da oferta, da demanda e da infraestrutura de gás natural e biometano no país. Os projetos indicados para o PNIIGB foram selecionados a partir de alternativas elaboradas pela EPE e alternativas oriundas da análise das informações coletadas e discutidas junto aos agentes de mercado ao longo da Chamada Pública do PNIIGB.

A primeira versão do PNIIGB surge em um momento estratégico para o setor energético brasileiro: a dinamização do mercado de gás, a busca pela diversificação de fontes e o avanço de políticas de descarbonização criam a necessidade de um instrumento de planejamento que vá além da análise isolada de projetos e passe a ver a Indústria de forma integrada. O PNIIGB atende a essa demanda ao integrar perspectivas de oferta, demanda e infraestrutura, alinhando-se às diretrizes estabelecidas no Decreto nº 12.153/2024 e às melhores práticas internacionais de planejamento energético.

Com isso, este Plano complementa (e não substitui) os instrumentos já tradicionais do setor, como o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e os planos indicativos específicos da EPE (PIPE, PIG e PITER), que analisam elos específicos da cadeia. Sua principal inovação é oferecer uma visão integrada de projetos de infraestrutura, permitindo avaliar alternativas de forma sistêmica e coordenada, reduzindo sobreposições e ineficiências e contribuindo para a modicidade tarifária e a segurança energética.

Além disso, o PNIIGB incorpora um diferencial importante: a inclusão do biometano como vetor renovável estratégico, criando sinergias entre a infraestrutura de gás natural e o aproveitamento do potencial de bioenergia do país. Essa integração reforça o papel do Brasil na transição energética global e amplia as oportunidades de descarbonização da indústria e dos transportes.

Importante destacar que as análises e projetos aqui apresentados dialogam diretamente com o cenário de referência do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2035), elaborado pela EPE. Esse cenário orienta as premissas de evolução da oferta e da demanda de gás natural e biometano no país, servindo como base para a definição das alternativas estudadas.

No primeiro caso, estas alternativas foram estruturadas a partir de pesquisas e estudos desenvolvidos internamente, os quais subsidiaram a definição de alguns dos projetos constantes do PNIIGB. Para o segundo caso, foram analisadas as informações sobre instalações existentes e previstas relativas a projetos de escoamento, de processamento, de estocagem e de transporte de gás natural, assim como a distribuição por GNC e GNL e as instalações para produção do biometano e posterior transporte.

A indicação destes projetos envolveu a seleção de um conjunto de infraestruturas com grau de informações suficiente para fazer parte do portfólio do PNIIGB, todas com as suas respectivas análises técnicas, econômicas e ambientais. Esta primeira edição do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano está estruturada da seguinte forma:

O Capítulo 2 apresenta uma contextualização do PNIIGB, incluindo o arcabouço legal que motivou sua criação, desde o programa Gás para Empregar até os dispositivos do Decreto nº 12.153/2024, os quais nortearam o PNIIGB, além da apresentação das etapas de desenvolvimento do Plano.

O Capítulo 3 detalha todos os projetos apontados no PNIIGB com suas respectivas especificidades. Nesse Capítulo são apresentados os resultados das análises técnicas, econômicas e ambientais de cada projeto, organizadas nos itens a seguir: (i) Motivação do Projeto, (ii) Descrição do Projeto, (iii) Simulação e/ou Dimensionamento, (iv) Estimativas de Custo e (v) Análise socioambiental. Esta itemização visa demonstrar o que levou a EPE a elaborar internamente dada alternativa ou considerar determinada informação oriunda da Chamada Pública para a seleção do projeto, assim como apresenta suas características, tanto em relação à simulação e/ou dimensionamento e orçamentação, quanto em relação aos seus impactos socioambientais.

O Capítulo 4 apresenta os resultados de estimativas de emprego e renda relacionados aos projetos elaborados no PNIIGB, permitindo vislumbrar o potencial de aquecimento do mercado em função do processo de construção e entrada em operação de cada uma das alternativas estudadas.

Por fim, no capítulo 5 desta Nota Técnica, são destacados os projetos não previstos no PNIIGB mas que foram analisados pela EPE ao longo do ano de 2025, em função de solicitação da ANP, no âmbito do artigo 6º-F introduzido pelo Decreto nº 12.153/2024 no Decreto nº 10.712/2021. Estes projetos foram analisados para subsidiar a ANP em seu processo de outorga de autorização, considerando o intervalo entre a publicação do Decreto nº 12.153/2024 e a conclusão do PNIIGB. Estes projetos analisados se encontram já em estado avançado de investimentos, já realizados pelos operadores, e já foram considerados na análise do presente documento.

2. Contextualização

2.1. Arcabouço legal do PNIIGB

O Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar (GT-GE) foi instituído em 2023 com a finalidade de promover o melhor aproveitamento do gás natural nacional. A iniciativa espera acelerar a abertura do mercado e incentivar os investimentos neste setor ao longo dos próximos anos. Para aprofundar as discussões, foram criados cinco Comitês Temáticos, organizados segundo os eixos de oferta e demanda, com foco em temas específicos e estratégicos. Cada comitê elaborou um relatório final com propostas voltadas ao aprimoramento das medidas e diretrizes associadas a todos os elos da cadeia de gás natural. Como resultado dessas discussões do GT-GE, foi publicado o Decreto nº 12.153 de 2024 visando aperfeiçoar a regulamentação da Lei nº 14.134/2021, na forma de alteração do Decreto nº 10.712/2021.

O Decreto nº 12.153/2024 estabelece o PNIIGB em sua seção sobre o planejamento da segurança energética nacional, atribuindo à Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a competência de elaboração do trabalho. O plano visa promover o planejamento integrado e coordenado das infraestruturas do setor de gás natural, incluindo o biometano, a fim de ampliar a oferta e garantir o atendimento eficiente da demanda dos consumidores finais.

A necessidade de um planejamento articulado decorre da própria natureza da indústria de gás natural, que se configura como uma indústria de rede. Nesse tipo de estrutura, as decisões de investimento e expansão feitas de forma isolada pelos agentes podem gerar ineficiências sistêmicas, como sobreposição de ativos e subutilização de capacidades. Esses desequilíbrios podem elevar os custos totais do sistema, impactando diretamente o preço final pago pelo consumidor. Além disso, a adoção de mecanismos adicionais de coordenação pode contribuir para viabilizar os investimentos necessários, ao reduzir os riscos associados à presença de ativos específicos, aos elevados custos afundados e à forte interdependência física entre os elos da cadeia, características típicas das infraestruturas dessa indústria.

Nesse contexto, o diagnóstico realizado pelo GT-GE evidenciou a ausência ou dificuldade de coordenação entre os agentes do setor, reforçando a necessidade de um instrumento de planejamento nacional para otimizar o desenvolvimento das infraestruturas do setor e conectar oferta e demanda. Dessa forma, o PNIIGB responde a essa demanda e se alinha às boas práticas internacionais adotadas por países como Estados Unidos, Reino Unido e Noruega, que recomendam o planejamento integrado das infraestruturas (MME, 2024a).

Nos termos dos dispositivos legais trazidos pela legislação, o § 1º do artigo 6-A estabelece as diretrizes que devem ser consideradas para a elaboração do plano:

“§ 1º Na elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, a EPE considerará:

IV - a otimização e a disponibilidade das infraestruturas, de forma a proporcionar a maximização da produção dos recursos energéticos nacionais;

V - o melhor aproveitamento e o compartilhamento das atuais e das novas infraestruturas e instalações, inclusive aquelas que se encontrem fora de operação ou descomissionadas;

VI - a indicação da necessidade de infraestruturas com capacidade suficiente para o atendimento à demanda esperada ao longo do tempo ou que permitam ampliações futuras, consideradas as infraestruturas existentes;

VII - a eficiência das infraestruturas, de forma individual e de forma global, para promover o menor impacto de custo sistêmico, ao longo do tempo, e contribuir para a modicidade dos preços do gás natural e seus derivados, sem prejuízo da oferta e da qualidade.”

Além disso, conforme definido no artigo 6-B, o plano deverá indicar as melhores alternativas, analisadas de forma sistemática, com base nos estudos de expansão das infraestruturas do setor de gás. Isso reforça a sinergia com os planos indicativos já elaborados pela EPE, como o Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) e o Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER), que abordam os principais elos da cadeia de gás natural. Esses planos, juntamente com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e o Plano Nacional de Energia (PNE), servem como base técnica para auxiliar na definição das alternativas a serem apresentadas no PNIIGB.

A elaboração do PNIIGB conta ainda com a contribuição de diversos agentes do setor, conforme previsto entre os § 4º e § 8º do artigo 6-A, que tratam dos mecanismos para a coleta de informações de oferta e demanda. Isso inclui: dados sobre o potencial máximo de consumo de gás natural na geração termelétrica, fornecidos pela Aneel; o plano coordenado das transportadoras; e os planos de expansão dos serviços locais de gás canalizado, fornecidos pelas concessionárias estaduais. Adicionalmente, o artigo 6-E prevê que a EPE poderá realizar chamadas públicas para estimar a demanda efetiva por serviços nas infraestruturas da cadeia de gás natural, bem como o potencial de oferta e demanda.

Assim, a partir dos trechos destacados do Decreto, observa-se que o PNIIGB é um produto que, em sua construção, considera os planos indicativos e estudos que já são elaborados pela EPE, está alinhado ao horizonte decenal do PDE e é realizado com ampla participação dos agentes do setor para auxiliar na coleta de informações necessárias para a definição das melhores alternativas para o desenvolvimento das infraestruturas de gás natural e biometano no Brasil.

O plano não apenas orienta a expansão eficiente das infraestruturas, mas também funciona como uma carteira de projetos que poderá ser ofertada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) ao mercado. Conforme previsto no artigo 6º-F do Decreto nº 12.153/2024, a ANP será responsável por conceder, por meio de um processo seletivo público, a outorga de autorização para as atividades das infraestruturas e instalações constantes do PNIIGB. O objetivo é selecionar o projeto mais vantajoso, considerando critérios técnicos e econômicos, e atrair novos investidores para o setor. Nesse mesmo artigo, em seu § 2º, é previsto que a ANP poderá conceder autorização para infraestruturas não previstas no plano, desde que sejam compatíveis com o planejamento setorial e não prejudiquem o uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes, sendo permitida a submissão, pela ANP à EPE, para avaliação prévia. Com base nesse disposto, paralelamente à elaboração do plano, foram recebidos e analisados três projetos que serão abordados no Capítulo 5.

Diante desse contexto, a participação ativa dos agentes do mercado é fundamental para a construção do PNIIGB, tendo papel essencial ao fornecer informações relevantes para um planejamento mais preciso e alinhado às necessidades do setor. Conforme previsto no § 2º do artigo 6-C, a divulgação de dados de interesse público utilizados na elaboração do plano, como projeções de oferta e demanda, contribui para a redução da assimetria de informações entre os agentes da indústria, ampliando a previsibilidade para investidores e

usuários das infraestruturas ressaltando, no entanto, as informações de caráter sigiloso fornecidas pelos agentes, as quais são mantidas em segurança pela EPE.

Assim, o PNIIGB se consolida como um instrumento de planejamento para o desenvolvimento coordenado e integrado das infraestruturas de gás natural e biometano no Brasil, com potencial de orientar decisões estratégicas e promover a expansão eficiente da cadeia de gás natural, posicionando-se como um catalisador de investimentos.

2.2. Etapas de desenvolvimento do PNIIGB

A partir das atribuições e orientações estabelecidas pelo Decreto nº 12.153/2024, a construção do PNIIGB seguiu uma trajetória estruturada, com etapas que garantiram a transparência e a participação dos agentes de mercado. As fases que compuseram o processo de desenvolvimento do plano são descritas a seguir e estão ilustradas no fluxograma da Figura 1.

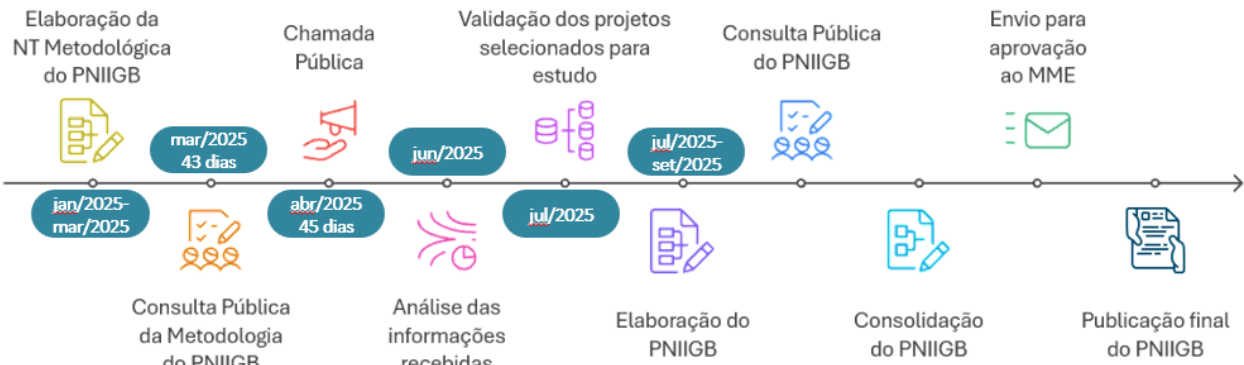


Figura 1 - Fluxograma com etapas de desenvolvimento do PNIIGB

O primeiro passo foi a elaboração da Nota Metodológica. O documento foi desenvolvido com o objetivo de apresentar ao público a estrutura da metodologia adotada para a formulação do plano, incluindo seus objetivos, diretrizes, premissas, cronograma, metodologia de coleta de dados junto aos agentes de mercado e metodologia de projeções de oferta e demanda de gás natural e biometano, além das etapas de análise e desenvolvimento dos projetos.

Em março de 2025, a Nota Metodológica foi submetida à Consulta Pública, com prazo inicial de 30 dias e, posteriormente prorrogado, por mais 13 dias. Após o envio das contribuições dos agentes de mercado, foi publicada, em junho de 2025, a versão final do documento com a consolidação das sugestões recebidas¹.

Complementando a etapa de Consulta Pública da Nota Metodológica, a Chamada Pública do PNIIGB foi lançada em abril de 2025, com o objetivo de coletar informações que permitissem estimar a demanda por serviços nas infraestruturas de gás natural, além de identificar o potencial de oferta e demanda de gás natural e biometano. O processo foi conduzido por meio de uma plataforma eletrônica estruturada de modo a garantir o recebimento seguro dos dados e a proteção das informações.

Entre os principais objetivos da Chamada Pública, destaca-se a obtenção de dados detalhados sobre as instalações existentes e previstas de escoamento, processamento, estocagem e transporte de gás natural, bem como sobre a distribuição por GNC e GNL, e as instalações para produção de biometano e seu posterior

¹ As principais contribuições da sociedade destacaram a importância de maior transparência na divulgação das premissas de oferta e demanda, a necessidade de um detalhamento socioambiental mais estruturado e a inclusão de cenários de integração do biometano à malha de gás natural. Essas contribuições foram consideradas na elaboração do presente Relatório.

transporte. Além disso, buscou-se obter informações projetadas e realizadas de oferta e demanda dos diversos agentes do setor.

Para viabilizar essa coleta, os agentes interessados preencheram planilhas eletrônicas organizadas em quatro eixos temáticos: demanda, oferta de biometano, oferta de gás natural e logísticas de transporte. Com o intuito de esclarecer dúvidas e apoiar os agentes no correto preenchimento das planilhas, foram realizados workshops presenciais no escritório da EPE, dedicados a cada eixo temático. Essa etapa de participação pública se estendeu até o final de maio de 2025, totalizando 45 dias de coleta de contribuições.

Na sequência, as informações recebidas foram analisadas tecnicamente, servindo como subsídio para a definição das alternativas consideradas no estudo. A etapa de Chamada Pública foi essencial para apoiar a identificação de um conjunto de projetos com grau de detalhamento suficiente para compor o portfólio do PNIIGB. Além disso, o fornecimento de informações técnicas detalhadas contribui diretamente para o aprimoramento das ferramentas e dos bancos de dados sobre as infraestruturas de gás natural e biometano, que serão utilizados tanto neste ciclo quanto para os próximos. Esse processo de participação previsto no PNIIGB é compreendido como uma fonte complementar de informações.

Nesse contexto, a partir dos projetos já indicados em planos e estudos de expansão, somados àqueles avaliados por meio da Chamada Pública, mapearam-se as alternativas que comporiam a primeira versão do PNIIGB. A seleção das infraestruturas considerou não apenas a disponibilidade de informações e o grau de detalhamento técnico, mas também sua adequação às diretrizes dispostas no § 1º do artigo 6-A do Decreto nº 12.153/2024 e na Política Energética Nacional. As propostas foram organizadas em alguns grupos, a saber: (i) projetos voltados ao reforço da malha existente para tratativa de gargalos identificados nas redes de movimentação, (ii) projetos relacionados à ampliação da malha e interiorização do gás e (iii) segurança do abastecimento por meio da diversificação de ofertas, tanto através de alternativas por biometano quanto por ampliação do aproveitamento do gás nacional. Esse conjunto selecionado foi então submetido ao Ministério de Minas e Energia (MME) para validação preliminar.

Os projetos, então, foram encaminhados internamente para a etapa de análise socioambiental, com o objetivo de avaliar os impactos à população e ao meio ambiente decorrentes das características e localizações potenciais dos projetos. Após a consideração das restrições e observações da área ambiental, os projetos passaram por uma análise de dimensionamento técnico, voltada à definição das características dos projetos (tais como vazão, diâmetro de dutos, etc) para estimativa dos custos de investimento, utilizando softwares especializados e sistemas de cálculo de CAPEX. Esses custos de investimento foram então utilizados como base para a estimativa dos potenciais impactos sociais e econômicos dos projetos, com destaque para os efeitos na geração de empregos e no crescimento do Produto Interno Bruto (PIB).

A partir dessas etapas de análise e desenvolvimento, foi elaborada a primeira versão do PNIIGB, consolidando os estudos, cenários e propostas de infraestrutura. Essa é a versão que é submetida à Consulta Pública, permitindo que a sociedade contribua para seu aprimoramento.

Após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública, será elaborada a versão final do plano, incorporando os ajustes e os aperfeiçoamentos pertinentes. A versão consolidada do PNIIGB será encaminhada ao MME para aprovação, conforme previsto no Decreto nº 12.153/2024. Após a validação, o plano será publicado oficialmente, acompanhado das informações públicas utilizadas em sua definição. A divulgação visa reduzir a assimetria de informações no setor e oferecer maior previsibilidade aos investidores e usuários das infraestruturas.

Portanto, é importante destacar que o PNIIGB surge como uma importante ferramenta do governo federal para incentivar o desenvolvimento das infraestruturas de gás natural no Brasil, analisando os diversos elos de forma integrada visando o melhor aproveitamento destas infraestruturas, buscando por tarifas justas e um maior atendimento de demandas do mercado. Ao divulgar os estudos e resultados, o PNIIGB busca reduzir as assimetrias de informação e trazer conhecimento para facilitar a tomada de decisão, reduzindo os custos de transação entre os diversos elos da cadeia.

Destaca-se, também, que ao longo de todo o processo de desenvolvimento do PNIIGB buscou-se garantir a participação ativa da sociedade, de modo a assegurar o amplo debate e a transparência nas medidas adotadas. O diagnóstico realizado para concepção do plano evidenciou a necessidade de coordenação entre os agentes para auxiliar a destravar decisões de investimento. Nesse sentido, a colaboração da sociedade é essencial para viabilizar essa coordenação das ações e alcançar os objetivos propostos pelo plano. Assim, a participação pública não apenas fortalece a legitimidade do plano, como também contribui diretamente para a construção de um ambiente mais integrado, transparente e eficiente para o desenvolvimento das infraestruturas de gás natural e biometano.

3. Projetos

O PNIIGB, conforme detalhado no Decreto nº 12.153/2024, indica as melhores alternativas, analisadas de forma sistemática, consideradas as instalações apresentadas nos estudos sobre a expansão das infraestruturas do setor de gás natural, inclusive seus derivados, biometano e energéticos equivalentes.

Os projetos contemplados nesta edição foram selecionados considerando critérios de relevância estratégica, disponibilidade de informações e grau de detalhamento técnico, econômico e socioambiental. Foram priorizadas alternativas capazes de contribuir para a diversificação da oferta, a segurança de suprimento, a interiorização do gás natural e a integração do biometano à malha existente. Além disso, buscou-se alinhar a seleção às diretrizes do Decreto nº 12.153/2024 e às premissas do PDE 2035, garantindo que as alternativas apresentadas formem uma carteira de projetos representativa para avaliação pública e futura outorga pela ANP.

Nessa primeira edição do PNIIGB foram selecionados 12 projetos, todos com temáticas relevantes e atuais da indústria do gás natural.

Na presente edição do PNIIGB, foram estudados projetos para solução de gargalos existentes da rede de gasodutos de transporte existente por meio da proposição de alternativas de reforço da malha. O primeiro projeto selecionado para análise foi o trecho sul do GASBOL, que já foi objeto de estudo do PIG 2019 e do PIG 2024, com a duplicação do trecho do GASBOL Siderópolis/RS – Porto Alegre/RS.

O segundo projeto de reforço analisado, nomeado como Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP, já foi avaliado no PIG 2022 e no PIG 2024 e tem por objetivo o aumento da segurança de abastecimento por meio da maximização do uso do gás nacional, frente à redução de importação do gás boliviano.

O terceiro projeto analisado diz respeito a expansão do gasoduto Nordesteão, visando maior capacidade de atendimento de demandas localizadas até o Rio Grande do Norte (Veredas fase 1). Já o quarto projeto deste relatório estudado foi nomeado como Conexão Porto do Açu, decorrente do reconhecimento da relevância estratégica deste porto tanto na geração termelétrica, quanto em prospecção de futuras demandas. Devido a essa importância, analisou-se qual projeto estaria mais aderente com as premissas atuais de oferta e demanda de gás natural.

Por fim, foi analisado o projeto nomeado como ECOMP Itajuípe que tem por objetivo proporcionar maior flexibilidade operacional aumentando a capacidade de transferência do Gasoduto Cacimbas- Catu (GASCAC).

O plano também buscou estudar projetos que contribuíssem para a ampliação da malha de transporte existente. Dentro da possibilidade do projeto da UFN V ser retomado, foi estudada a alternativa Iacanga/SP – Uberaba/MG. Esse projeto já analisado no PIG 2024 tem por objetivo levar gás até Uberaba/MG, potencial localização de construção de uma unidade de produção de fertilizantes. Além disso, a região tem potencial para desenvolver outras unidades industriais, impulsionando o consumo de gás natural. O segundo projeto estudado diz respeito ao gasoduto Bragança Paulista/SP – Extrema/MG (GASBEX), que tem por objetivo conectar um gasoduto para atendimento de demanda de gás no município de Extrema, em Minas Gerais.

Soma-se aos projetos citados anteriormente, a análise do projeto Conexão Brasil-Argentina (GASUP 2) que além de ampliar a malha existente também propiciará uma nova fonte de oferta de gás para a malha integrada brasileira, diversificando as origens de gás para o Brasil e, consequentemente, aumentando a segurança de suprimento no país.

O PNIIGB, alinhado ao decreto nº 12.153/2024, buscou introduzir alternativas de *hubs* de biometano que conectassem este energético à malha integrada. A conexão dos pólos de produção de biometano a um hub e, posteriormente, à malha integrada de transporte possibilitaria que inúmeros consumidores de gás natural tivessem acesso ao insumo renovável e pudessem ter a oportunidade de descarbonizar os seus portfólios de insumos energéticos. Na primeira edição do PNIIGB duas alternativas estão sendo apontadas. A primeira é um hub de biometano em São Carlos/SP enquanto a segunda é um hub de biometano no norte paranaense, na cidade de Porecatu/PR, o qual se conecta à malha de transporte através de um gasoduto que vai de Porecatu/PR até Bilac/SP.

O PNIIGB trouxe projetos com objetivo de ampliar o aproveitamento do gás natural nacional, trazendo assim novas fontes de oferta de gás. Nesse propósito são apresentados dois projetos de escoamento. O primeiro projeto objetivou promover o melhor aproveitamento do gás natural produzido nos campos de Bacalhau e vizinhos, sendo composto por um duto de escoamento e uma unidade de processamento de gás natural (UPGN). O segundo projeto tem por objetivo interligar a provável produção de gás natural em Gato do Mato (Orca) até o gasoduto Rota 2, aproveitando assim a infraestrutura existente para escoamento até terra e processamento do gás produzido.

Por fim, vale ressaltar que as estimativas de custos do Plano Integrado foram realizadas considerando como data-base o mês de abril de 2025, e têm um nível de detalhamento compatível com o de projetos conceituais para escolha de alternativas, com margem de precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%, conforme AACEI (2011). Na Figura 2 são apresentadas as alternativas de projetos estudados nesse ciclo do PNIIGB.

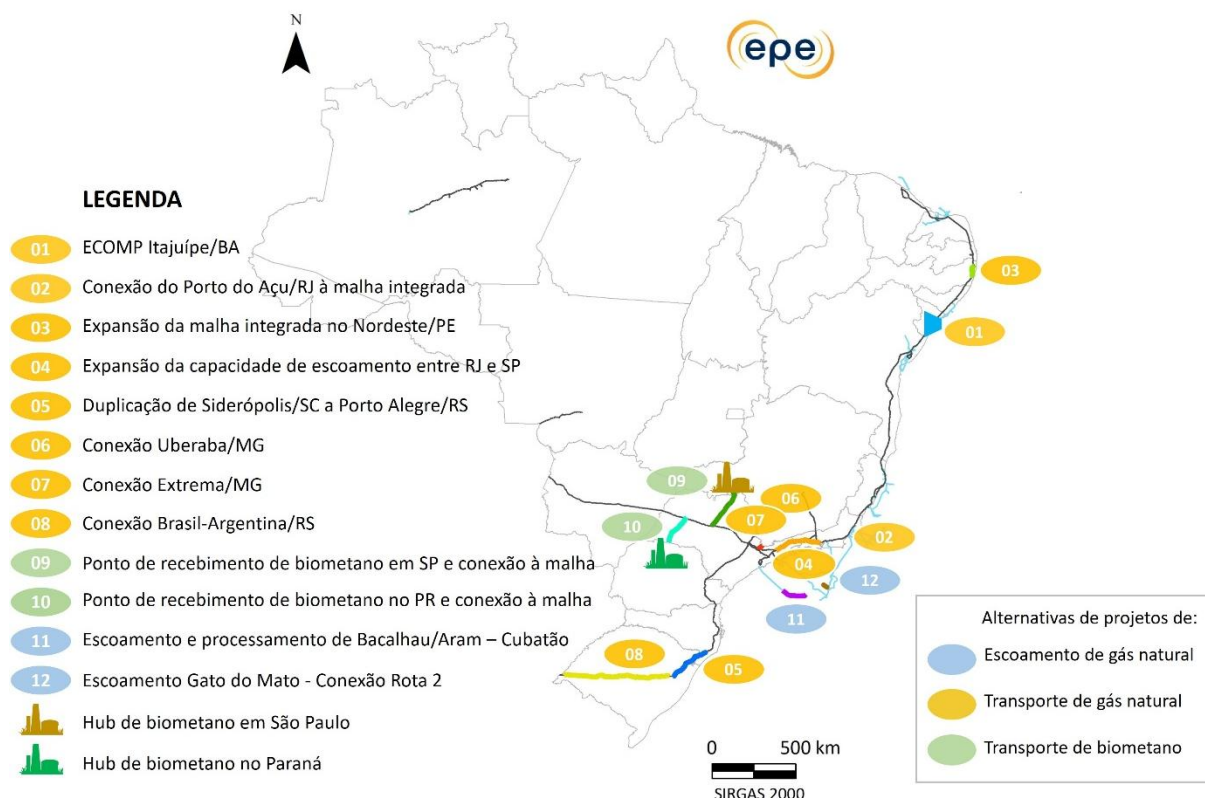


Figura 2 - Mapa com os projetos contemplados no PNIIGB 2025

3.1. ECOMP Itajuípe/BA

Nesta seção será analisado o projeto da Estação de Compressão (ECOMP) Itajuípe, localizado no município de Itajuípe/BA. Serão descritas as motivações que justificam a presença desse projeto no plano, bem como os cenários de oferta e demanda, a estimativa dos custos associados à implantação do projeto e a análise socioambiental.

3.1.1. Motivação do projeto

Atualmente, a Transportadora Associada de Gás - TAG injeta um volume de gás natural acima da ECOMP Catu/BA, com equivalente retirada de gás abaixo deste ponto, quando há necessidade de transferência de vazão superior a 9,4 milhões m³/dia do Sudeste para o Nordeste para evitar gargalhos na malha.

Esta alternativa de descongestionamento na rede de gasodutos acarreta custos fixos de disponibilidade, bem como o risco de custos variáveis potencialmente altos quando houver necessidade de compra e venda de gás pela transportadora. Tais custos acabam onerando, na forma de encargos que compõem a tarifa, os demais carregadores que contratam capacidade na malha da TAG (TAG, 2024).

A instalação da ECOMP Itajuípe/BA tem como objetivo eliminar a restrição física na malha de gasodutos de transporte em trecho da região Nordeste, operado pela TAG. Essa restrição inviabiliza o atendimento aos mercados localizados acima da ECOMP Catu/BA pelos supridores localizados no Sudeste.

Na prática, a restrição atual do gasoduto impede que gás nacional produzido no Sudeste seja movimentado em direção ao Nordeste e substitua o GNL importado consumido na região. Mesmo que esteja previsto um aumento de oferta de gás nacional na região, principalmente com a entrada em operação do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) a partir de 2030, a eliminação da restrição garante a manutenção de um mercado competitivo a longo prazo.

Em adição, com a entrada em operação do projeto Raia, prevista para 2028, deve ocorrer aumento da oferta excedente na malha da Nova Transportadora do Sudeste - NTS. O projeto Raia deve ofertar gás na malha integrada em ponto de injeção na região Sudeste, embora esse gás possa ser enviado para atendimento dos mercados conectados às malhas de TAG e da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil - TBG.

Outro fator importante do projeto é o de que, pelo fato da ECOMP estar conectada a um gasoduto de fluxo bidirecional e permitir a pressurização nos dois sentidos, ele pode ser útil também para levar gás do Nordeste para o Sudeste quando necessário. Essa condição pode se apresentar, por exemplo, em momentos de excesso de oferta decorrentes da entrada em operação do projeto SEAP.

Em suma, a implantação do projeto da ECOMP Itajuípe permite uma maior integração da oferta e demanda de gás natural através da malha de gasodutos de transporte, reduz os encargos tarifários para os carregadores que utilizam a malha no curto prazo e estimula a competição entre os agentes que ofertam gás natural, favorecendo, assim, uma possível redução de preços do gás.

3.1.2. Descrição do projeto

O projeto consiste na instalação de uma nova estação de compressão no gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), localizada no município de Itajuípe/BA, conforme indicado na Figura 3 (km 592,7 do GASCAC). O GASCAC é um gasoduto que tem diâmetro nominal de 28 polegadas e extensão total de 948 km, com seu ponto inicial no Espírito Santo e ponto final na Bahia.

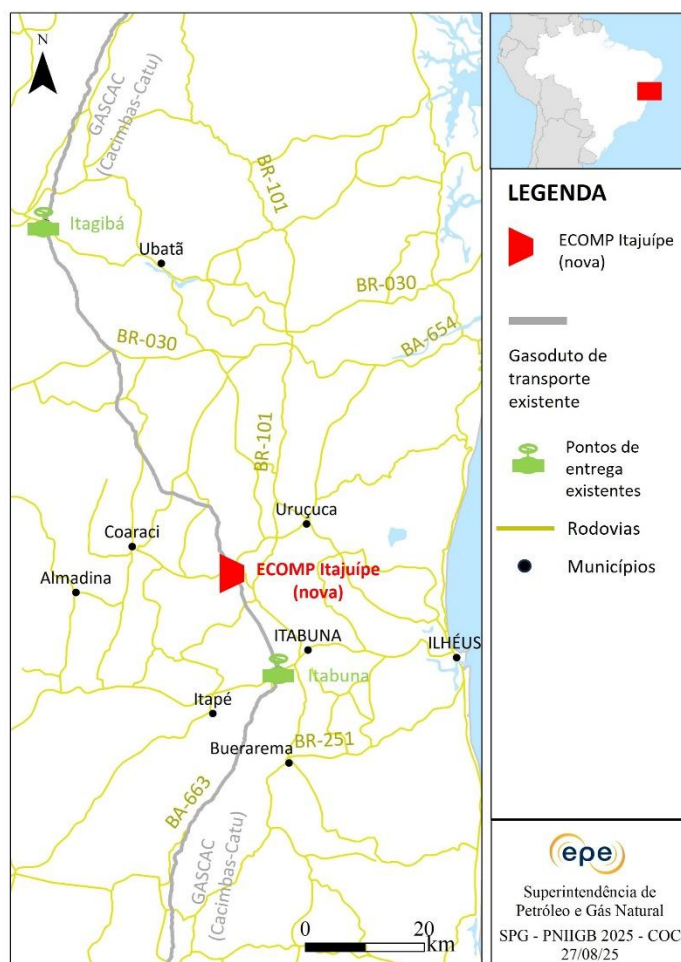


Figura 3 - Mapa de localização da ECOMP Itajuípe/BA

Fonte: Elaboração própria EPE.

A instalação da ECOMP permite acrescentar 3 milhões de m³/dia à capacidade de movimentação entre as regiões Sudeste e Nordeste. Dessa forma, a capacidade de transferência do GASCAC aumentaria de 9,4 milhões de m³/dia para 12,4 milhões de m³/dia.

A ECOMP deve ser capaz de aumentar a pressão até 100 kgf/cm² para uma vazão máxima de 20 milhões de m³/dia a 1 atm e 20°C, que é a capacidade máxima do GASCAC. Já a pressão mínima de sucção da ECOMP é de 50 kgf/cm².

O projeto prevê 2 compressores em operação, mais um compressor reserva para garantir potência de 7.685 HP. Além disso, a ECOMP deve estar conectada de modo a permitir o fluxo nas duas direções do gasoduto. Os sistemas abrangidos pelo projeto são interligação com o gasoduto, ar comprimido, sistema elétrico, gás combustível, drenagem, controle, alívio e emergência.

A instalação da ECOMP traz maior flexibilidade operacional, uma vez que a remoção da restrição física se demonstra mais eficiente economicamente que o atual serviço de retirada de congestionamento contratado pela TAG.

3.1.3. Análise socioambiental

A área indicada para a construção da ECOMP localiza-se a cerca de 7 km da sede municipal de Itajuípe/BA, próximo ao limite com o município de Ilhéus/BA, em terreno que abriga uma estrutura existente – lançador de PIG. Conforme informações da TAG, o projeto encontra-se em fase de licenciamento ambiental junto ao

Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos (INEMA), já tendo sido obtida a Licença de Instalação (LI 1490/2024).

A ECOMP será construída no interior da Área de Proteção Ambiental (APA) Lagoa Encantada, uma extensa unidade de conservação (UC) estadual de uso sustentável, que abrange os municípios de Ilhéus, Uruçuca, Itajuípe, Almadina, Ibicaraí e Coaraci. Criada em 1993, essa UC tem como objetivo proteger a biodiversidade e regular a ocupação para garantir o uso sustentável dos recursos naturais.

Há presença de vegetação nativa na área de construção da ECOMP, estando o empreendimento sujeito às normativas que tratam de ações para mitigar e compensar os impactos ambientais causados pela supressão ou intervenção na vegetação de Mata Atlântica. De acordo com os dados consultados, não há terras indígenas, quilombolas ou assentamentos rurais na área de implantação do projeto.

3.1.4. Estimativas de custos

A Tabela 1 apresenta os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas. Os custos de aquisição dos compressores, assim como os custos dos serviços de instalação desses equipamentos, estão incluídos na rubrica de instalações complementares. Essa estimativa se restringe aos custos de construção da ECOMP no município de Itajuípe/BA, e nela não são indicados os custos para operação da infraestrutura.

Tabela 1 - Custos associados ao ECOMP Itajuípe/BA

Descrição		
Custos Diretos	R\$ milhões	%
Componentes	20	2,7
Instalações complementares	509	67,2
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	7	1,0
Terrenos	3	0,3
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	10	1,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	99	13,0
Contingências	110	14,5
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	757	100

Fonte: Elaboração própria EPE.
Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.2. Conexão Porto do Açu à malha integrada

Nesta seção serão analisados os dois projetos existentes para conexão do Porto do Açu, localizado em São João da Barra/RJ: o GASOG da TAG e o GASINF da NTS. Serão descritas as motivações que justificam a escolha dessa opção no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados, uma análise socioambiental e os custos associados à construção dos projetos.

3.2.1. Motivação do projeto

A conexão do Porto do Açu, em São João da Barra/RJ, mostra-se estratégica em diferentes aspectos para malha integrada de gasodutos, para reforço da segurança energética do Brasil e para fomentar a expansão da indústria no País. Trata-se de uma região portuária com um parque termelétrico instalado com capacidade de

geração de até 3 GW, podendo consumir até 12 milhões de m³/dia de gás natural. Atualmente, a única fonte supridora de gás desse parque é um terminal de regaseificação de GNL da proprietária do parque termelétrico, a Gás Natural do Açu (GNA), com capacidade de regaseificar até 21 milhões de m³/dia de gás natural.

A Prumo Logística, proprietária do Porto do Açu, contudo, conta com um plano de expansão e atração de novas indústrias que pode se concretizar com uma possível conexão entre o porto e a malha integrada de gasodutos de transportes. Estes novos empreendimentos poderiam ter acesso a diferentes fontes de oferta de gás natural, sem necessariamente estarem condicionadas às flutuações de preços do mercado internacional de GNL, ao mesmo tempo que se localizariam já próximas a infraestrutura portuária, o que facilitaria a importação e exportação de produtos.

A mineradora Vale assinou um Memorando de Entendimento (MoU) para estudar o desenvolvimento de um Mega *Hub* no Porto do Açu para a fabricação de HBI (*Hot Briquetted Iron* ou ferro-esponja), que pode contar também com uma planta de briquete de minério de ferro para alimentar a planta de HBI (PRUMO LOGISTICA, 2025a). Outra empresa que também acordou uma parceria com a Prumo Logística é a Toyo Setal para desenvolver uma planta de produção de fertilizantes nitrogenados no Porto do Açu. A estimativa é que a futura planta tenha capacidade de produzir 1,38 milhão de toneladas de ureia e 781,5 mil toneladas de amônia por ano a partir do aproveitamento do gás natural (PRUMO LOGISTICA, 2025b).

Há possibilidade também que o parque termelétrico da GNA se expanda no futuro, já que a empresa conta com mais 3,3 GW licenciados de projetos termelétricos no complexo e planeja concorrer em novos leilões de energia para aumentar sua capacidade de geração. Com projetos flexíveis para atender a diferentes requisitos impostos pela sistemática do leilão corrente, as plantas já licenciadas poderiam consumir um total adicional de 14 milhões de m³/dia, fora os 12 milhões de m³/dia já operacionais atualmente.

Além da demanda potencial da região, reforça-se a importância de conexão do Porto do Açu à malha integrada de transporte devido ao projeto da GNA de transformar o seu terminal, hoje baseado em uma FSRU (*Floating Storage Regaseification Unit*), em um terminal *onshore*, com previsão de até seis tanques com capacidade de armazenar cerca de 200 mil m³ de GNL cada. O terminal tem licença ambiental para ter capacidade de regaseificação de até 40 milhões de m³/dia e poderia ser o primeiro terminal *onshore* de GNL no Brasil (INEA, 2017).

Em agosto de 2025, durante a inauguração da UTE GNA II, a GNA e o MME assinaram uma Carta de Intenções da empresa para investir no desenvolvimento de projetos estruturantes nas áreas de energia e gás natural, com potencial de atrair até R\$ 20 bilhões. A medida contribui ainda para a consolidação do Porto do Açu como um dos principais *hubs* de gás e energia do país (MME, 2025a).

Somado a estes fatores, destaca-se a importância da conexão do Porto do Açu à malha integrada, não apenas do ponto de vista da geração de energia elétrica, mas quanto ao abastecimento de gás natural. A conexão traz redundância no suprimento de gás para as termelétricas, reduzindo a possibilidade de ausência de suprimento devido a intercorrências diversas e, consequentemente, reduzindo as possibilidades de falta de geração de energia nessas termelétricas para o Sistema Nacional Interligado (SIN). Além disso, adiciona à malha integrada mais uma fonte de oferta de gás natural flexível na Região Sudeste, região de maior consumo de gás natural do País.

3.2.2. Descrição dos projetos

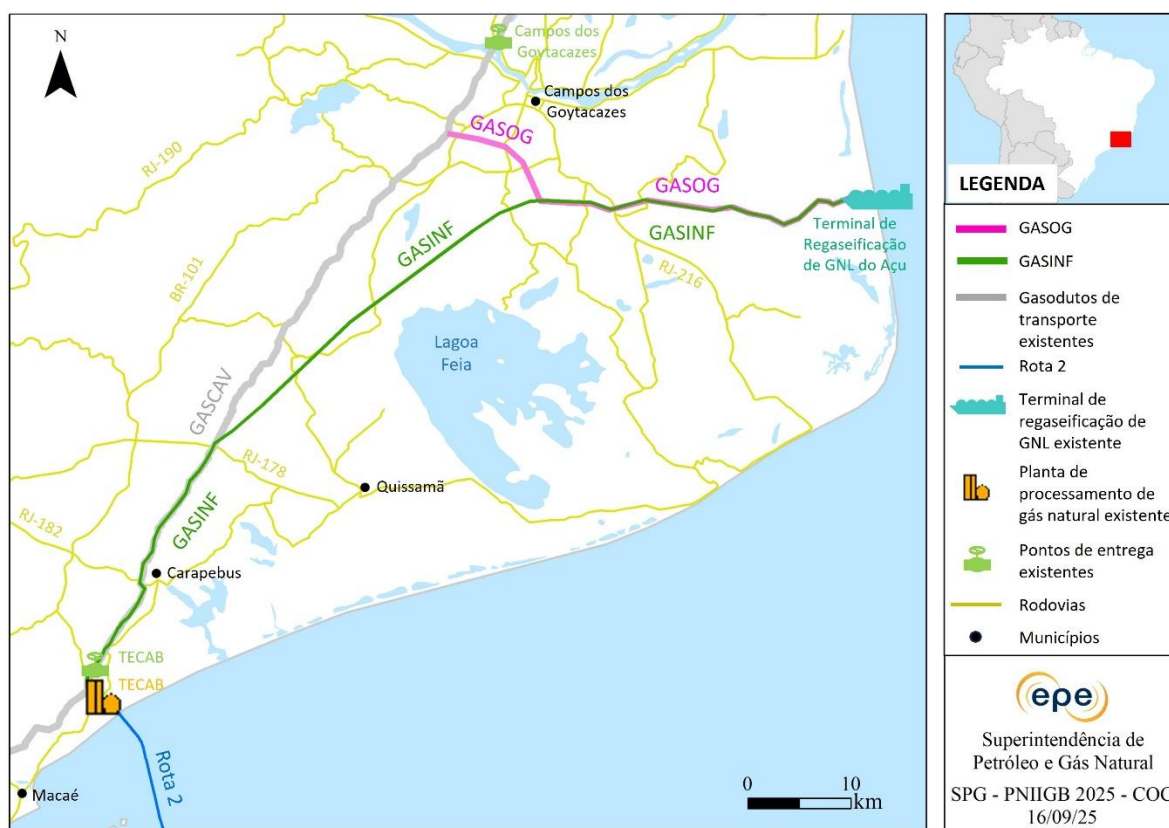
O projeto da TAG para conexão do Porto do Açu à malha integrada é chamado de Gasoduto dos Goytacazes (GASOG). O duto se inicia em São João da Barra/RJ, nas imediações do terminal de GNL da GNA, onde é previsto um ponto de recebimento de gás. Em seguida, passa por dois *citygates* de cada uma das termelétricas da GNA e percorre 45,5 km de extensão até se conectar ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV), no município de Campos dos Goytacazes/RJ, por meio de uma estação de medição e regulação de pressão.

O GASOG foi concebido para ser bidirecional com capacidade de escoar até 12 milhões de m³/dia, com diâmetro de 24 polegadas. O projeto conta ainda com um plano de expansão dessa capacidade caso seja necessário, podendo chegar a até 18 milhões de m³/dia. Cabe destacar que o licenciamento deste duto, solicitado pela GNA, já inclui na faixa de servidão a previsão de dois dutos de gás natural especificado, já considerando a eventual necessidade de expansão da conexão com a malha integrada (INEA, 2017).

Por outro lado, o projeto da NTS para conexão do Porto do Açu à malha integrada é chamado de Gasoduto de Integração Norte Fluminense (GASINF). Assim como o GASOG, o duto se inicia em São João da Barra/RJ, nas imediações do terminal de GNL da GNA, onde é previsto um ponto de recebimento de gás. Em seguida, passa por dois *citygates* de cada uma das termelétricas da GNA e percorre 101 km de extensão (compartilhando faixa com o GASCAV nos últimos 27 km) até se conectar à malha integrada no Terminal de Cabiúnas (TECAB), no município de Macaé/RJ, por meio de uma estação de medição e regulação de pressão.

O GASINF foi concebido para ser bidirecional com capacidade de escoar até 12 milhões de m³/dia, com diâmetro de 24 polegadas. O projeto conta ainda com um plano de expansão dessa capacidade caso seja necessário, podendo chegar a uma capacidade de escoamento de até 18 milhões de m³/dia. Cabe destacar que o licenciamento deste duto, solicitado pela GNA, já inclui na faixa de servidão a previsão de sete dutos, sendo quatro deles de gás natural especificado, um de gás bruto, outro de C5+, e mais um para GLP (GNA, 2020). Neste caso, além de prever a eventual necessidade de expansão da conexão com malha integrada, o licenciamento também prevê a possibilidade da construção de uma UPGN no complexo portuário do Açu e, portanto, os dutos licenciados na faixa teriam função de conectar as rotas de escoamento existentes que chegam ao TECAB ao Porto do Açu bem como possibilitar que o gás processado neste UPGN do Açu possa ser enviado à malha integrada.

A Figura 4 ilustra os dois traçados dos gasodutos, sendo que os primeiros 34 km dos dois projetos seguem na mesma faixa de servidão, que também é compartilhada com uma linha de transmissão de 345 kV e 500 kV.



3.2.3. Análise socioambiental

3.2.3.1. GASOG

O traçado definido para o GASOG possui extensão de 45,5 km, atravessando os municípios de São João da Barra e Campos dos Goytacazes, no Norte Fluminense, partindo do Porto do Açu, seguindo até o ponto de conexão com o GASCAV.

Destaca-se que o projeto se encontra em licenciamento ambiental para aquisição de todas as licenças (Processo E-07/0025084/2016) junto ao Instituto Estadual do Ambiente (INEA), órgão licenciador do estado do Rio de Janeiro, e já possui hoje Licença Prévia (LP). A diretriz considerou em sua proposta o afastamento de áreas urbanas, o paralelismo parcial com a linha de transmissão (LT) 345 kV Açu - Campos, C1 e C2 (Circuito Duplo) e o desvio de benfeitorias rurais.

A área proposta para implantação do gasoduto possui amplo acesso viário e realiza cruzamento com rodovias estaduais (RJ-196, RJ-216, RJ-236, RJ-238), além da rodovia federal BR-101. Na altura da BR-101, o duto realizará cruzamento com a Ferrovia Centro-Atlântica, próximo a chegada ao GASCAV.

Como informado, o traçado segue paralelo a LT 345 kV Açu - Campos, C1 e C2 (Circuito Duplo), estando também prevista a implantação de dois circuitos em 500 kV entre a subestação da UTE GNA II e a subestação Campos 2. Importante ressaltar que o sistema de proteção catódica do gasoduto será dimensionado considerando o paralelismo com as referidas LTs, de forma a protegê-lo das interferências eletromagnéticas, mitigando o risco de corrosão (GNA, 2017).

No trecho leste, nas proximidades do complexo portuário, o traçado atravessa região com presença de cordões arenosos, restinga e dunas, no ambiente de delta da foz do rio Paraíba do Sul. No trecho central e oeste, o traçado passa em sua maior parte por áreas de cultivo de cana-de-açúcar. A implantação do gasoduto deve implicar baixa supressão vegetal, tendo em vista que predominam formações campestres e que há poucos remanescentes florestais ao longo da diretriz. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.** Tabela 22 a seguir apresenta a interferência da faixa do traçado do duto nas classes de uso do solo (Mapbiomas, 2023).

Tabela 22 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto GASOG em classes de uso do solo

Classe de uso	Área (%)
Pastagem	45,69
Outras Lavouras Temporárias	19,01
Mosaico de Usos	12,12
Restinga Herbácea	9,25
Praia, Duna e Areal	9,16
Outras Áreas não Vegetadas	3,99
Campo Alagado e Área Pantanosa	0,71
Rio, Lago e Oceano	0,07
Total	100

O traçado atravessa planícies costeiras, marinhas e flúvio-lagunares com topografia plana. Apesar do relevo favorável, essas superfícies consistem em depósitos sedimentares com materiais de granulometria diversa e nível d'água próximo da superfície ou aflorante, sinalizando complexidade geotécnica para a implantação do gasoduto. Há travessias com quatro cursos d'água com extensão superior a 50 metros.

O traçado interfere em 14 polígonos de processos minerários em fase de autorização de pesquisa (4), licenciamento (3), disponibilidade (2), apto para disponibilidade (2), requerimento de lavra (1), requerimento de licenciamento (1) e requerimento de pesquisa (1). As substâncias mais representativas são a argila, areia e turfa, para uso na construção civil, produção de cerâmica e como insumo agrícola.

O traçado do gasoduto não cruza unidades de conservação, terras indígenas, território quilombola ou projeto de assentamento.

3.2.3.2. GASINF

O traçado do gasoduto possui aproximadamente 100 km e atravessa cinco municípios (São João da Barra, Campos dos Goytacazes, Quissamã, Carapebus e Macaé) do estado do Rio de Janeiro, partindo do Porto do Açu, em São João da Barra, seguindo até o Terminal Cabiúnas (TECAB), em Macaé.

Foi utilizado o traçado apresentado pela GNA no âmbito do processo de licenciamento ambiental do empreendimento junto ao Instituto Estadual do Ambiente (INEA), órgão licenciador do estado do Rio de Janeiro. Nos primeiros 30 quilômetros a partir do Porto do Açu o traçado segue paralelo à linha de transmissão 345 kV UTE GNA I - Campos, C1 e C2 (CD) e da linha planejada 500 kV GNA II - Campos 2, C1. Já nos 27 quilômetros finais, o traçado acompanha gasodutos instalados, tais como o GASCAV e o GASCAM. De acordo com as informações do estudo ambiental (Gás Natural Açu/Ecology, 2020) os principais motivadores para a escolha do traçado foram as menores interferências em unidades de conservação e suas zonas de amortecimento, em edificações, em projetos de assentamento rural e em Áreas de Preservação Ambiental (APPs), em comparação às três demais alternativas de rotas avaliadas. Destaca-se que o projeto possui a Licença Prévia (LP) emitida pelo INEA (LP n. IN052810), com validade de 26 de maio de 2027.

Como informado, o traçado segue paralelo a linhas de transmissão, devendo-se atentar para questões relacionadas a proteção catódica do duto, de forma a mitigar eventual corrosão provocada pela indução eletromagnética.

A diretriz atravessa áreas com bom apoio viário, com presença da rodovia federal BR-101, rodovias estaduais (RJ-196, RJ-216, RJ-208, RJ-180, RJ-178, dentre outras), além de vias secundárias. Nos municípios de Campos dos Goytacazes/RJ e Quissamã/RJ, a diretriz cruza com a Ferrovia Centro-Atlântica em alguns pontos. Há ainda possibilidade de interferência com projetos planejados na região, como a rodovia RJ-244, a ferrovia EF-118 (Vitória-Rio), o gasoduto GASOG, incluído nesse PNIIGB, que interligará o Terminal de Regaseificação do Açu ao Gasoduto Cabiúnas-Vitória, e o Projeto SPOT, que consiste em dois oleodutos ligando a Unidade Tratamento de Petróleo (UTP) no Porto do Açu até a Estação de Barra do Furado, da Petrobrás, no município de Quissamã.

Como mencionado, o traçado do gasoduto parte do Porto do Açu, no município de São João da Barra, Região Norte Fluminense. Em seu trecho inicial, por aproximadamente 15 quilômetros em sentido leste, o contexto de uso do solo é caracterizado pela presença de cordões arenosos associados a algumas áreas de vegetação de restinga. Ainda em sentido leste, por aproximadamente 20 quilômetros até o rio Ururaí, o traçado passa ao sul da área urbana de Campos dos Goytacazes, onde há um vetor de crescimento conectando distritos, e extensas áreas de cultivo de cana-de-açúcar. Nas proximidades da Lagoa Feia a diretriz atravessa extensões significativas de áreas úmidas. Após a Lagoa Feia até o Terminal Terrestre de Cabiúnas, no município de Macaé, o traçado atravessa região com predominância de pastagens, com algumas áreas ocupadas por culturas agrícolas, intercaladas por fragmentos de Mata Atlântica. A a seguir apresenta a interferência da faixa do traçado do duto nas classes de uso do solo (Mapbiomas, 2023).

Tabela 33 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto GASINF em classes de uso do solo

Classe de uso	Área (%)
Pastagem	45,69
Outras Lavouras Temporárias	19,00
Mosaico de Usos	12,12
Restinga Herbácea	9,26
Praia, Duna e Areal	9,16
Outras Áreas não Vegetadas	3,98
Campo Alagado e Área Pantanosa	0,71
Rio, Lago e Oceano	0,08
Total	100,00

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de planícies marinhas, fluvionares e lacustres, além de colinas e tabuleiros (CPRM, 2017). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas

mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, uma vez que representam menores amplitudes de relevo e baixas taxas de declividade, em princípio.

Já as planícies mencionadas correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 66% do traçado.

Em relação a massas d'água, o traçado não atravessa reservatórios e não há travessias expressivas sobre cursos d'água. Consta como evidente na região de implantação do projeto a Lagoa Feia, tendo sido realizado o devido desvio.

O traçado interfere em 23 polígonos de processos minerários em fases de requerimento ou direito de requerer lavra (3), autorização de pesquisa (7), requerimento de pesquisa (3), licenciamento (3), requerimento de licenciamento (2), disponibilidade (3), envolvendo substâncias como areia, argila, turfa e terras raras.

Na chegada em Cabiúnas, em Macaé, o traçado do gasoduto atravessa trecho de extenso projeto de assentamento rural (PA Prefeito Celso Daniel). Destaca-se que já existem outros dutos cruzando esse assentamento. Em Carapebus e em Macaé, o traçado atravessa porção da zona de amortecimento do Parque Nacional Restinga de Jurubatiba, unidade de conservação criada em 1998, situada nos municípios de Macaé, Carapebus e Quissamã, e que abriga diversas espécies de fauna e flora das restingas. Em Carapebus, destaca-se ainda a interferência direta em trecho de cerca de 360 metros na Área de Proteção Ambiental (APA) da Carapeba Boa, unidade de conservação municipal de uso sustentável. Conforme base de dados consultada, a diretriz não interfere em terras indígenas ou quilombolas.

3.2.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de testar o impacto dos projetos na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) e informações advindas do processo de chamada pública. Foram simulados apenas os cenários baseados no PDE referente ao ano de 2035, considerando que a conexão entre o Porto do Açu e a malha integrada estaria construída no ano simulado. Não foram realizadas análises de sensibilidade para diferentes cenários de oferta e demanda distintos do PDE. As principais premissas adotadas da simulação, são:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035.
- não foram consideradas nessas simulações as demandas não-termelétricas potenciais do Porto do Açu apontadas anteriormente por ainda não se ter informação de decisão final de investimento dessas indústrias.
- em termos de oferta, destaca-se que as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podem utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada;
- embora o Terminal de Regaseificação de São Paulo não esteja conectado à malha integrada, o impacto da regaseificação nesse terminal poderia reduzir o consumo de determinados citygates da malha

integrada no estado de São Paulo. Contudo, tendo em vista o histórico da oscilação de volume de gás regaseificado nesse terminal, assume-se a premissa de que desconsiderar essa redução de consumo nos *citygates* seria o estresse máximo da malha integrada. Dessa forma, não foi considerado, nessa simulação, o impacto da operação desse terminal nos testes realizados visando simular o estresse máximo na malha.

- as ofertas de gás natural advindas do projeto Raia foram consideradas entrando a partir de 2028, enquanto a oferta do projeto SEAP entrando a partir de 2030. Para a UPGN Caraguatatuba foi adotada a premissa de injeção constante de 10 milhões de m³/dia.

3.2.4.1. GASOG

Foi modelado o gasoduto no Pipeline Studio® baseado nas informações de projeto enviadas pela TAG na Chamada Pública do PNIIGB e nas informações públicas de licenciamento ambiental. Foram realizadas simulações no regime estacionário levando em conta as premissas de oferta e demanda descritas anteriormente. Foi testado um cenário de estresse maior da malha em que o terminal de regaseificação da GNA estaria inoperante e todo o gás necessário para despachar as termelétricas GNA I e GNA II viria da malha integrada.

A Figura 5 mostra esquematicamente a modelagem de forma simplificada testada para o GASOG no ano de 2035. Destaca-se que a Figura 5 é um recorte do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto com toda a malha integrada. As representações PE/PR Malha NTS/TAG na Figura 5 simbolizam a continuidade da malha nesse ponto, indicando o sentido do fluxo. Por exemplo, no caso do PE Malha NTS com um certo volume na representação, isso significa que o gás estaria saindo por esse ponto em direção ao restante da malha NTS. Para o caso PR Malha TAG com um certo volume na representação, significa que, o gás advindo da malha TAG não representada na Figura 5, esteja sendo injetado por este ponto de recebimento.

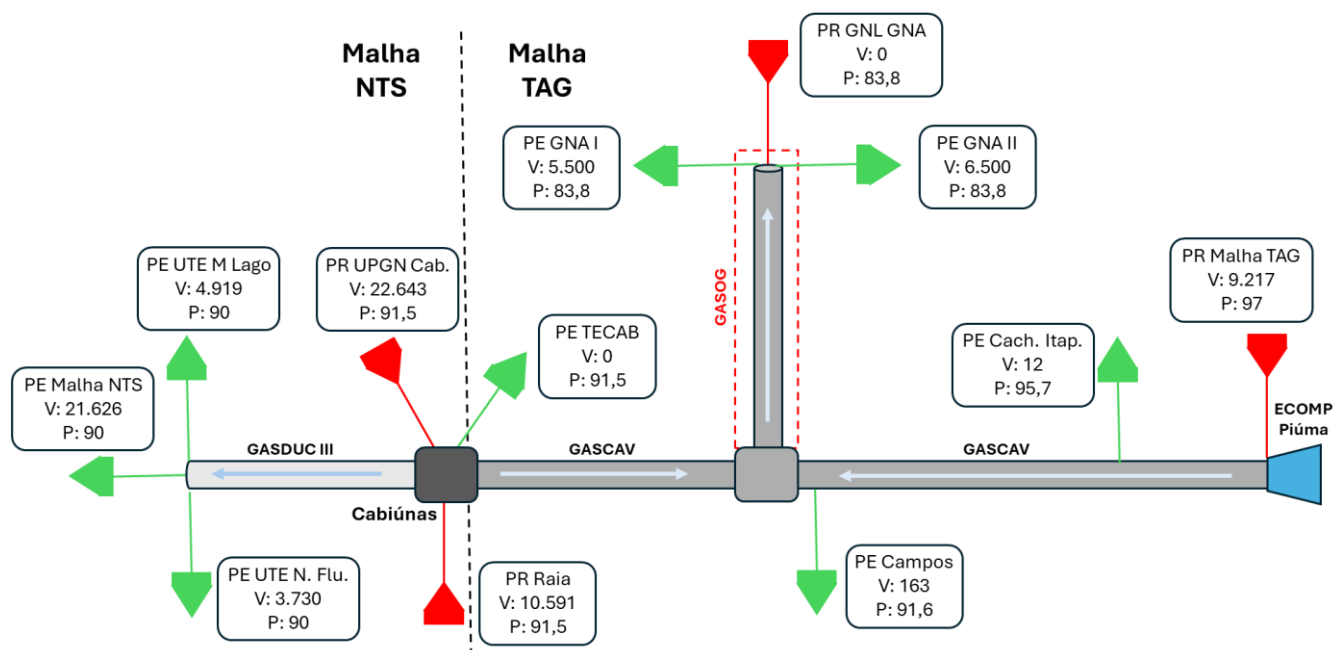


Figura 5 - Esquema da modelagem do GASOG integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kg/cm², é representada pela letra P.

No ano de 2035, destaca-se que Raia já estaria injetando mais de 10 milhões m³/dia e SEAP cerca de 9,6 milhões de m³/dia. A oferta de gás da Bolívia definida a 5 milhões m³/dia e da UPGN de Caraguatatuba em 10 milhões de m³/dia exigem uma transferência de gás maior da malha da NTS para a malha da TBG. Enquanto parte da oferta da malha da NTS é direcionada para São Paulo, a entrada de duas demandas significativas das

UTES GNA I (6,5 milhões de m³/dia) e GNA II (5,5 milhões de m³/dia) no sistema exigem que, no cenário simulado, parte significativa dessa demanda seja atendida por gás advindo do Nordeste.

Contudo, embora haja a necessidade dessa logística, não houve restrições de atendimento as demandas do Porto do Açu no cenário definido para o ano de 2035. Todas as pressões mínimas foram respeitadas e as demandas foram atendidas nas condições necessárias.

3.2.4.2. GASINF

Assim como o GASOG, o GASINF foi modelado no Pipeline Studio® as informações enviadas pela NTS na Chamada Pública do PNIIGB e baseado em informações públicas de licenciamento. Foram realizadas simulações no regime estacionário levando em conta as premissas de oferta e demanda descritas anteriormente. Foi testado um cenário de estresse maior da malha em que o terminal de regaseificação da GNA estaria inoperante e todo o gás necessário para despachar as termelétricas GNA I e GNA II viria da malha integrada.

A Figura 6 mostra esquematicamente a modelagem de forma simplificada testada para o GASINF no ano de 2035. Destaca-se novamente que a figura é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto à toda malha integrada.

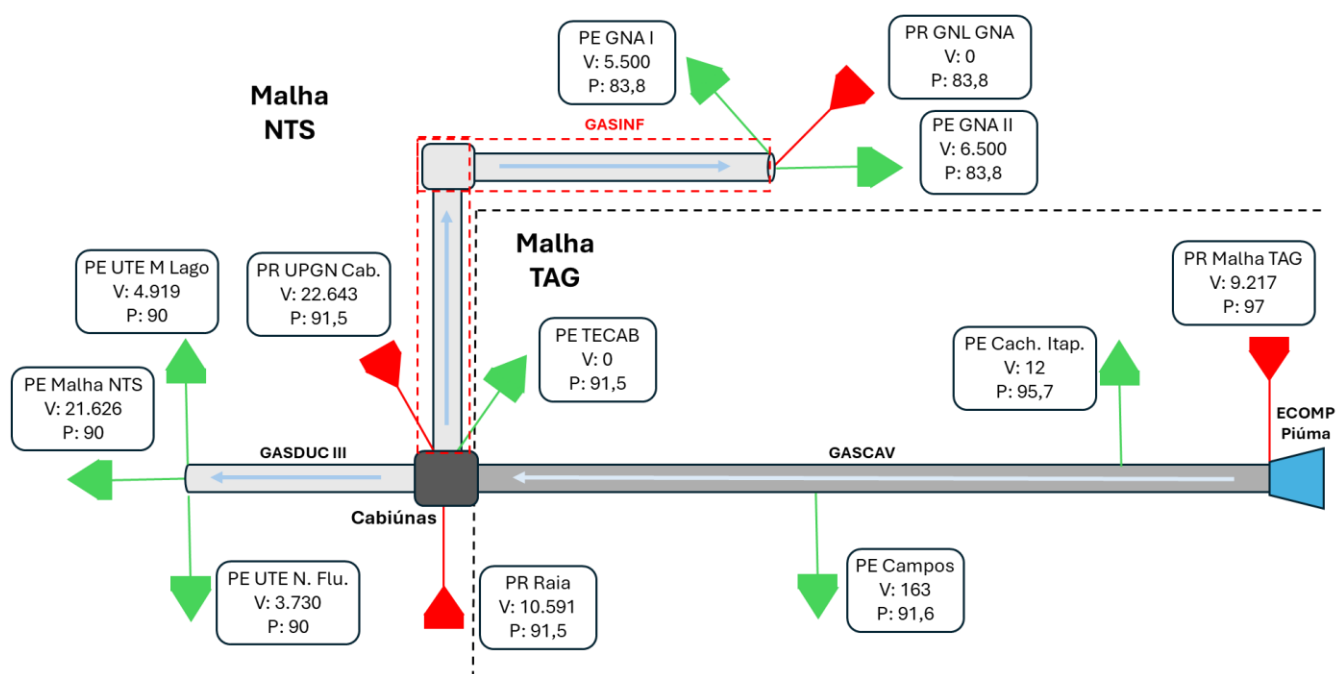


Figura 6 - Esquema da modelagem do GASINF integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kg/cm², é representada pela letra P.

No ano de 2035 destaca-se que Raia já estaria injetando mais de 10 milhões m³/dia e SEAP cerca de 9,6 milhões de m³/dia. A oferta de gás da Bolívia definida a 5 milhões m³/dia e da UPGN de Caraguatatuba em 10 milhões de m³/dia exigem uma transferência de gás maior da malha da NTS para a malha da TBG. Enquanto parte da oferta da malha da NTS é direcionada para SP, a entrada de duas demandas significativas das UTEs GNA I (6,5 milhões de m³/dia) e GNA II (5,5 milhões de m³/dia) exigem que, no cenário simulado, parte significativa dessa demanda seja atendida por gás advindo do Nordeste.

Contudo, embora haja a necessidade dessa logística, não houve restrições de atendimento as demandas do Porto do Açu no cenário definido para o ano de 2035. Todas as pressões mínimas foram respeitadas e as demandas foram atendidas nas condições necessárias.

3.2.5. Estimativas de custos

3.2.5.1. GASOG

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela 4. Consequência de um gasoduto de diâmetro grande (24 polegadas), destacam-se os custos mais representativos como Construção e Montagem (30%) e de Tubulação (21%), representando mais da metade de todo o custo do projeto.

Tabela 4 4 - Custos associados ao projeto do gasoduto GASOG

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	208	20,6
Componentes	28	2,8
Construção e Montagem	302	29,9
Instalações complementares	128	12,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	4	0,4
Terrenos	43	4,2
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	5	0,5
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	148	14,6
Contingências	144	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	1.011	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.2.5.2. GASINF

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela 5. Consequência de um gasoduto de diâmetro grande (24 polegadas), destacam-se os custos mais representativos como Construção e Montagem (33%) e de Tubulação (24%), representando mais da metade de todo o custo do projeto. Além disso, destaca-se que este duto embora compartilhe faixa com o GASCAV por 27 km, passa por grandes extensões de área alagável e por trechos com maior probabilidade de incidência de rochas duras, o que onera o custo de construção e montagem.

Tabela 5 5 - Custos associados ao projeto do gasoduto GASINF

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	462	24,0
Componentes	33	1,7
Construção e Montagem	630	32,6
Instalações complementares	122	6,3
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	8	0,4
Terrenos	97	5,0
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	10	0,5
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	295	15,3
Contingências	272	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	1.929	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.2.6. Conclusões a respeito das análises

Ao longo da seção 3.2, foram trazidos elementos comparativos entre os projetos do GASOG e GASINF para conectar o Porto do Açu à malha integrada. Uma vez esclarecido a motivação dessa opção de conexão constar nas alternativas apresentadas neste Plano, foram descritas as diferenças entre os dois projetos, as análises socioambientais dos traçados, foram simulados junto à malha integrada para testar os impactos da adição de cada alternativa no sistema de transporte e, por fim, analisado os custos associados a cada projeto.

Diante das análises apresentadas ao longo da seção 3.2, conclui-se que ambos os projetos atendem os objetivos aos quais foram concebidos. No entanto, para o atendimento à conexão ao Porto do Acú o projeto do gasoduto GASOG possui um custo menor. Este custo se deve principalmente à extensão menor em relação ao GASINF.

Segundo o Decreto nº 12.153/2024, caberá a EPE durante a elaboração do PNIIGB considerar a eficiência das infraestruturas, de forma individual e de forma global, para promover o menor impacto de custo sistêmico, ao longo do tempo, e contribuir para a modicidade dos preços do gás natural e seus derivados, sem prejuízo da oferta e da qualidade. Dessa forma, entende-se que, uma vez que ambas as alternativas conseguem atender o propósito de conexão, sendo suficientes para atender os cenários de oferta e demanda projetados pelo PDE, com impactos ambientais contidos e mitigáveis, aquela que apresenta o menor custo sistêmico, portanto, a alternativa do GASOG, seria a mais indicada dentro do contexto do PNIIGB.

Cabe destacar que cada projeto tem suas particularidades e poderiam inclusive serem construídos complementarmente a depender das situações de mercado ou decisões finais de investimentos. Embora se recomende neste primeiro momento o GASOG, principalmente por atender aos requisitos de conexão e trazer benefícios para malha integrada como um todo a um custo menor, o GASINF pode se tornar uma expansão do GASOG futuramente, ou se viabilizar pela decisão final de investimentos na UPGN do Porto do Açu.

Entende-se que o GASOG, dentro dos cenários de oferta e demanda previstos pela EPE no horizonte decenal, seria a primeira etapa de conexão do Porto do Açu à malha integrada, podendo vir a ser expandida à medida que os potenciais projetos da Prumo Logística, proprietária do Porto do Açu, de atração de novas indústrias, e da GNA, de tornar o porto um *hub* de gás, se concretizem.

3.3. Expansão da capacidade no trecho setentrional da malha integrada no Nordeste

Esta seção apresenta a análise da alternativa de expansão do trecho da malha integrada no Nordeste, considerando o projeto Veredas da TAG. O projeto tem característica modular e é dividido em três fases, compostas por expansões em ECOMPs e em loops nos gasodutos de transporte existentes ao longo dos estados de Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. Serão descritas as motivações que justificam a escolha dessa opção para o plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção do projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.3.1. Motivação do projeto

A alternativa analisada está localizada na região Nordeste, iniciando a partir de Pernambuco e seguindo por Paraíba, Rio Grande do Norte até chegar no Ceará foi responsável em 2024 por cerca de 55% da demanda não-termelétrica de gás natural de toda a malha integrada do Nordeste. Isso equivale a cerca de 3,8 milhões de m³/dia em média no ano (TAG, 2025).

De acordo com as projeções dos estudos que compõem o PDE 2035, os quatro estados somados teriam uma estimativa de crescimento médio de 43% da demanda não-termelétrica, atingindo vazões próximas a 6

milhões de m³/dia em média, até 2035. Entre os projetos considerados para o aumento dessa demanda, destaca-se o setor de siderurgia, *datacenter* e mineração, além da expansão da Refinaria Abreu e Lima (RNEST) em Pernambuco.

Esse crescimento projetado, somado às demandas termelétricas existentes são suficientes para sinalizar uma necessidade de expansão da capacidade de escoamento da malha nesses estados. Atualmente, como foi apontado pelo PDE 2034 publicado, já existe uma restrição de entrega de gás para UTE Termoaçu para despacho da sua capacidade máxima.

A restrição nesse trecho da malha acontece em consequência dos pequenos diâmetros de 10 a 12 polegadas dos gasodutos que compõem este trecho, com destaque para o gasoduto Nordeste com 424 km de extensão. Esses pequenos diâmetros limitam a possibilidade de escoamento do gás do restante da malha Nordeste ao sul de Pernambuco para as demandas mais ao norte deste ponto. Soma-se a essa restrição de escoamento, a desmobilização do terminal de regaseificação de GNL da Petrobras que existia até o final de 2023 em Pecém/CE, que retirou uma oferta significativa de gás natural entrando pela extremidade norte da malha.

A ampliação desse trecho poderia, além de atender a expansão da indústria, garantir tanto a segurança de abastecimento das usinas termelétricas existentes quanto a operação na sua plena capacidade utilizando gás natural como combustível. Além disso, também possibilitaria, em um segundo momento, interiorizar a malha de transporte integrada, de forma a tornar possível expandi-la para demandas ainda não atendidas por dutos de transporte ou distribuição.

3.3.2. Descrição do projeto

O projeto Veredas da TAG é faseado em três partes, sendo que seu andamento depende da materialização das demandas projetadas. A fase I do projeto é composta pela duplicação de 85,5 km do gasoduto Nordeste entre Ipojuca/PE e Igarassu/PE, sendo que 44,5 km do projeto necessitaria de faixa nova. O novo duto teria diâmetro de 26 polegadas ao longo de toda duplicação e poderia acrescentar de capacidade de escoamento até 4 milhões de m³/dia, no trecho de Pernambuco ao Ceará. A fase I do projeto ainda contaria com a ampliação da ECOMP Pilar em Alagoas, que passaria a ter 10 máquinas de compressão ao invés das 9 existentes.

A fase II do projeto acrescentaria, ao trecho duplicado, mais 21 km de Igarassu/PE até o ponto de entrega Goiana II no norte de Pernambuco, além de uma duplicação no trecho de Macaíba/RN até válvula SDV-24 em Guamaré/RN, adicionando mais 113 km de extensão ao projeto Veredas fase II. Ambas as duplicações contariam com dutos com diâmetro de 26 polegadas e poderiam acrescentar até 2 milhões de m³/dia de capacidade neste trecho, além da fase I. A depender da localização da demanda que viabilize a fase II do Veredas, será necessário além de mais uma ampliação na ECOMP Pilar em Alagoas, também uma ampliação na ECOMP Santa Rita na Paraíba ou da ECOMP Aracati no Ceará.

A fase III acrescentaria, às fases I e II, a duplicação completa de todo o restante do Nordeste, mais ampliação do GASFOR até a conexão com o GASFOR II (totalizando cerca de 530 km de duplicação), além da necessidade de ampliação de todas as ECOMPs (Pilar, Santa Rita, Macaíba e Aracati). Os dutos complementares, referentes a duplicação, teriam 16 polegadas e ampliariam a capacidade de escoamento para próximo do dobro da atual, chegando a 14 milhões de m³/dia.

Somada as três fases, o projeto Veredas pretende duplicar cerca de 750 km de gasodutos e conta com, além do crescimento orgânico da demanda, a ampliação da indústria, projetos de descarbonização e o crescimento da demanda termelétrica na região.

Neste ciclo do PNIIGB, entende-se que a fase I do projeto Veredas seria a primeira etapa para garantir o atendimento do crescimento potencial da indústria dessa região. A depender da concretização da demanda posterior a essa expansão, novas fases do projeto Veredas poderão compor outros ciclos do PNIIGB. A Figura 7 ilustra o trecho do projeto Veredas endossado neste ciclo do Plano.

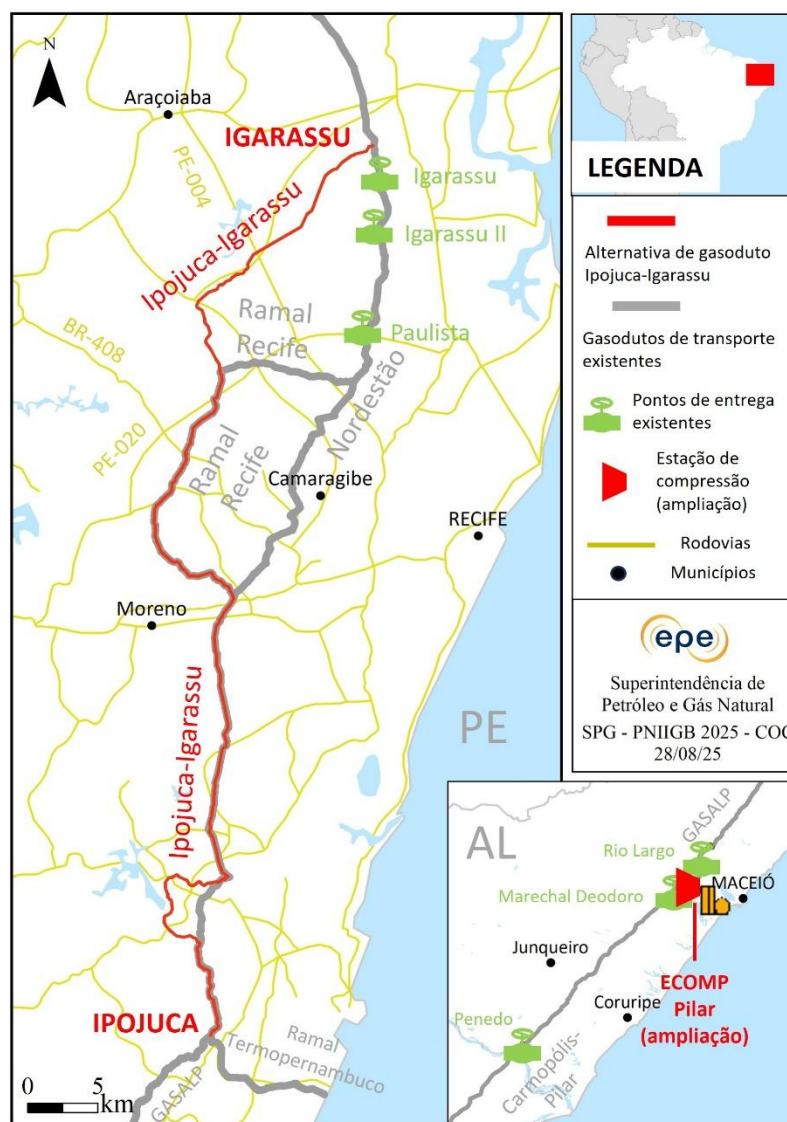


Figura 7 - Mapa de localização do projeto Veredas fase I

Fonte: Elaboração própria EPE.

3.3.3. Análise socioambiental

O traçado em estudo pela TAG para o gasoduto possui cerca de 85 km, partindo de Ipojuca/PE, seguindo até Igarassu/PE, tendo como premissa utilização da faixa do Nordesteão. Contudo, em dois trechos, em função da alta densidade de ocupação, o traçado se afasta das faixas, abrindo novas rotas.

A diretriz atravessa sete municípios pernambucanos, iniciando em Ipojuca, passando por Cabo de Santo Agostinho, Jaboatão dos Guararapes, São Lourenço da Mata, Paudalho, Abreu e Lima até chegar em seu destino em Igarassu. Ao longo de sua extensão, são atravessadas as áreas urbanas dos municípios de São Lourença da Mata e Cabo de Santo Agostinho. Além disso, foram observados 38 registros de cruzamento com rodovias e vias de acesso, tais como a PE-005, PE-027 e PE-007, BR-101, BR-232 e BR-408.

O traçado cruza com 23 linhas de transmissão (≥ 230 kV) em operação e com as diretrizes de três linhas planejadas. Portanto, caso o projeto venha a ser implantado, deve-se ter atenção às questões relativas à indução eletromagnética e riscos de corrosão do duto.

A diretriz intersecta duas ferrovias em seu percurso, a Tronco Norte Recife (EF-11), na altura da Fábrica MEC-TRONIC, no município de São Lourenço da Mata/PE, e a Ferrovia da Companhia Ferroviária do Nordeste

(CFN) em dois trechos, próximo ao trecho urbano de Cabo Santo Agostinho/PE e em Jaboatão dos Guararapes/PE.

O projeto será implantado em região de alta densidade de ocupação, percorrendo municípios que compõem a Região Metropolitana de Recife. Como mencionado, para minimizar o impacto de implantação do duto, a maior parte do traçado estabelecido segue pela faixa existente do Nordeste (57,61%). Nos trechos em que a diretriz descola das faixas, em zonas de maior grau de urbanização, são percorridos áreas de mosaico de usos (24,68%), cultivo de cana-de-açúcar (8,32%), zonas com vegetação nativa de formação florestal (7,22%) e savânica (0,21%), além de áreas de pastagem (1,96%).

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associados a colinas, tabuleiros e tabuleiros dissecados (CPRM, 2014). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, desde que o traçado mantenha a proposta de perseguir os divisores d'água e interflúvios. As planícies flúvio-marinhas sugerem complexidade geotécnica, mas são de reduzida extensão.

Em relação a massas d'água, destaca-se a travessia do reservatório Duas Unas (130m), no município de Jaboatão dos Guararapes/PE.

O traçado interfere em 20 processos minerários, em que prevalecem as fases de requerimento de pesquisa e autorização de pesquisa, envolvendo substâncias como fosfato e argila. Intercepta ainda dois processos em concessão de lavra para a exploração de argila.

A proposta de traçado sobrepõe a unidade de conservação (UC) estadual de uso sustentável denominada Área de Proteção Ambiental (APA) Aldeia Beberibe. Criada pelo Decreto Estadual nº 34.692/2010, a APA possui aproximadamente 31.634 ha, abrangendo oito municípios pernambucanos, e conta com plano de manejo desde 2013. Na área de sobreposição, o traçado incide predominantemente sobre cultivos de cana-de-açúcar e formações florestais.

Adicionalmente, ressalta-se que o traçado passa junto aos limites das seguintes unidades de conservação: Refúgio de Vida Silvestre Matas do Sistema Gurjaú (proteção integral), no município de Cabo de Santo Agostinho/PE, e Reserva Particular do Patrimônio Natural (RPPN) Quizanga (uso sustentável), no município de São Lourenço da Mata/PE (figura 1). Esta última encontra-se inserida no interior da própria APA Aldeia Beberibe.

O traçado também apresenta interferência em dois projetos de assentamento rural, denominados Santa Rosa II e Fazenda 21.

Por fim, destaca-se que não foram identificadas interferências com outras áreas protegidas ou de interesse socioambiental, tais como terras quilombolas, terras indígenas, sítios arqueológicos ou cavernas. A Tabela 6 apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 6 6 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Veredas fase I

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura – Construção próximo a Linhas de Transmissão	Corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética	Avaliar potenciais trechos de paralelismo com linhas de transmissão e adotar medidas para mitigar risco de corrosão do duto, tal como a adoção de proteção catódica
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado dos trechos fora das faixas existentes, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Áreas protegidas	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Priorizar a travessia por áreas antropizadas no interior da APA Aldeia Beberibe, observando as orientações do plano de manejo da UC.

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Áreas protegidas	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Consultar o órgão gestor (CPRH) das UCs RVS Matas do Sistema Gurjaú e RPPN Quizanga em função de eventuais impactos por conta da proximidade com o traçado.

3.3.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de testar o impacto dos projetos na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda contidas nos estudos para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulada para esta alternativa o ano de 2035, considerando que a duplicação proposta no projeto Veredas fase I estaria construída no ano simulado. Dentre as premissas adotadas da simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicombustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035.
- Em relação a demanda *downstream* específica da região de influência do duto, considera-se a RNEST com um consumo de cerca de 2 milhões de m³/dia em 2035, já prevendo uma expansão em relação ao consumo atual.
- em termos de oferta, destaca-se que as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podem utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada;
- embora o Terminal de Regaseificação de São Paulo não esteja conectado à malha integrada, o impacto da regaseificação nesse terminal poderia reduzir o consumo de determinados *citygates* da malha integrada no estado de São Paulo. Contudo, tendo em vista o histórico da oscilação de volume de gás regaseificado nesse terminal, assume-se a premissa de que desconsiderar essa redução de consumo nos *citygates* seria o estresse máximo da malha integrada. Dessa forma, não foi considerado, nessa simulação, o impacto da operação desse terminal nos testes realizados visando simular o estresse máximo da malha.
- as ofertas de gás natural advindas do projeto Raia foram consideradas entrando a partir de 2028, enquanto a oferta do projeto SEAP entrando a partir de 2030. Para a UPGN Caraguatatuba foi adotada a premissa de injeção constante de 10 milhões de m³/dia.
- dadas as incertezas relacionadas à comercialidade de um potencial de oferta em 2035 na UPGN de Guamaré advindo de um campo da Margem Equatorial, optou-se por desconsiderar este recurso no final do período simulado, visando um estresse máximo da malha neste ponto. Assim, foi mantida a oferta nesta UPGN estável em 576 mil m³/dia no ano de 2035.

Foi modelado o projeto no Pipeline Studio® a partir das informações enviadas pela transportadora TAG na Chamada Pública do PNIIGB. Foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas em regime estacionário levando em conta as premissas de oferta e demanda descritas anteriormente.

A Figura 8 mostra, esquematicamente, a modelagem testada para o Veredas fase I no ano de 2035. Destaca-se que a figura é um recorte do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto com toda a malha integrada. As representações dos pontos de

entrega do estado de Pernambuco (PEs PE), pontos de entrega do estado da Paraíba (PEs PB), pontos de entrega do estado do Rio Grande do Norte (PEs RN) e pontos de entrega do estado do Ceará (PEs CE) na figura representam a demanda total dos pontos de entrega daqueles estados, com exceção daqueles já representados individualmente. Por exemplo, PEs CE representa todos os *citygates* do Ceará com exceção do PE Pecém já representado no esquemático. A representação PEs Ramal simboliza as demandas do gasoduto Ramal Termope.

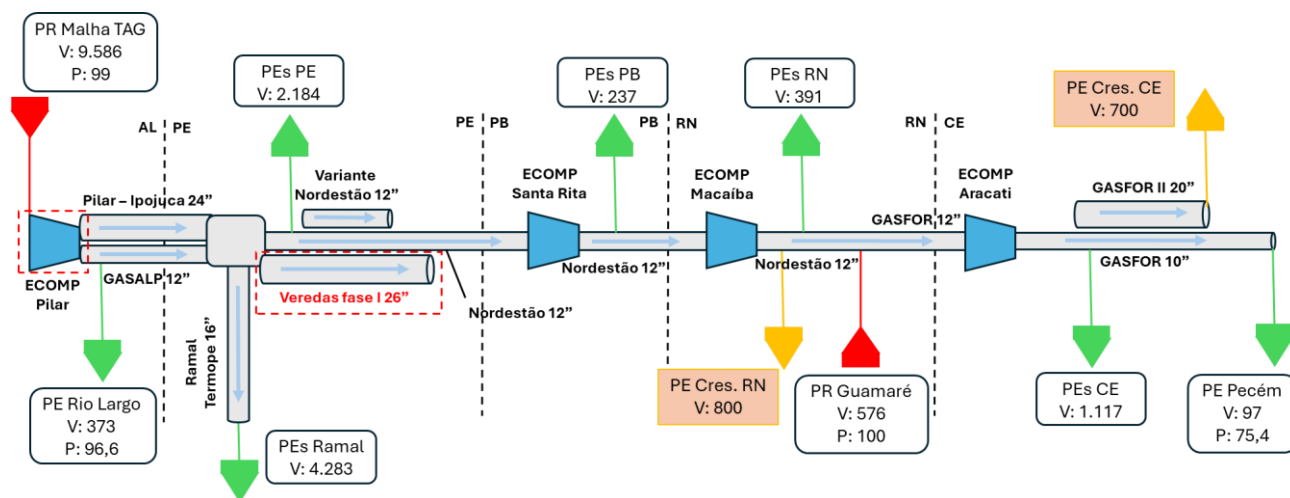


Figura 8 - Esquema da modelagem do Veredas fase I integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kg/cm², é representada pela letra P.

No ano de 2035, destaca-se que o projeto SEAP estaria injetando cerca de 9,6 milhões de m³/dia e a UPGN de Guimarães cerca de 0,6 milhões de m³/dia. Destaca-se que além do crescimento orgânico da demanda projetado pelo PDE, o projeto Veredas fase I poderia adicionar ainda expansão da capacidade de atendimento a demandas da ordem de até 800 mil m³/dia no estado do Rio Grande do Norte e mais até 700 mil m³/dia no estado do Ceará. Ressalta-se que a possibilidade de atendimento dessa demanda adicional testada pode ser diferente, a depender do perfil de demanda que se materializar. Outras simulações, com diferentes cenários de distribuição da utilização da capacidade adicionada, podem trazer resultados distintos de atendimento de demandas ao longo do trecho.

É importante mencionar também que, como premissa do PDE, o plano decenal não considera a renovação de termelétricas contratadas após o término dos seus contratos. Assim, a UTE Termoaçu que possui contrato até 2028 não é considerado no balanço do ano de 2035, bem como nenhuma das termelétricas do Ceará, UTE Termofortaleza (hibernada desde o fim de 2023) e UTE Termoceará (com contrato no finalizado no final de 2024). Contudo, existe a possibilidade que estas termelétricas vençam novamente leilões de energia no futuro e que parte ou a integralidade dessa expansão de capacidade ocasionada pelo projeto Veredas fase I seja consumida por esta demanda termelétrica. Havendo a necessidade de uma expansão maior, mais fases do projeto podem se viabilizar ou até mesmo a adição de novos pontos de oferta na malha, como a construção de um novo terminal de GNL em Pecém, podem ocorrer.

No formato simulado, ilustrado pela Figura 8, não houve restrições de atendimento as demandas da malha neste trecho no cenário definido para o ano de 2035. Todas as pressões mínimas foram respeitadas e as demandas foram atendidas nas condições necessárias.

3.3.5. Estimativas de custos

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela 77. Consequência de um gasoduto de considerável diâmetro (26 polegadas), destacam-se os custos mais representativos como Construção e Montagem (29%) e de Tubulação (25%), representando mais da metade de todo o custo do projeto. Além disso, destaca-se que este duto embora compartilhe 51 km de faixa de servidão

com o Nordeste, passa por regiões com índice demográfico elevado e por polígonos de expansão populacional, o que impacta no custo de aquisição de terrenos.

Tabela 77 - Custos associados ao projeto do gasoduto Veredas fase I

Descrição		
Custos Diretos	R\$ milhões	%
Tubulação	632	24,6
Componentes	32	1,3
Construção e Montagem	735	28,6
Instalações complementares	118	4,6
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	7	0,3
Terrenos	281	10,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	9	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	396	15,4
Contingências	363	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	2.572	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.4. Expansão da capacidade de escoamento entre os estados de Rio de Janeiro e São Paulo

Nesta seção, será analisada a expansão da capacidade de escoamento entre os estados de Rio de Janeiro e São Paulo a partir do projeto Corredor Pré-Sal Sul da NTS. O projeto é composto por um gasoduto nomeado como Gasoduto Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP (GASDUT), que é a duplicação do gasoduto GASJAP (Japeri-REDUC) e do gasoduto GASCAR (ou Campinas-Rio) no trecho Taubaté-Japeri, além de instalação de uma nova ECOMP (Piracaia/SP) e ampliação de três existentes (Taubaté/SP, Vale do Paraíba/SP e Campos Elíseos/RJ). Serão descritas as motivações que justificam a escolha dessa opção no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção do projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.4.1. Motivação do projeto

Este projeto foi apresentado nas duas últimas edições do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), 2022 e 2024, e vem sendo indicado pela EPE como uma solução necessária para aumentar o fluxo de gás natural processado entre as malhas da NTS e TBG. Hoje há uma limitação de escoamento no sentido Rio de Janeiro - São Paulo que permite um fluxo máximo de gás da ordem de 12,5 milhões de m³/dia, na conexão entre as malhas em Paulínia/SP.

O projeto da ECOMP Japeri, já com autorização de construção concedida pela ANP, aponta para essa restrição em certa medida, mas a ampliação obtida com esta ECOMP ficará limitada a uma ordem de 15 milhões de m³/dia na conexão, apesar de aumentar a vazão entre os estados para 20 milhões m³/dia. Os cenários de referência adotados indicam que a necessidade de transferência entre as malhas pode ser ainda maior caso o cenário de oferta de gás seja mais restritivo para o caso boliviano e para a UPGN de Caraguatatuba.

As premissas contidas nos estudos para o PDE 2035 apontam para uma oferta de gás boliviana ainda menor do que a apresentada no PDE 2034, reduzindo essa previsão para o patamar de 5 milhões de m³/dia já no ano de 2030 e permanecendo neste patamar até 2035. A respeito da capacidade de processamento da UPGN

de Caraguatatuba, a premissa utilizada nos estudos do PDE 2035 também é inferior a apresentado no PDE 2034, sendo mantida constante em 10 milhões de m³/dia em todo período, considerando a necessidade de alguma modificação na UPGN para manter este patamar até o fim do horizonte, em 2035.

Uma premissa importante é a necessidade de o STGN ser capaz de atender a todas as demandas, mesmo que cenários muito restritivos dessas ofertas venham a se concretizar, de modo a garantir a segurança do abastecimento e a segurança energética do País. Neste sentido, o projeto Corredor Pré-Sal Sul se mostra como uma solução para reforçar a capacidade de atendimento da malha integrada e garantir um maior aproveitamento do recurso nacional, visto que boa parte da oferta nacional de gás natural prevista para os próximos anos será injetada no estado do Rio de Janeiro. Possibilitar a chegada deste recurso à malha TBG é fundamental para garantir essa segurança de fornecimento, monetizando os recursos do Brasil e reduzindo a dependência de recursos importados, além de possibilitar a interiorização do gás para novos mercados.

Após concluído, o projeto Corredor Pré-Sal Sul teria a capacidade de transportar do Rio de Janeiro para São Paulo até 40 milhões de m³/dia de gás natural e para interconexão em Paulínia/SP com a TBG cerca de 25 milhões de m³/dia, vazão superior à demanda total da malha da TBG atual.

3.4.2. Descrição do projeto

O projeto Corredor Pré-Sal Sul é composto pela duplicação de dois gasodutos, GASJAP e GASCAR (trecho Taubaté-Japeri) e a duplicação de três ECOMPs (Taubaté, Vale do Paraíba e Campos Elíseos) e uma nova ECOMP em Piracaia/SP.

No que diz respeito ao gasoduto, nomeado como GASDUT, o duto teria 294,5 km de extensão e 28 polegadas de diâmetro. O gasoduto foi concebido para ser bidirecional e compartilharia faixa de servidão com os gasodutos existentes GASJAP e GASCAR que seriam duplicados (além de outros dutos como adutoras, oleodutos e outros gasodutos, a depender do trecho). Porém, em alguns trechos do gasoduto serão necessários alargamento da faixa, por restrição de espaço na faixa, ou mesmo pequenos desvios.

Em relação as novas estações de compressão, destaca-se que as ECOMPs Taubaté II, Vale do Paraíba II e Campos Elíseos II seriam construídas em terreno ao lado das ECOMPs existentes. A ECOMP Taubaté II teria vazão máxima de 20 milhões de m³/dia, enquanto a ECOMP Vale do Paraíba II, 21 milhões de m³/dia, e a ECOMP Campos Elíseos II, 25,3 milhões de m³/dia. Em relação a nova ECOMP em Piracaia, esta teria uma vazão máxima de 25 milhões de m³/dia. Todas elas seriam projetadas para uma pressão de sucção mínima de 55 kg/cm² e uma pressão de descarga de 100 kg/cm².

A Figura 9 ilustra o trecho do projeto do corredor Pré-Sal Sul. Cabe destacar que a ECOMP Japeri é um projeto a parte e já está em trâmites finais para iniciar a sua construção.

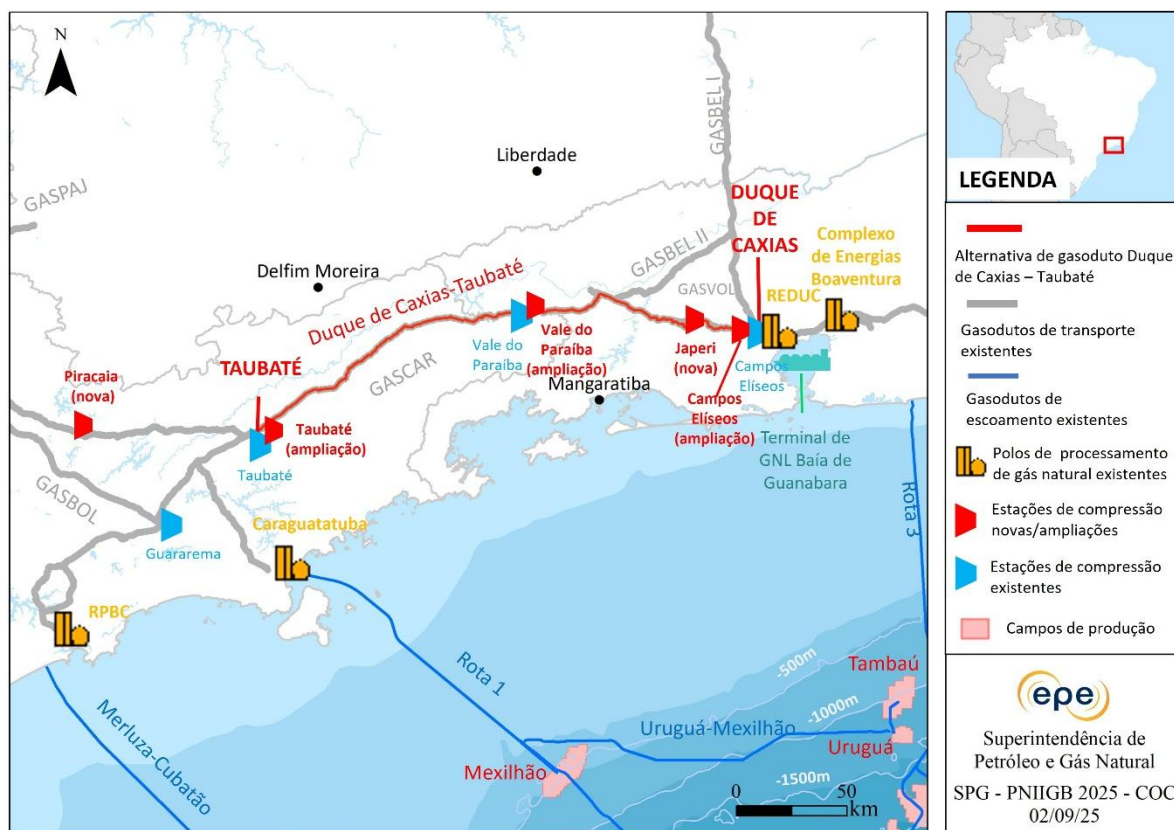


Figura 9 - Mapa de localização do projeto Corredor Pré-Sal Sul

Fonte: Elaboração própria EPE.

3.4.3. Análise socioambiental

O traçado definido para o gasoduto possui cerca de 295 km, partindo da REDUC, em Duque de Caxias (RJ), seguindo até uma estação de compressão (ECOMP) situada no município de Taubaté (SP). O projeto seria implementado nas faixas de servidão de gasodutos em operação, quais sejam: GASJAP II (REDUC - ESJAP) e GASCAR II (trechos Japeri - ESVOL, ESVOL - Arapeí e Arapeí – Taubaté).

A diretriz se estende por onze municípios do estado do Rio de Janeiro (Duque de Caxias, Nova Iguaçu, Japeri, Seropédica, Paracambi, Piraí, Pinheiral, Volta Redonda, Miguel Pereira, Barra Mansa e Resende) e treze do estado de São Paulo (Bananal, Arapeí, São José do Barreiro, Areais, Silveiras, Cachoeira Paulista, Canas, Lorena, Guaratinguetá, Aparecida, Roseira, Pindamonhangaba e Taubaté), atravessando áreas com bom apoio viário, com presença de rodovias federais (BR-116, BR-383, BR-459), rodovias estaduais (RJ-101, RJ-085, RJ-093, RJ-113, SP-068, SP-072, dentre outras), além de vias secundárias. Em quatro pontos o traçado interfere em ferrovias, sendo três na Região Metropolitana do Rio de Janeiro e uma nas imediações do município de Barra Mansa/RJ.

Destaca-se que a diretriz cruza com 18 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de três linhas planejadas. Portanto, deve-se atentar para questões relativas à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

Como está prevista a instalação do gasoduto majoritariamente em faixa existente, não se espera muita interferência do traçado referencial nos diversos usos do solo atravessados na região. Contudo, caso o gasoduto seja implantado, os pontos de apoio durante a fase de construção, tal como canteiros de obra e espaços utilizados para abertura das valas, também podem impactar em áreas além da faixa de servidão existente.

Partindo da Refinaria Duque de Caxias, nos dez quilômetros iniciais, o contexto do uso do solo é de área urbana adensada. A partir daí, seguindo a oeste por cerca de cinquenta quilômetros, o traçado passa ao longo

de uma faixa compreendida entre a área de expansão urbana da Região Metropolitana do Rio de Janeiro e a Serra do Mar, onde pode-se observar importante presença de fragmentos de vegetação nativa, pastagens e algumas áreas de agricultura.

Ao adentrar o estado de São Paulo, até a chegada em Taubaté/SP, o traçado segue paralelamente à Rodovia Presidente Dutra (BR-116), em áreas com menor presença de fragmentos de vegetação nativa, núcleos urbanos, passando por importantes áreas agrícolas.

O traçado elaborado atravessa predominantemente relevos de colinas e morros baixos (CPRM, 2017; 2010c). Há trechos de relevos acidentados associados a domínios montanhosos, morros altos e escarpas serranas, sobretudo nos municípios de Paracambi/RJ e Pirai/RJ. Do ponto de vista topográfico, essa configuração, caracterizada “mares de morros” e trechos de domínios montanhosos, sugere complexidade para a fase construtiva do gasoduto.

Observa-se ainda a presença de planícies fluviolacustres e fluviomarinhas mais relevantes na Baixada Fluminense do Estado do Rio de Janeiro, nos municípios de Paracambi, Japeri, Nova Iguaçu e Duque de Caixas, representando aproximadamente 14% do traçado. Essas unidades correspondem a superfícies com materiais de granulometria e composições diversas, sinalizando complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. Não há travessias expressivas em cursos d’água.

O traçado interfere em 64 processos minerários, em que prevalecem fases de autorização de pesquisa (34) e requerimento de lavra (13), envolvendo substâncias como saibro, areia e argila, utilizadas na área de construção civil. Há concentração de processos minerários em alguns municípios da Baixada Fluminense, com impossibilidade de desvio. O traçado proposto intercepta três processos em concessão de lavra para a exploração de saibro, água mineral e argila.

O traçado intercepta 10 unidades de conservação ao longo do seu percurso, sendo nove de uso sustentável, todas da categoria Área de Proteção Ambiental, e uma de proteção integral (Parque Natural Municipal Volta Redonda). Há ainda interferência nas zonas de amortecimento de duas unidades de conservação – Reserva Biológica do Tinguá e Parque Nacional da Serra da Bocaina. Portanto, caso o gasoduto venha a ser construído, os órgãos gestores dessas unidades de conservação deverão ser consultados para verificar restrições e condicionantes para a implantação da infraestrutura. Além disso, deve-se adotar técnicas de engenharia que minimizem os impactos sobre as regiões mais preservadas dessas UCs.

O traçado cruza quatro projetos de assentamento nos municípios de Taubaté/SP, Pirai/RJ, Paracambi/RJ e Nova Iguaçu/RJ. A Tabela 88 apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela 88 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Corredor Pré-Sal Sul

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	Compartilhamento de faixa. Anuência do agente operador da faixa.	Consulta ao agente operador Aproveitamento de faixa existente, reduzindo impacto de implantação do gasoduto
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição das áreas de apoio para implantação do gasoduto, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Áreas protegidas – nove unidades de conservação	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Consultar órgãos gestores das 10 unidades de conservação, de forma a verificar restrições e condicionantes para implantação do gasoduto, observando as orientações dos planos de manejo.

3.4.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de verificar o impacto dos projetos na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda dos estudos referentes ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foram simulados apenas o cenário do PDE 2035 referente ao ano de 2035, considerando que a duplicação proposta no projeto Corredor Pré-Sal Sul estaria construída no ano simulado, hipoteticamente. Dentre as premissas adotadas da simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomcombustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035.
- em termos de oferta, destaca-se que as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podem utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada;
- embora o Terminal de Regaseificação de São Paulo não esteja conectado à malha integrada, o impacto da regaseificação nesse terminal poderia reduzir o consumo de determinados citygates da malha integrada no estado de São Paulo. Contudo, tendo em vista o histórico da oscilação de volume de gás regaseificado nesse terminal, assume-se a premissa de que desconsiderar essa redução de consumo nos citygates seria o estresse máximo da malha integrada. Dessa forma, não foi considerado, nessa simulação, o impacto da operação desse terminal nos testes realizados visando simular o estresse máximo da malha.
- as ofertas de gás natural advindas do projeto Raia foram consideradas entrando a partir de 2028, enquanto a oferta do projeto SEAP entrando a partir de 2030. Para a UPGN Caraguatatuba foi adotada a premissa de injeção constante de 10 milhões de m³/dia.
- foi considerado no ano simulado, 2035, que a ECOMP Japeri já estaria operacional.

Foi modelado o projeto no Pipeline Studio® de acordo com as informações disponibilizadas pela transportadora NTS na etapa de Chamada Pública do PNIIGB. Foram realizadas simulações no regime estacionário levando em conta as premissas de oferta e demanda descritas anteriormente.

A Figura 10 mostra esquematicamente a modelagem de forma simplificada testada para o Corredor Pré-Sal Sul no ano de 2035. Destaca-se que a figura é um recorte do Sistema de Transporte de Gás Natural (STGN) e é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto com toda a malha integrada. Por se tratar de um trecho extremamente complexo da malha, mesmo a simplificação abaixo exigiu a não representação de alguns dados técnicos dos citygates (vazão e pressão) para melhor compreensão e visualização das informações em destaque. Em vermelho, são evidenciadas as alterações consequência do projeto Corredor Pré-Sal Sul, gasoduto GASDUT e as ECOMPs adicionadas.

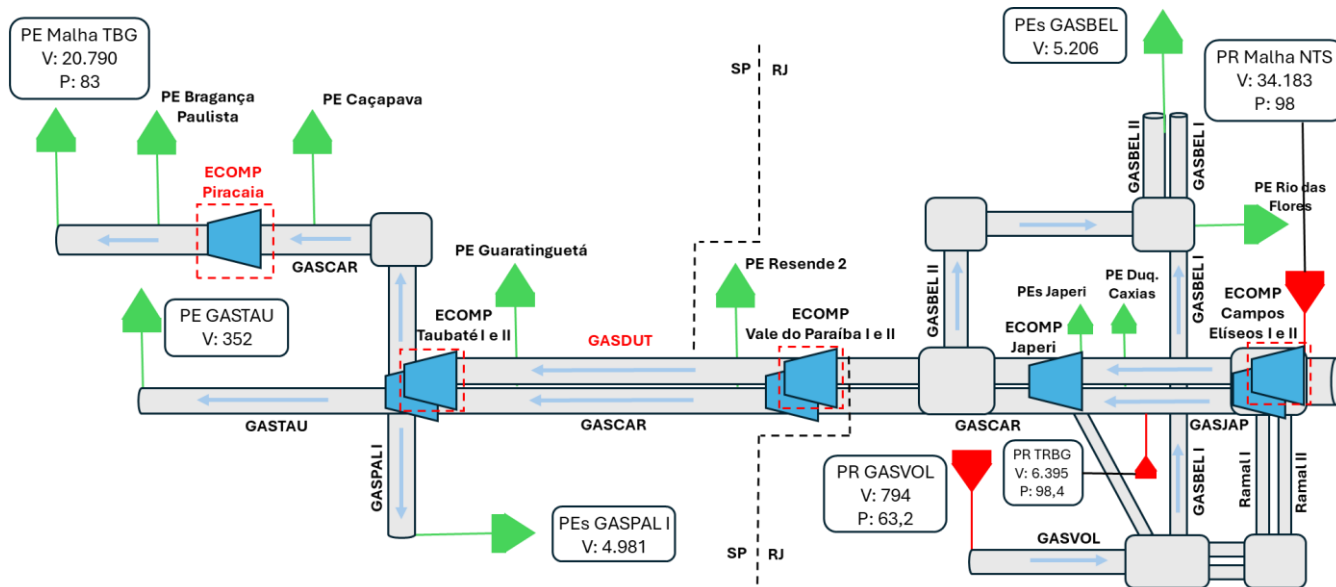


Figura 10 - Esquema da modelagem do Corredor Pré-Sal Sul integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kg/cm², é representada pela letra P.

No ano de 2035, destaca-se que o projeto Raia estaria injetando cerca de 10,5 milhões m³/dia. A oferta de gás da Bolívia definida a 5 milhões m³/dia e da UPGN de Caraguatatuba em 10 milhões de m³/dia exigem uma transferência de gás maior da malha da NTS para a malha da TBG. Dessa forma, seriam necessários quase 21 milhões de m³/dia em Paulínia (PE Malha TBG, na representação) tendo em vista os cenários de oferta e demanda definidos pelo PDE 2035, entre eles a necessidade de atendimento da demanda da FAFEN Uberaba considerada neste ano.

Embora com as representações acima tenha sido mostrado o cenário referente aos estudos que suportam o PDE 2035 no ano de 2035, outros cenários foram testados para verificar a capacidade de transporte da malha com este projeto, considerando que as premissas de oferta do PDE não se realizarem. Dentre eles, por exemplo, a necessidade de toda a capacidade do projeto (25 milhões de m³/dia) chegando à interconexão com a TBG em Paulínia/SP, bem como (e juntamente com) o cenário o qual a UPGN Caraguatatuba injetaria apenas volumes mínimos (na ordem de grandeza de 2 milhões de m³/dia) na malha. Não houve restrições de atendimento às demandas para o ano de 2035 em nenhum dos cenários testados. Todas as pressões mínimas foram respeitadas e as demandas foram atendidas nas condições necessárias.

3.4.5. Estimativas de custos

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela 99. Consequência de um gasoduto de considerável diâmetro (28 polegadas), destacam-se os custos mais representativos como Tubulação (23%), Construção e Montagem (20%), além dos custos relativos a Instalações complementares (23%), correspondendo a mais de dois terços de todo o custo do projeto. Além disso, destaca-se que mesmo sendo construído em faixa existente, segundo a NTS, haveria necessidade de ampliação da faixa em alguns trechos, tendo em vista restrições de espaço apontadas pela dona da faixa de servidão. Logo, os custos associados a terrenos, são majoritários da ampliação da faixa de servidão a ser adquirida.

Tabela 99 - Custos associados ao projeto do gasoduto Corredor Pré-Sal Sul

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	1.768	22,9
Componentes	106	1,4
Construção e Montagem	1.553	20,1
Instalações complementares	1.736	22,5
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	21	0,3

Terrenos	297	3,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	21	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.108	14,4
Contingências	1.101	14,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	7.711	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.5. Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS

Nesta seção será analisado o projeto de Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS. Serão descritas as motivações que justificam a inclusão deste projeto no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção dos projetos. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo destes projetos.

3.5.1. Motivação do projeto

O projeto de Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS busca ampliar a capacidade de atendimento de demandas em Santa Catarina e no Rio Grande do Sul ao longo do Gasoduto GASBOL. Este projeto também tem, por objetivo, o escoamento de gás argentino que pode vir a ser importado através do gasoduto Uruguaiana/RS-Triunfo/RS, possibilitando ampliação do alcance deste gás além do ponto de conexão entre as malhas da TBG e da TSB.

O gasoduto GASBOL possui caráter telescópico, apresentando reduções sucessivas de seu diâmetro em direção ao seu extremo sul, diminuindo a capacidade de movimentação e entrega de gás natural neste sentido. Considerando as eventuais necessidades de despacho termelétrico a gás natural da UTE Canoas (Sepé Tiaraju), simultaneamente às demais demandas no trecho final deste duto (em especial o Polo Petroquímico de Triunfo), observa-se limitação de capacidade que impede o pleno atendimento dos consumidores na região. Esta situação acaba por exigir que a UTE opere a óleo diesel, seu combustível alternativo, conforme anteriormente apontado em outros estudos da EPE, como edições anteriores do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) e do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE).

Dessa forma, o projeto Duplicação de Siderópolis/RS a Porto Alegre/RS fortalece a capacidade de atendimento de demandas ao longo do trecho analisado através da eliminação da restrição apontada, além de possibilitar a ampliação da oferta de gás através do gás argentino, que pode atuar como uma alternativa à importação boliviana, em virtude das incertezas quanto à importação de gás boliviano.

3.5.2. Descrição do projeto

O projeto do gasoduto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS está caracterizado como um duto de 16 polegadas iniciando em Siderópolis/SC do Gasoduto GASBOL seguindo até o final do trecho sul do GASBOL, no município de Porto Alegre/RS, totalizando 249 km e possibilitando vazões em torno de 2 milhões de m³/dia. Este projeto atravessa 4 municípios no estado de Santa Catarina e 14 municípios no estado do Rio Grande do Sul, podendo-se destacar Criciúma (SC), Novo Hamburgo (RS), Gravataí (RS), São Leopoldo (RS), Canoas (RS) e Porto Alegre (RS) além de relevantes mercados regionais como Içará (SC), Guaíba (RS), Triunfo (RS), Caxias do Sul (RS) e Bento Gonçalves (RS).

Além disso, considera a instalação de uma nova unidade de compressão, em ponto anterior ao início do projeto, no município de Gaspar/SC. Adicionalmente, este projeto apresenta o deslocamento da estação de compressão existente Siderópolis, do município de mesmo nome no estado de Santa Catarina, para o município de Tubarão/SC, de modo de tornar mais eficiente as ampliações ao permitir a redução no custo de aquisição de equipamentos.

Por fim, destaca-se que o projeto será bidirecional (permitindo movimentação de gás nacional, gás boliviano oriundo do Trecho Norte do GASBOL e gás argentino vindo do Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre) bem como se estende inteiramente ao longo do traçado existente do GASBOL, de modo que o duto utilizará a mesma faixa de servidão do GASBOL. As estações de compressão serão instaladas em área adjacente a pontos de entrega nos municípios destacados. Estas medidas visam reduzir os custos e os impactos ambientais, bem como reduzir os tempos necessários para a instalação deste projeto.

Este projeto pode ser observado na Figura 11.



Figura 11 - Mapa de localização do projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS

Fonte: Elaboração própria EPE.

3.5.3. Análise socioambiental

O gasoduto proposto para conectar o município de Siderópolis/SC e a região de Canoas/RS possui 249 km, cruza 18 municípios, sendo quatro em Santa Catarina e 14 no Rio Grande do Sul. Adotou-se como premissa a implantação do futuro gasoduto em trecho da faixa de servidão existente do Gasoduto Brasil – Bolívia (GASBOL).

A diretriz do gasoduto passa por regiões com bom acesso viário, cruzando rodovias estaduais, tais como RS-118, RS-239, RS-115, RS-020, RS-453, SC-447, SC-443 e SC-444, além de diversas estradas municipais e vias vicinais presentes na região. Em determinados trechos, a diretriz segue paralela à malha viária, como por

exemplo, na altura das rodovias RS-110, RS-020 e BR-285. Os acessos existentes e a própria faixa de servidão do GASBOL deverão ser utilizados para implantação do gasoduto, reduzindo impactos e minimizando esforços durante a construção do novo empreendimento. Destaca-se que a diretriz cruza com 11 linhas de transmissão (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de quatro linhas planejadas.

O projeto atravessa áreas urbanas e de expansão urbana, principalmente nas proximidades em seus trechos inicial e final, áreas rurais e de vegetação nativa. Os fragmentos mais extensos de floresta se concentram nas áreas montanhosas, com destaque para a região entre os municípios Taquara/RS e São Francisco de Paula/RS e na divisa entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Nas áreas rurais são desenvolvidas atividades de pastagem, silvicultura, rizicultura, havendo também pequenas propriedades com culturas perenes e semi-perenes.

Partindo do município de Siderópolis/SC, o traçado passa por planaltos e baixos platôs, seguidos por área de morros e serras baixas até atingir, na divisa dos estados de SC e RS, região de escarpa serrana, cuja altitude varia cerca de mil metros em uma distância de pouco mais de 3 km. Da divisa estadual até a altura do município de São Francisco de Paula/RS, predominam áreas de planaltos e baixos platôs. Deste município até a região de Canoas/RS é atravessada região com relevo acidentado, com presença de áreas de escarpa serrana e regiões de morros e serras. Destaca-se a presença de mais de 40 cursos d'água ao longo do traçado proposto e trechos de áreas alagadas. Como se prevê o compartilhamento de faixa de servidão do GASBOL, os desafios construtivos devem ser atenuados.

A diretriz passa próxima ou se sobrepõe a 53 polígonos de processos minerários registrados na ANM. Os oito processos em fase de concessão de lavra referem-se à exploração de argila (4), cascalho (2) e carvão (2). Como se prevê implantação do duto em faixa existente não são esperadas grandes interferências nessas áreas de mineração.

A unidade de conservação Parque Estadual do Tainhas, situada nos municípios de São Francisco de Paula, Jaquirana e Cambará do Sul, no RS, é atravessada pelo traçado do gasoduto. Porém, considerando a instalação do novo gasoduto em faixa de servidão existente, não são esperadas interferências significativas nessa área protegida. Conforme base de dados consultada, o traçado não interfere em terra indígena, terra quilombola ou assentamentos rurais.

A Tabela10 apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados para o duto.

Tabela10 10 - Desafios e recomendações para a implantação do gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Infraestrutura - paralelismo parcial com faixa de dutos	Compartilhamento de faixa. Anuência do agente operador da faixa.	Consulta ao agente operador Aproveitamento de faixa existente, reduzindo impacto de implantação do gasoduto
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental.	Na definição das áreas de apoio para implantação do gasoduto, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Áreas protegidas – nove unidades de conservação	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Consultar órgão gestor do Parque Estadual do Tainhas, de forma a verificar restrições e condicionantes para implantação do gasoduto, observando as orientações do plano de manejo.

3.5.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de avaliar o impacto dos projetos na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas contidas nos estudos de oferta e demanda que suportam

o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035, considerando que o projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS estaria construído já no ano simulado. Dentre as premissas adotadas da simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomcombustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035.
- em termos de oferta, destaca-se que a ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada;

A partir destas premissas, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas do projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS considerando um patamar de oferta de 5 milhões de m³/dia oriundo do GASBOL e até 15 milhões de m³/dia oriundos do Terminal de GNL TGS, oriundos do PDE 2035. Também foi considerado um cenário considerando disponibilidade de 15 milhões de m³/dia a partir da Argentina (de forma a testar a atuação deste projeto no escoamento deste gás em direção ao trecho norte do GASBOL)².

A estes volumes importados podem ser somados aqueles oriundos da conexão entre as malhas TBG e NTS, em Paulínia, em uma vazão máxima entre 20 a 25 milhões de m³/dia, em especial de produção nacional vindo do Rio de Janeiro, da região exploratória do Pré-sal. A demanda total abastecida pelos gasodutos GASBOL e TSB totalizam, de acordo os estudos para o PDE 2035, 26,5 milhões de m³/dia em 2035.

Para fins de representação, optou-se por utilizar o gasoduto TSB (Trecho 3) e somente um trecho do gasoduto TBG, iniciando-se a partir da ECOMP Gaspar. Este recorte da malha seria abastecido com uma mistura de gás importado (Bolívia e GNL do TGS) e gás nacional, em volumes equivalentes à demanda atendida. Com relação à demanda, considerou-se que o trecho analisado apresenta consumos em torno de 5,5 milhões de m³/dia (2035) dividido em regiões: (i) entre Gaspar e Siderópolis, (ii) entre Siderópolis e Canoas e (iii) entre Canoas e Polo Petroquímico de Triunfo. A Figura 12 a seguir, representa de forma esquemática a malha simulada no *software* Pipeline Studio®, incluindo as vazões de oferta e de demandas por área de simulação.

Uma vez que o projeto tem por objetivo reforçar a capacidade de entrega na região de Canoas/RS bem como possibilitar o escoamento de gás argentino que chegue neste município através do Gasoduto Uruguiana – Porto Alegre (Trecho 3), não foram incluídos pontos de entrega ao longo do traçado planejado. Em função dos objetivos definidos para este gasoduto, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas em ambos os sentidos, empregando mix de gás nacional + importação da Bolívia e do TGS quando avaliado o projeto no sentido Norte-Sul da malha e empregando o mix nacional + importação da Bolívia + TGS + Argentina quando avaliado no sentido Sul-Norte da malha.

Como resultado das simulações termofluido-hidráulicas, considerando o perfil de ofertas e demandas do PDE 2035 podem ser destacados os seguintes pontos:

- 1- Dimensionamento do duto com 16 polegadas permite o pleno atendimento, mantendo os atuais níveis de pressão do trecho (75 kgf/cm²)

² A análise da integração entre o projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS e o projeto Conexão Brasil-Argentina é apresentada em maiores detalhes na Seção 3.7.

- 2- ECOMP Gaspar visa fornecer segurança a esta malha nas situações em que o terminal de GNL TGS não opere como, por exemplo, em decorrência da saída do FSRU³ ou em função de elevação dos preços de GNL
- 3- Percebe-se necessidade do aumento de compressão entre o trecho Biguaçu e Siderópolis. De forma a ter redução de custos, percebeu-se que o reposicionamento da ECOMP Siderópolis para o município de Tubarão/SC é capaz de atender a este requisito de compressão.
- 4- Vazão adicional em torno de 2 milhões de m³/dia de gás natural para a região de Porto Alegre/RS, Canoas/RS e Triunfo/RS, possibilitando atendimento da UTE Canoas e ainda um excedente na região em torno de 300 mil m³/dia

Estes resultados podem ser observados na Figura 1212.

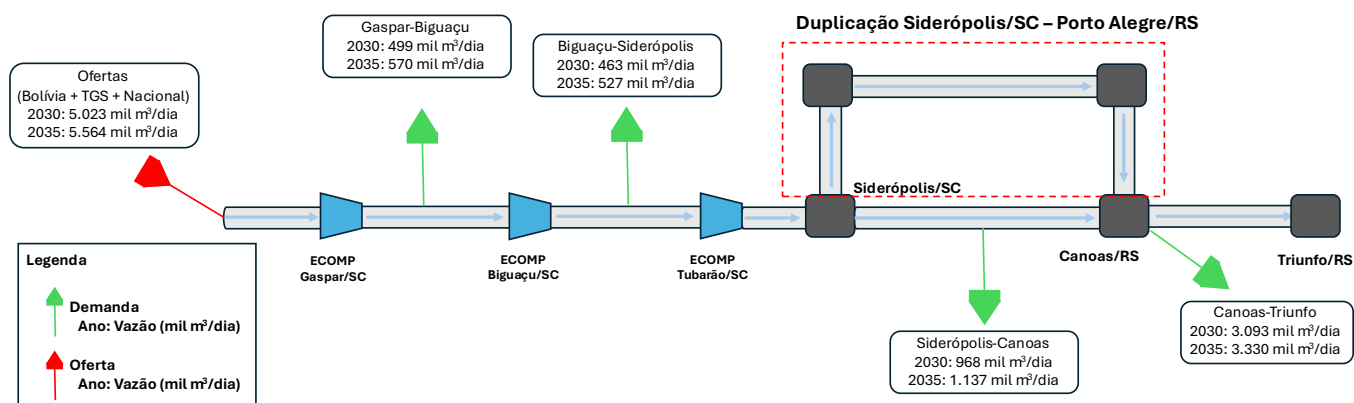


Figura 1212 - Modelagem esquemática da simulação do projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre sem oferta argentina

Com relação à utilização deste duto para movimentação de gás argentino⁴, os resultados obtidos são os seguintes:

- 1- A chegada do gás argentino, em Triunfo/RS, atinge patamares em torno de 6 milhões de m³/dia, sendo majoritariamente utilizado para atendimentos de demandas na região de Triunfo/RS e Canoas/RS e seu excedente é movimentado para o restante da malha, em direção ao trecho norte;
- 2- Este duto movimenta em torno de 1 milhão de m³/dia de gás argentino até o município de Siderópolis/SC, ao qual é somado aproximadamente 0,5 milhão de m³/dia (também argentinos) que chegam no município através do trecho Uruguaiana-Porto Alegre original. Os 1,5 milhão de m³/dia resultantes permitem atendimento de demandas até a região de Guaramirim/SC, posterior à ECOMP Gaspar/SC, em direção ao trecho norte do GASBOL;
- 3- Ocorre redução da movimentação de gás do restante da malha em direção ao trecho sul do GASBOL, exigindo apenas complementação de vazões por meio do TGS.

Estes resultados podem ser vistos na Figura 13.

³ Como ocorrido no segundo semestre de 2025.

⁴ A análise da integração entre o projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS e o projeto Conexão Brasil-Argentina é apresentada em maiores detalhes na Seção 3.7.

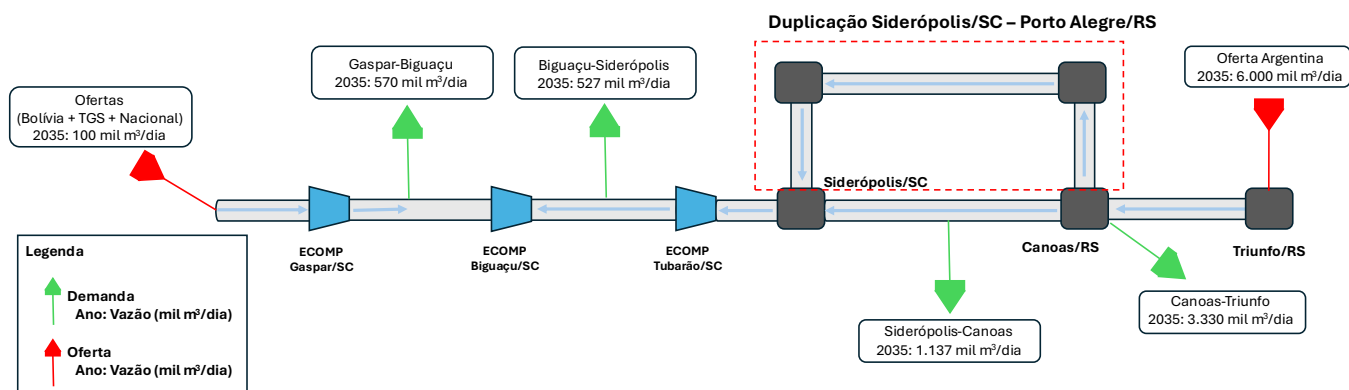


Figura13 13 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do Projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS com oferta argentina

Assim, a instalação do novo trecho de duto entre Siderópolis/SC e Canoas/RS, associado ao novo compressor entre Araucária/PR e Biguaçu/SC e ao deslocamento da ECOMP Siderópolis para o município de Tubarão/SC, permitiria uma maior vazão no trecho final do GASBOL e consequente, pleno atendimento das demandas na região, contando ainda com um excedente. Adicionalmente, ao considerar a oferta argentina, graças à sua posição no trecho final do sistema GASBOL/TSB, possibilita um melhor atendimento das demandas nesta região (devido à menor perda de carga), além de escoamento de 1,5 milhão de m³/dia a partir de Siderópolis em direção ao trecho mais ao norte do GASBOL.

3.5.5. Estimativa de Custos

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela11. Destacam-se os custos mais representativos como Construção e Montagem (31%) e de Tubulação (20%), representando mais da metade de todo o custo do projeto.

Tabela11 11 - Custos associados ao projeto do gasoduto de Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	580	19,6
Componentes	31	1,0
Construção e Montagem	927	31,2
Instalações complementares	526	17,7
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	17	0,6
Terrenos	4	0,1
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	19	0,6
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	440	14,8
Contingências	421	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	2.966	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.6. Conexão Uberaba/MG

Nesta seção será analisado o projeto do gasoduto que deve conectar o município de Uberaba/MG à malha de gasodutos de transporte. Serão descritas as motivações que justificam a presença desse projeto no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção do projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.6.1. Motivação do projeto

Um gasoduto conectando a malha de gasodutos de transporte a Uberaba/MG possibilita levar gás natural e biometano a uma região importante do país que é o Triângulo Mineiro, a qual tem como destaques as cidades de Uberaba e Uberlândia.

Trata-se de um importante polo industrial do estado de Minas Gerais, uma vez que os valores de atividade industrial dos dois municípios somados superam o valor da capital mineira, Belo Horizonte. Os municípios de Uberaba e Uberlândia contavam com população de 337.836 e 713.224 habitantes, respectivamente, em 2022, conforme informação mais recente do IBGE. Enquanto o Valor Adicionado Bruto do setor industrial de Uberlândia era de R\$ 10.576 milhões em 2021, Uberaba tinha Valor Adicionado Bruto do setor industrial de R\$ 6.134 milhões, no mesmo ano (IBGE, 2025).

A chegada do gasoduto a Uberaba deve possibilitar o atendimento de demandas nos setores agroindustrial e siderúrgico, além de demandas não industriais como o uso residencial, comercial e veicular. Adicionalmente, em Uberaba seriam instaladas fábricas de produção de fertilizantes que podem utilizar o gás natural como insumo para seus processos de produção.

É importante destacar também que, como o traçado desse gasoduto atravessa diversos municípios no norte do estado de São Paulo até chegar à região do Triângulo Mineiro, futuros pontos de entrega, bem como futuros pontos de recebimento de biometano podem ser incluídos ao longo do seu traçado. Foi identificado que o traçado desse gasoduto está próximo de importantes municípios do estado de São Paulo e em uma região com alto potencial de produção de biometano proveniente de usinas de açúcar e álcool, os quais podem favorecer a instalação dos pontos de entrega e os de recebimento mencionados. O projeto é compatível com a possibilidade de uma futura expansão que poderia promover interiorização de infraestrutura, levando gás para o estado de Goiás e para o Distrito Federal.

Para esse ciclo do PNIIGB, foi incluído apenas o trecho do gasoduto que conectaria o município de Uberaba ao GASBOL, sendo que o ponto de partida do gasoduto deve ser no município de Iacanga/SP. Essa atualização foi proposta no PIG 2024, visando um melhor aproveitamento do potencial de oferta de biometano da região Noroeste do estado de São Paulo e o atendimento de novos municípios desse estado que ainda não se encontram conectados à malha integrada de gasodutos.

Etapas posteriores para expansão desse gasoduto, envolveriam a construção do trecho que vai de Uberaba/MG a Uberlândia/MG e o trecho até o Distrito Federal. No entanto, para essas etapas de expansão, seriam necessários maiores estudos de mapeamento da demanda e da oferta correspondente. Dessa forma, esses projetos de expansão podem ser considerados em próximos ciclos do plano.

Ressalte-se, por fim, que há um projeto da Transportadora de Gás do Brasil Central S.A (TGBC), conhecido como Gasoduto Brasil Central, cujo traçado visa interligar o município de São Carlos/SP até chegar à Brasília/DF, passando pelos municípios de Uberaba e Uberlândia no Triângulo Mineiro. O projeto teve licença de instalação emitida pelo IBAMA em 2013, no entanto, em 2014 a TGBC informou ao Ibama que as obras de construção do gasoduto não foram iniciadas, devido à ausência de interessados na Chamada Pública para Alocação de Capacidade que era necessária para que a ANP emitisse a Autorização de Construção (AC) para o empreendimento (IBAMA, 2017). Esse traçado foi analisado pela EPE no Plano Indicativo de Gasodutos de

Transporte (PIG), publicado em 2019 (EPE, 2019). Este projeto, por já estar autorizado pela ANP, não foi incluído no presente documento, embora seja importante registrar que ele é alternativo à proposta ora apresentada.

3.6.2. Descrição do projeto

O traçado do gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG (Figura 1414) se inicia no GASBOL, gasoduto operado pela TBG, em ponto a jusante da estação de compressão de lacanga/SP e tem como destino o município de Uberaba/MG, na região do Triângulo Mineiro. O gasoduto possui aproximadamente 260 km de extensão e diâmetro nominal de 20 polegadas. Sua faixa de domínio é de 20 metros de largura, devendo ser desenvolvidos 230 km de faixa nova. Um trecho de 30 km do projeto compartilhará faixa de domínio com outros dutos previamente instalados, iniciando-se próximo à fronteira dos municípios de Ituverava/SP e Aramina/SP e terminando em Uberaba/MG. Em seu traçado, o gasoduto percorrerá 19 municípios do estado de São Paulo e 1 município de Minas Gerais.



Figura 1414 - Mapa de localização do gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG

Fonte: Elaboração própria EPE.

Além do gasoduto, o projeto prevê a instalação de três pontos de entrega: Bebedouro/SP, com capacidade de 500 mil m³/dia, São Joaquim da Barra/SP, com capacidade de 500 mil m³/dia, e Uberaba, com capacidade de 5 milhões de m³/dia.

O projeto prevê a construção do gasoduto com tubos de aço API 5L X70, que permitirá fluxo bidirecional de 6 milhões de m³/dia. O projeto desse gasoduto foi desenvolvido considerando uma pressão máxima de 100 kgf/cm² e nele também estão previstos lançadores e recebedores de pig.

3.6.3. Análise socioambiental

O traçado de cerca de 260 km definido para o gasoduto teve como principais norteadores para sua definição: i) desviar de áreas urbanas; ii) minimizar interferências com remanescentes florestais; iii) desviar de áreas de concentração de pivôs centrais (presentes principalmente no trecho norte da região); e iv) otimizar as travessias nos cursos d'água da região.

A diretriz se estende por 19 municípios de São Paulo e um de Minas Gerais, atravessando região predominantemente rural, com escassez de vias pavimentadas, fato que deve demandar melhoria nos acessos na fase de obras.

Na altura do município de Fernando Prestes/SP, o traçado cruza com a ferrovia EF-364 (trecho Araraquara – Ponte) e com a ferrovia EF-5 (trecho Casa Branca – Araguari) no extremo norte do percurso, próximo da divisa entre Minas e São Paulo.

O traçado cruza com 13 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com o traçado de uma linha planejada. Destaca-se que todos os cruzamentos são realizados de forma transversal, não havendo paralelismo, fato que evita o risco de corrosão do duto por efeito da indução eletromagnética.

Conforme informações da Aneel (2024), no limite entre os municípios de Morro Agudo/SP e Terra Roxa/SP, há indicação de três usinas hidrelétricas planejadas, a serem construídas no rio Pardo (UHEs Barretos, Banharão e Viradouro). Dessa forma, foi estabelecido um traçado passando próximo ao eixo previsto da UHE Viradouro, em ponto onde se prevê travessia em trecho de menor extensão pelo reservatório gerado pela UHE Banharão, caso a usina seja construída. Não obstante, se o gasoduto vier a ser construído, deve-se avaliar a situação desses projetos, de forma a estabelecer um traçado que otimize a travessia no rio Pardo.

Destaca-se que, no extremo norte do traçado, está previsto trecho de paralelismo com o oleoduto OSBRA (REPLAN – Senador Canedo) para permitir, caso possível, a utilização da faixa de servidão existente.

Como pode ser observado Tabela 1212, são atravessadas majoritariamente áreas de cultivo de cana (67,48%), que possuem grande importância na economia da região, seguidas por propriedades de mosaico de usos (18,23%) e de plantio de soja (5,2%), presentes de forma esparsa ao longo de todo o traçado. No trecho norte do percurso, nota-se a presença de pivôs centrais em áreas de plantio de soja. Há poucos trechos de formação florestal atravessados (2,69%), estando em geral associados às matas ciliares de corpos hídricos, que constituem áreas de preservação permanente (APPs). Portanto é esperada baixa supressão de vegetação nativa para a implantação do gasoduto.

Tabela 1212 - Interferência da faixa do traçado referencial do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG em classes de uso do solo

Classe de uso	Área (%)
Cana	67,48
Mosaico de usos	18,23
Soja	5,20
Pastagem	2,73
Formação florestal	2,69
Campo alagado e área pantanosa	1,16
Outras lavouras temporárias	1,15
Rio, lago ou oceano	0,56
Outras áreas não vegetadas	0,29
Outras lavouras perenes	0,22
Citrus	0,16
Área urbanizada	0,08
Formação savânica	0,03
TOTAL	100,00

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associados a colinas, além de planícies fluviais ou fluviolacustres (CPRM, 2010a; 2010b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto.

As planícies mencionadas sinalizam complexidade geotécnica dos terrenos, além da possibilidade de estarem sujeitas a inundações ou alagamentos. De acordo com a base de dados consultada, essas unidades representam aproximadamente 2,5% do traçado.

O traçado buscou otimizar as travessias dos corpos hídricos da região de estudo. Há duas travessias relevantes ao longo do traçado proposto, ambas cruzando trechos dos reservatórios das UHEs Promissão, no rio Tietê, entre Iacanga/SP e Ibitinga/SP, e Porto Colômbia, no rio Grande, entre Igarapava/SP e Uberaba/MG. O traçado interfere em um processo minerário associado a requerimento de pesquisa para a exploração de diamante industrial. Há dois processos em fase de disponibilidade.

A proposta de traçado intercepta uma unidade de conservação estadual de uso sustentável, a Área de Proteção Ambiental (APA) Ibitinga, criada no ano de 1987, com intuito de conservar os remanescentes florestais e os recursos hídricos do município homônimo. Nessa APA, há predomínio de atividade agropecuária, além da área urbana de Ibitinga/SP. O traçado não interfere com outras áreas protegidas ou de interesse socioambiental, como terras quilombolas, terras indígenas, cavernas ou projetos de assentamento rural.

3.6.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de examinar o impacto do projeto na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035 e dentre as premissas adotadas na simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomcombustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035.
- em termos de oferta, destaca-se que as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada;

Utilizando as premissas citadas, foi considerado um cenário de retirada de 500 mil m³/dia nos dois primeiros pontos de entrega e 5 milhões no último ponto de entrega do gasoduto em Uberaba. Para o perfil de entregas descrito e considerando a distância de 260 km do projeto, a altimetria e uma pressão de operação no ponto inicial de 100 kgf/cm² determinou-se, por meio de simulação termofluido-hidráulica, que o gasoduto possuiria um diâmetro de 20 polegadas sem estações de compressão ao longo do seu traçado.

A Figura 15 mostra esquematicamente a modelagem testada para o gasoduto Iacanga-Uberaba no ano de 2035, considerando que parte do gás que atenderia a demanda de Uberaba viria da Bolívia, mas a maior parte (aproximadamente 5,5 milhões de m³/dia) viria do sentido de São Carlos/SP para Iacanga/SP pelo GASBOL. Destaca-se que a figura é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto a toda malha integrada.

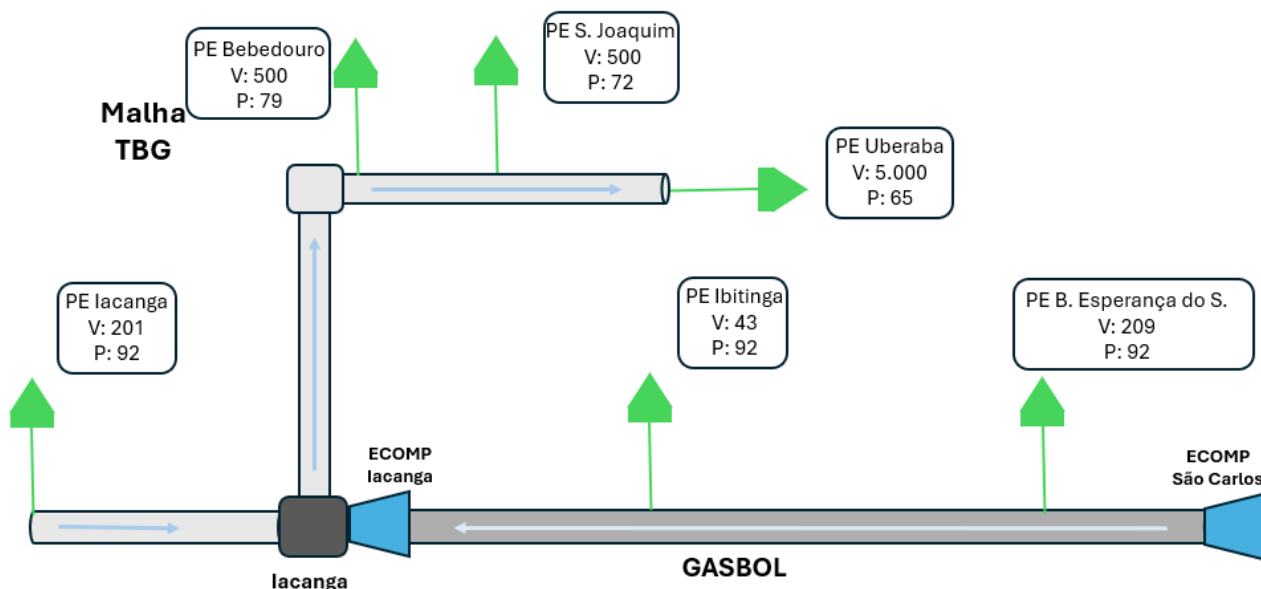


Figura15 15 - Esquema da modelagem do Gasoduto lacanga/SP – Uberaba/MG integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kgf/cm², é representada pela letra P.

Como sensibilidade, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas do gasoduto visando o dimensionamento de duto capaz de permitir o transporte de até 6 milhões de m³/dia para Uberaba/MG, garantindo que esse gás chegue ao seu destino com pressão superior a 55 kgf/cm² enquanto a oferta para este duto viria do GASBOL, a jusante da estação de compressão de Iacanga/SP a 100 kgf/cm². Nessa condição mais crítica, o diâmetro nominal de 20 polegadas da tubulação garantiu que a queda de pressão não fosse tão significativa ao longo do duto, sendo ligeiramente superior ao diâmetro utilizado na situação em que as demandas se distribuíram ao longo dos 3 pontos de entrega.

Futuras expansões e ampliações de capacidade do gasoduto são possíveis por meio da instalação de estações de compressão. Essa possibilidade é oportuna quando se considera a utilização deste duto como vetor da interiorização do gás natural.

É importante destacar que para garantir uma maior segurança no abastecimento da demanda em Uberaba/MG, é necessário que seja executada a expansão da capacidade de escoamento entre os estados de Rio de Janeiro e São Paulo, conforme previsto na seção 3.4. Ademais, é necessário que seja feita a inversão do fluxo do trecho do GASBOL entre Paulínia e Iacanga, para isso, as ECOMPs Iacanga e São Carlos deveriam ser ajustadas para permitir o fluxo bidirecional⁵.

3.6.5. Estimativas de custos

A Tabela 131313 apresenta os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas. Os custos com as estações de entrega e medição estão incluídos na rubrica de instalações complementares. A maior parte do custo se concentrou na etapa de construção e montagem com quase 40% do custo do projeto. Essa estimativa abrange aos custos de construção do gasoduto e aquisição de materiais e equipamentos, no entanto, nela não são indicados os custos para operação da infraestrutura.

⁵ Essas necessidades de ajustes na malha para atender à demanda em Uberaba se devem à redução da injeção de gás natural boliviano no GASBOL. No entanto, caso se concretize a aquisição de grandes volumes de gás natural argentino transportado através da Bolívia, estariam contornadas as restrições na malha para o suprimento do gás necessário ao projeto.

Tabela 1313 - Custos associados ao projeto do gasoduto Iacanga/SP – Uberaba/MG

Descrição		
Custos Diretos	R\$ milhões	%
Tubulação	791	25,1
Componentes	32	1,0
Construção e Montagem	1.242	39,5
Instalações complementares	87	2,8
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	18	0,6
Terrenos	26	0,8
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	20	0,6
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	486	15,5
Contingências	443	14,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	3.145	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.7. Conexão Extrema/MG

Nesta seção será analisado o projeto do gasoduto que deve conectar o município de Extrema/MG à malha de gasodutos de transporte. Serão descritas as motivações que justificam a presença desse projeto no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção do projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.7.1. Motivação do projeto

O projeto do gasoduto que se inicia no município de Bragança Paulista/SP e termina no município de Extrema/MG visa atender demandas de gás natural no Sul de Minas Gerais.

A motivação do projeto do gasoduto de transporte é decorrente de uma necessidade da GASMIG (concessionária do serviço de gás canalizado no estado de Minas Gerais) de atender a demanda de municípios nessa região do estado. A concessionária mineira, inclusive, já tem um projeto de gasoduto de distribuição que deve conectar o município de Pouso Alegre a partir de Extrema, que foi apresentado na revisão tarifária da concessionária em 2022⁶ (Minas Gerais, 2022).

De acordo com a GASMIG, serão atendidos, no projeto de distribuição, os municípios Extrema, Itapeva, Cambuí, Camanducaia, Estiva, Pouso Alegre e São Sebastião da Bela Vista, totalizando 256 mil habitantes. Além disso, há possibilidade de expansão futura para municípios importantes da região, como Varginha/MG e Três Corações/MG, por parte da concessionária (GASMIG, 2024).

O município de Extrema/MG está localizado na divisa entre Minas Gerais e São Paulo, bem próximo ao gasoduto GASCAR, em seu ponto de entrega localizado em Bragança Paulista. No entanto, não é possível conectar gasodutos de diferentes estados a partir de infraestrutura de gasodutos de distribuição, conforme definido em regulamentação vigente. Dessa forma, há necessidade de conexão por meio de gasoduto de transporte para atendimento do projeto proposto na revisão tarifária da GASMIG através de um Ramal interligando os municípios de Bragança Paulista-SP e Extrema-MG.

⁶ Projeto da GASMIG Extrema-Pouso Alegre consiste em um gasoduto de distribuição em aço com extensão de aproximadamente 138 km e diâmetro nominal de 10 polegadas com custos previstos em cerca de 400 milhões.

Para o dimensionamento de demanda potencial, considerou-se demanda para os municípios de Extrema, Pouso Alegre, bem como Três Corações e Varginha.

3.7.2. Descrição do projeto

O traçado do gasoduto Bragança Paulista/SP – Extrema/MG - GASBEX (Figura 1616) se inicia no gasoduto GASCAR da NTS, em local próximo ao ponto de entrega de Bragança Paulista e à válvula de bloqueio SDV-06, e tem como destino o município de Extrema/MG.

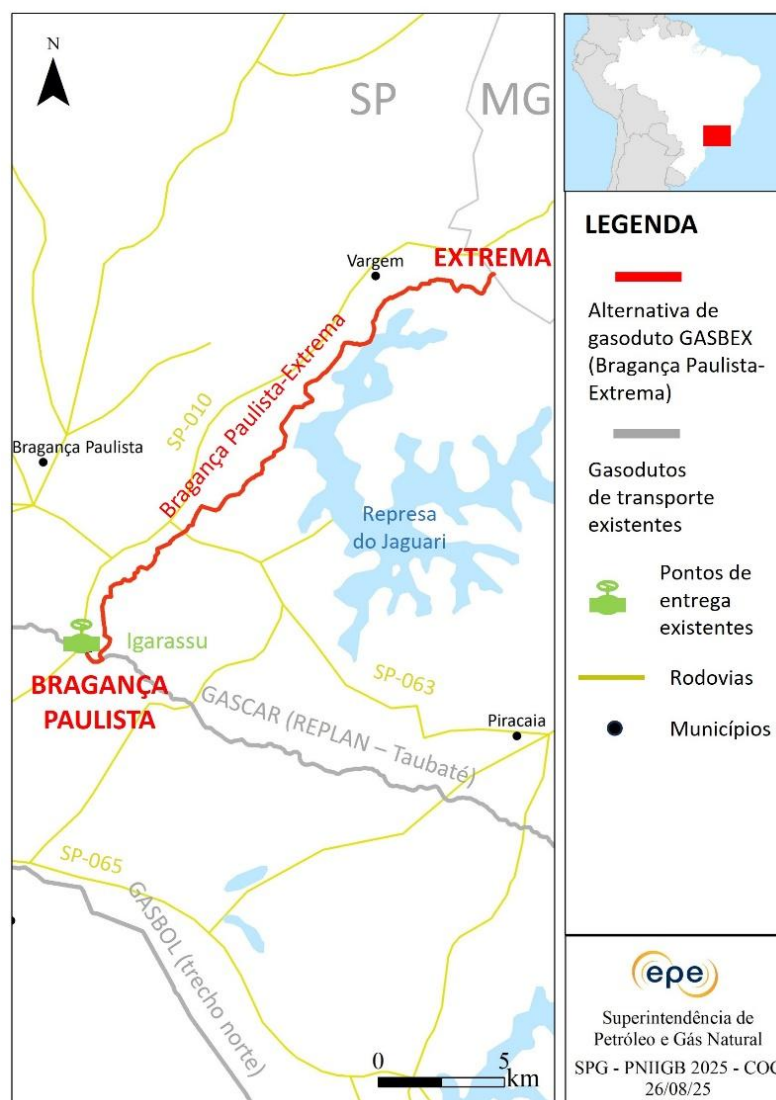


Figura 1616 - Mapa de localização do gasoduto Bragança Paulista/SP - Extrema/MG

Fonte: Elaboração própria EPE.

O gasoduto possui aproximadamente 28 km de extensão e diâmetro nominal de 6 polegadas. Sua faixa de domínio é de 20 metros de largura, instalada majoritariamente em faixa nova (27 km). O trecho situado em faixa previamente existente é paralelo ao GASCAR em seu primeiro quilômetro de extensão, ainda no município de Bragança Paulista/SP. Em seu traçado, o gasoduto percorrerá 2 municípios do estado de São Paulo e 1 município de Minas Gerais.

O projeto prevê a construção do gasoduto com tubos de aço API 5L X70 com proteção externa de revestimento de polietileno extrudado em tripla camada. Esse duto terá fluxo unidirecional de 300 mil m³/dia no sentido de Bragança Paulista a Extrema. O projeto desse gasoduto foi desenvolvido considerando uma

pressão máxima de 100 kgf/cm². No projeto, também estão previstas um lançador de *pig* em Bragança Paulista e um receptor de *pig* em Extrema/MG.

Em seu início, no ponto de conexão com o GASCAR, o GASBEX possuirá uma estação de medição (EMED) com medidor do tipo placa de orifício. No seu ponto final, no município de Extrema, o GASBEX se conectará a uma infraestrutura de Ponto de Entrega.

3.7.3. Análise socioambiental

O projeto encontra-se em fase de licenciamento ambiental junto ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) - Processo nº 02001.017970/2023-64. O traçado proposto pela NTS possui 28,63 km, partindo do ponto de entrega (PE) em Bragança Paulista/SP, junto ao GASCAR, seguindo até a área indicada para implantação do PE em Extrema/MG.

Conforme informações do Estudo de Impacto Ambiental (NRS/BPB, 2024), a definição do traçado do duto considerou as seguintes variáveis ambientais: vegetação nativa, silvicultura, densidade populacional, declividade, suscetibilidade à erosão, áreas de preservação permanente (APPs), travessias, recursos minerais e agropecuária.

A diretriz percorre os municípios paulistas de Bragança Paulista e Vargem até chegar a Extrema, município mineiro. Ao longo de sua extensão ocorre 16 cruzamentos com rodovias e vias da região.

Sob a óptica de empreendimentos de transmissão de energia de rede básica (≥ 230 kV), nota-se sobreposição com as linhas de transmissão em 500 kV Araraquara 2 - Taubaté e Campinas - Fernão Dias, na altura do cruzamento da SP-010 com a BR-381, em Bragança Paulista.

Nota-se ainda a presença de aeródromo Estadual Arthur Siqueira próximo ao traçado, no trecho no bairro de Pinheirais, em Bragança Paulista.

Do ponto de vista de empreendimentos dutoviários, destaca-se o trecho de compartilhamento com a faixa do GASCAR na saída do Ponto de Entrega Bragança Paulista, na altura do bairro de Rio das Pedras.

O traçado atravessa áreas densamente ocupadas, fato que explica a sua sinuosidade, de forma a evitar ou minimizar a interferência em edificações. As áreas de pastagem (43,4%) e de mosaico de usos (34,02) correspondem as classes usos mais representativas na área interferência direta do empreendimento. Áreas de formação florestal (5,43%) ocorrem de forma dispersa ao longo do traçado. Há ainda pequenos trechos de cultivo de soja (3,52%), de café (0,29%) e silvicultura (1,76%). O PE será construído próximo a zona industrial de Extrema/MG, junto a divisa estadual de São Paulo e Minas Gerais.

O traçado elaborado atravessa integralmente unidades de relevo associados a Morros e Serras Baixas (CPRM, 2009), que podem representar complexidade para a implantação do duto durante a fase construtiva. Nele não estão previstas travessias expressivas sobre cursos d'água, embora haja interferência em dois processos minerários, envolvendo as fases de autorização de pesquisa e concessão de lavra para a exploração de substâncias água mineral e saibro, respectivamente.

Há interferência em duas unidades de conservação estaduais de uso sustentável: a Área de Proteção Ambiental (APA) Sistema Cantareira e a APA Piracicaba/Juqueri-Mirim – Área II, que se sobrepõem na área do traçado.

A APA Sistema Cantareira, instituída pela Lei Estadual nº 10.111/1998, tem como principal objetivo proteger um dos mais relevantes sistemas de abastecimento de água do país, o Sistema Cantareira. Esta unidade de conservação possui 254.027 hectares, abrangendo sete municípios paulistas, e conta com plano de manejo aprovado em 2020. O traçado projetado insere-se quase integralmente dentro dos limites da unidade, permanecendo fora apenas em um pequeno segmento localizado ao norte.

A APA Piracicaba/Juqueri-Mirim – Área II, criada pela Lei Estadual nº 7.438/1991, possui 285.350 ha e abrange quatorze municípios do Estado de São Paulo. O traçado situa-se predominantemente dentro da unidade de conservação, excetuando-se apenas a porção mais ao sul.

Cabe destacar que o traçado não apresenta interferência com outras áreas protegidas ou de interesse socioambiental, como terras quilombolas, terras indígenas, sítios arqueológicos, cavernas ou projetos de assentamento rural. Destaca-se a proximidade com o sistema de represas dos rios Jaguari e Jacaré, zona turística e de lazer da região.

3.7.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de testar o impacto do projeto na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas dos estudos de oferta e demanda que suportam o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035 e dentre as premissas adotadas na simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035;
- em termos de oferta, destaca-se que as ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada.

Utilizando as premissas citadas, simulou-se gasoduto de 6 polegadas dimensionado para permitir o transporte de até 300 mil m³/dia para Extrema/MG, garantindo que esse gás chegue ao seu destino com pressão superior a 40 kgf/cm², pressão mínima indicada para o gasoduto. Uma vez definida a vazão para atendimento das demandas propostas para o gasoduto Bragança Paulista/SP – Extrema/MG, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas considerando que a oferta de gás para este duto viria do GASCAR, próximo ao ponto de entrega de Bragança Paulista.

A Figura 171717 mostra esquematicamente a modelagem de forma simplificada testada para o gasoduto Bragança Paulista-Extrema no ano de 2035, considerando a passagem de 20 milhões de m³/dia pelo GASCAR no sentido do GASBOL. Destaca-se que a figura é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto a toda malha integrada.

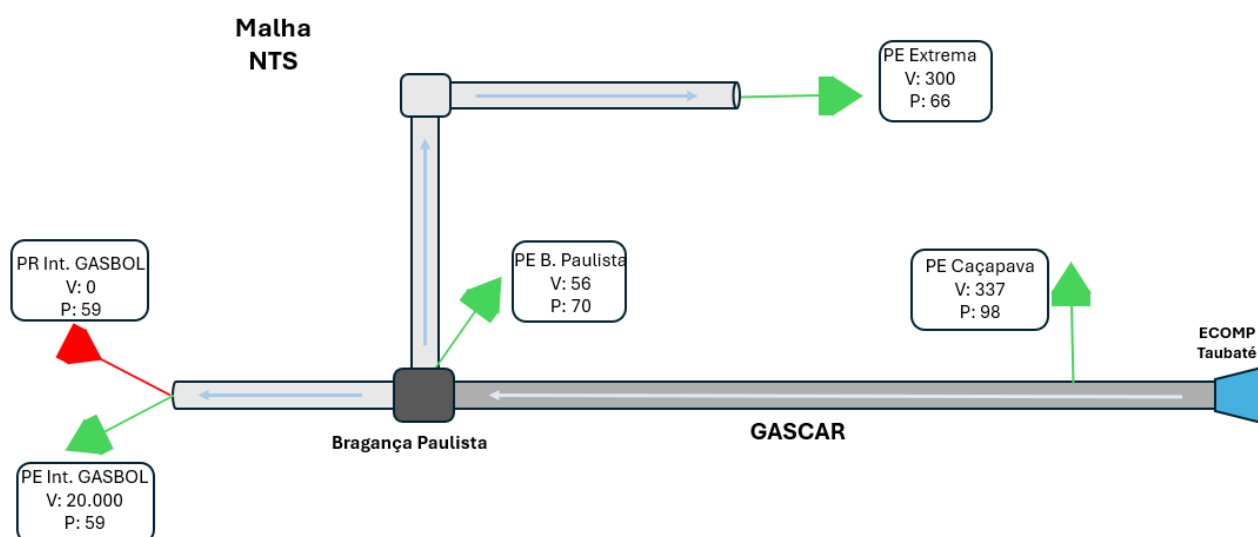


Figura 1717 - Esquema da modelagem do Gasoduto Bragança-Extrema integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kgf/cm², é representada pela letra P.

Devido ao fato de que a vazão máxima do GASBEX não é tão alta quando comparada com a vazão do GASCAR, verifica-se que a retirada de 300 mil m³/dia, em ponto do GASCAR próximo ao ponto de entrega de Bragança Paulista, não comprometeria o fluxo de gás neste gasoduto.

3.7.5. Estimativas de custos

A Tabela 1414 apresenta os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas. Os custos com as estações de entrega e medição estão incluídos na rubrica de instalações complementares. A maior parte do custo se concentrou nas etapas de aquisição de terrenos e construção e montagem que somam quase 37% do custo do projeto.

Tabela 1414 - Custos associados ao projeto do gasoduto Bragança Paulista/SP – Extrema/MG

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	22	11,1
Componentes	18	9,0
Construção e Montagem	25	12,6
Instalações complementares	21	10,3
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	3	1,6
Terrenos	49	24,5
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	4	1,9
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	30	14,8
Contingências	28	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	200	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Essa estimativa abrange aos custos de construção do gasoduto e aquisição de materiais e equipamentos, no entanto, nela não são indicados os custos para operação da infraestrutura. Na análise de custos foram

utilizadas bases de dados de custos de equipamentos e de serviços da EPE, que foram atualizadas pelos seus correspondentes índices de preços e levados à data-base de abril de 2025.

3.8. Conexão Brasil-Argentina

Nesta seção será analisado o projeto de Conexão entre Brasil-Argentina. Serão descritas as motivações que justificam a inclusão deste projeto no plano, bem como os cenários de oferta e demanda simulados e os custos associados à construção dos projetos. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo destes projetos.

3.8.1. Motivação do projeto

O projeto Conexão Brasil-Argentina tem por objetivo o aproveitamento do potencial de produção de gás natural pela Argentina, visto que o país apresenta a segunda maior reserva de gás de folhelho do mundo (IEA, 2025). Embora o gás natural represente quase 50% da energia primária consumida pelo país e o país ainda seja importador líquido de gás natural, as elevadas estimativas de reserva do país⁷ e o avanço da exploração da área de Vaca Muerta tendem a transformar a Argentina em um exportador líquido de gás natural nos próximos anos, com possibilidade de exportações para o Brasil.

Neste sentido, o potencial de produção do país motivou discussões em níveis ministeriais entre Brasil e Argentina, resultando na assinatura de Memorando de Entendimento (Memorandum of Understanding – MoU) entre os países, visando viabilizar a exportação de gás natural argentino ao Brasil. O ato criou um grupo de trabalho bilateral para identificar as medidas necessárias para viabilizar a oferta de gás natural argentino, em destaque para o Gás de Vaca Muerta. Dentre as medidas, se destacam o estudo da viabilidade econômica das rotas logísticas, considerando a possível expansão da infraestrutura existente dos dois países (MME, 2024b). Estas discussões continuam em andamento, demonstrando o interesse dos países para viabilização do gás argentino para o Brasil (MME, 2025b).

Além do aproveitamento do gás argentino, o projeto Conexão Brasil-Argentina permite elevar a segurança de fornecimento de gás natural no Brasil através da diversificação das fontes de oferta de gás natural no Brasil e por se apresentar como alternativa à importação boliviana, em função das incertezas quanto à capacidade da Bolívia em exportar gás natural para o Brasil dentro do horizonte decenal.

Por fim, o projeto Conexão Brasil-Argentina também se caracteriza como um reforço na capacidade de entrega da infraestrutura existente. Conforme mencionado na Seção 3.4, o GASBOL apresenta caráter telescópico, o que resulta em restrições de movimentação de gás natural até esta região da malha integrada. Deste modo, a entrada de gás natural argentino no trecho final do GASBOL/GASUP Trecho 3, surge com uma das possíveis soluções para a região, possibilitando o pleno atendimento das demandas nesta área.

3.8.2. Descrição do projeto

O projeto Conexão Brasil-Argentina caracteriza-se como um gasoduto de 24 polegadas de diâmetro, 593 km de extensão, com pressão de projeto de 75 kgf/cm² e capacidade de 15 milhões de m³/dia ao longo de seu traçado, sendo construído inteiramente em faixa nova. O gasoduto se inicia no município de Uruguaiana/RS e segue até o município de Triunfo/RS conectando, assim, os dois segmentos já construídos do gasoduto GASUP. O traçado definido para projeto atravessaria 12 municípios do estado do Rio Grande do Sul, sendo eles

⁷ Estimativas da EIA apontam reservas da ordem de quase 9 trilhões de m³ na formação de Vaca Muerta (EIA, 2024 (EIA, 2024)

Uruguaiana, Alegrete, Cacequi, São Gabriel, Dilermando de Aguiar, Santa Maria, Restinga Sêca, Cachoeira do Sul, Vale Verde, General Câmara, Rio Pardo e Triunfo. Este projeto pode ser observado através da Figura1818.

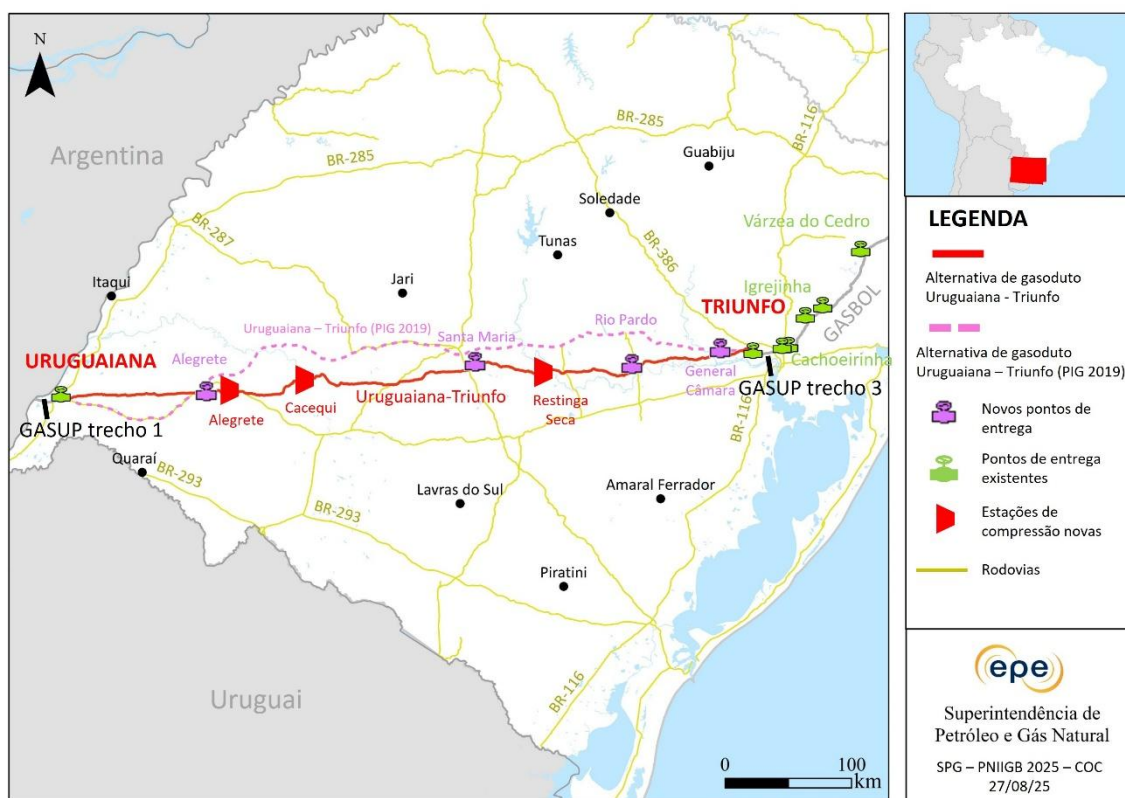


Figura18 18 - Mapa de localização do projeto Conexão Brasil-Argentina

Fonte: Elaboração própria EPE.

Este projeto considera, ainda a instalação de três estações de compressão ao longo do traçado, nos municípios de Alegrete, Cacequi e Restinga Sêca, além de quatro pontos de entrega ao longo do traçado do gasoduto, nos municípios de Alegrete (1,4 milhões de m³/dia), Santa Maria (2,0 milhões de m³/dia), Rio Pardo (1,4 milhões de m³/dia) e General Câmara (0,5 milhões de m³/dia).

3.8.3. Análise socioambiental

O traçado definido para o gasoduto possui aproximadamente 590 km, partindo de uma estação de medição em Uruguaiana, seguindo até região no entorno do Polo Petroquímico de Triunfo. Os principais norteadores para a definição do traçado foram: i) evitar área com projetos de geração eólicas planejados; ii) desviar de área militar; iii) minimizar cruzamentos com fragmentos florestais; e iv) otimizar travessias em corpos hídricos.

A diretriz se estende por 12 municípios do estado do Rio Grande do Sul, atravessando áreas com escassez de vias asfaltadas, especialmente nos trechos oeste e central do percurso, fato que deve demandar a melhoria nos acessos na fase de obras. O traçado cruza a ferrovia Sul Atlântico em 10 pontos, nos municípios de Cacequi, São Gabriel, Restinga Sêca, Rio Pardo e Triunfo.

A diretriz cruza com 13 linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV) em operação e com os traçados de três linhas planejadas. Destaca-se que há trecho de paralelismo entre o traçado referencial e a LT 230 kV Alegrete 2 - Uruguaiana 5, devendo-se atentar às questões referentes à proteção catódica do duto, de forma a mitigar o risco de corrosão provocada pela indução eletromagnética.

Destaca-se que o traçado referencial foi estabelecido evitando a passagem em área com concentração de projetos eólicos planejados na altura dos municípios de Uruguaiana e Alegrete, no extremo oeste do percurso.

A diretriz atravessa predominantemente áreas de formação campestre (53,63%) do bioma Pampa. As áreas de cultivo de soja (19,54%) ocupam o segundo lugar, concentrando-se na porção central do traçado. Regiões com mosaicos de usos (12,27%) estão presentes por toda a extensão do corredor. Assim como no caso de outros gasodutos, as áreas de formação florestal (5,36%) atravessadas associam-se às matas ciliares dos corpos hídricos da região, que aparecem em maior quantidade no trecho leste da diretriz. Destacam-se ainda a presença de áreas de cultivo de arroz (2,21%) e, concentrada no extremo leste do traçado, silvicultura (2,10%), que configuram regiões com custo fundiário mais elevado.

O traçado elaborado atravessa diversas unidades de relevo com maior predominância das superfícies aplainadas, colinas e planícies fluviolacustres (CPRM, 2009b). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto.

No entanto, são expressivas as planícies fluviolacustres, que sugerem complexidade geotécnica dos terrenos, representando 7,4% de um traçado que soma 590 km. Ademais, o risco de novas inundações semelhantes às ocorridas entre os meses de maio e junho de 2024 no Rio Grande do Sul (UFRGS, 2024), pode representar desafios da implantação do gasoduto, visto que não há possibilidade de desvio da região impactada. No que tange à hidrografia, a região possui ampla rede de drenagem, banhados e rios caudalosos. Importante atentar para os cursos d’água associados às inundações ocorridas, como os rios Taquari e Pardo que, além da elevação do nível da água, podem ter adquirido alta concentração de energia e capacidade de transporte.

De acordo com a base do MapBiomas (2023), constam afloramentos rochosos, alcançando 0,23% do traçado, especialmente na porção oeste do percurso. Essas feições representam sobrecustos durante a fase construtiva.

O traçado interfere em 32 processos minerários, em que prevalecem as fases de autorização de pesquisa, concessão de lavra e licenciamento, envolvendo substâncias como areia e carvão mineral. Há concentração de processos minerários no município de Triunfo com impossibilidade de desvios. O traçado proposto intercepta cinco processos em concessão de lavra para a exploração de carvão mineral.

De acordo com a base de dados consultada, não se observa interferências com unidades de conservação, territórios quilombolas, terras indígenas, projetos de assentamento rural e cavidades naturais. Destaca-se que, na altura do município de Cacequi/RS, o traçado faz uma variante para norte com objetivo de evitar interferência em área militar – Campo de Instrução Barão de São Borja.

A Tabela1515 apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados durante o desenvolvimento do traçado.

Tabela15 15 - Custos associados ao projeto do gasoduto Conexão Brasil-Argentina

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Uso do solo – silvicultura, rizicultura irrigada	Supressão de faixa (lucro cessante)	Minimizar, quando possível, a passagem por áreas de silvicultura e rizicultura irrigada
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição do traçado, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Processos minerários (interferência em lavra)	Sobrecusto com indenizações de atividades minerárias ou ressarcimento de estudos. Influência da atividade minerária na implantação e operação do gasoduto	Após a declaração de utilidade pública, entrar com o pedido de bloqueio junto a ANM das áreas requeridas para mineração que coincidam com a faixa do gasoduto. Atentar para processos que estejam em fase avançada e para extração de substância onde é necessária a utilização de explosivos, em especial no trecho extremo leste do traçado

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Meio físico - travessias de curso d'água	Custo elevado e complexidade construtiva	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de travessia, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto
Meio físico - inundações (2024)	Danos à estrutura do gasoduto	Adoção de técnicas construtivas adequadas, a serem propostas no Projeto Básico Ambiental do gasoduto
Meio físico - áreas alagáveis	Custo com abertura e escoramento das valas devido à altura do lençol freático. Movimentação de terra	Adoção de técnicas construtivas adequadas para esse tipo de terreno, a serem propostas no Projeto Executivo do gasoduto

3.8.4. Simulação termofluido-hidráulica

Com o intuito de aferir o impacto dos projetos na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda referentes aos estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035, considerando que o projeto Conexão Brasil-Argentina estaria construído já no ano simulado. Dentre as premissas adotadas da simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis;
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa; não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação a demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, já em 2030, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035;
- em termos de oferta, destaca-se que a ofertas de gás nacional, gás importado da Bolívia (5 milhões de m³/dia em 2035) e GNL importado através dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada.

Para fins deste PNIIGB, a análise do projeto Conexão Brasil-Argentina foi realizada por meio de dois cenários distintos, de modo a avaliar a integração deste projeto à infraestrutura existente e futura. O Cenário A considera este projeto e somente a infraestrutura existente, utilizando para este fim o GASUP Trecho 3 e um trecho do GASBOL até a região de Siderópolis/SC. O Cenário B considera, além destes gasodutos, o projeto Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS apresentado na Seção 3.5, de modo a avaliar a integração deste projeto à infraestrutura existente, bem como sua interação com este outro projeto que visa solução de gargalo na região de Canoas/RS.

Com relação à oferta, considerou-se a disponibilidade de até 15 milhões de m³/dia oriundos da Argentina. A demanda considera, além dos novos pontos de entrega ao longo do projeto (5,3 milhões de m³/dia), um total de 5,1 milhões de m³/dia em 2035 composto pelas demandas entre Canoas e Polo Petroquímico de Triunfo (3,3 milhões de m³/dia), as localizadas entre Canoas/RS e Siderópolis/SC (0,8 milhões de m³/dia), além de demanda esperada em torno de 1,0 milhão de m³/dia no município de Uruguaiânia, onde já existe ponto de entrega para abastecimento da UTE de mesmo nome. A Figura 1919 representa a malha simulada no *software* Pipeline Studio® e os resultados obtidos para o Cenário A enquanto a Figura 2020 refere-se ao Cenário B.

Como resultado das simulações termofluido-hidráulicas, considerando o Cenário A, podem ser destacados os seguintes pontos:

- 1- Dimensionamento do duto com 24 polegadas permite o pleno atendimento, mantendo os níveis de pressão do trecho (75 kgf/cm²)
- 2- 3 ECOMPs necessárias para permitir o atendimento dos requisitos de pressão ao longo do duto, bem como para entrega na região de Triunfo e Canoas.
- 3- O gás argentino atendeu as demandas ao longo do traçado deste projeto, além de permitir o pleno atendimento das demandas na região de Canoas/RS e Triunfo/RS, região que historicamente apresenta limitações de atendimento devido ao caráter telescópico do GASBOL, solucionando este gargalo. Adicionalmente, este gás atendeu demandas até a região de Siderópolis/SC.

Após atendimento destas demandas, ainda há vazão adicional de gás natural, a partir de Siderópolis/SC, em torno de 1,5 milhão de m³/dia em 2035, as quais podem atender outras demandas no estado de Santa Catarina. Estes resultados podem ser observados na Figura 191919.

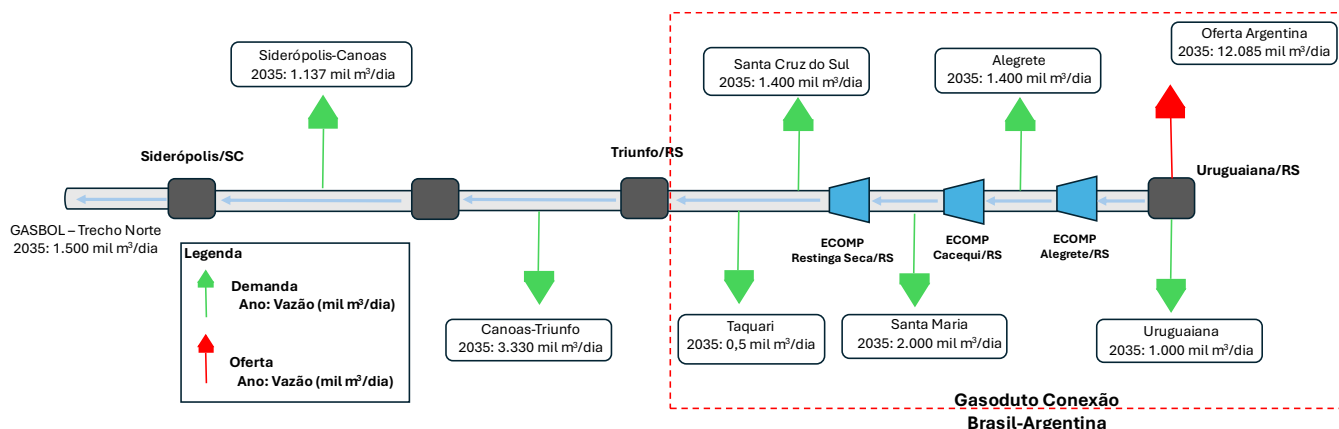


Figura 1919 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do projeto Conexão Brasil-Argentina sem ampliação Siderópolis/SC-Porto Alegre/RS.

Como resultado das simulações termofluido-hidráulicas, considerando o Cenário B, podem ser destacados os seguintes pontos:

- 1- Dimensionamento do duto com 24 polegadas permite o pleno atendimento, mantendo os níveis de pressão do trecho (75 kgf/cm²)
- 2- Três ECOMPs necessárias para permitir o atendimento dos requisitos de pressão ao longo do duto, bem como para entrega na região de Triunfo e Canoas.
- 3- O gás argentino atendeu as demandas ao longo do traçado deste projeto, além de permitir o pleno atendimento das demandas na região de Canoas e Triunfo, região que historicamente apresenta limitações de atendimento devido ao caráter telescópico do GASBOL, solucionando este gargalo. Adicionalmente, este gás atendeu demandas até a região de Siderópolis/SC.
- 4- Após atendimento destas demandas, ainda há vazão adicional de gás natural, a partir de Siderópolis/SC, em torno de 2,3 milhão de m³/dia em 2035, as quais podem atender as demais demandas no estado de Santa Catarina e alcançar o estado do Paraná. As reduções observadas entre os anos simulados decorrem do aumento das demandas atendidas no intervalo entre 2030 e 2035.
- 5- A Duplicação de Siderópolis/SC a Porto Alegre/RS possibilita que uma maior vazão de gás chegue à Siderópolis e, em seguida, seja enviada em direção ao trecho norte do GASBOL, demonstrando a sinergia entre as soluções.

Estes resultados podem ser observados na Figura 202020.

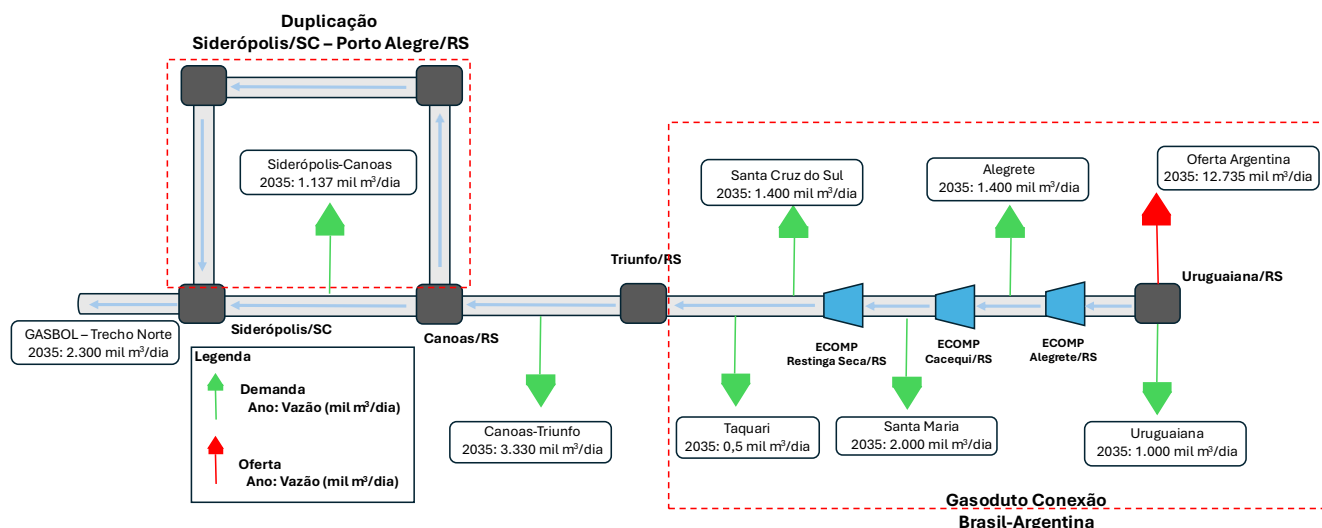


Figura 2020 - Modelagem esquemática e resultados da simulação do projeto Conexão Brasil-Argentina com ampliação Siderópolis/SC-Porto Alegre/RS.

O gasoduto de conexão entre Brasil e Argentina se apresenta como um projeto relevante para o abastecimento de gás natural para o Brasil. A localização de sua conexão à malha integrada, no trecho final do GASBOL/GASUP Trecho 3, atua na solução da restrição existente para pleno atendimento de demandas na região de Canoas/RS, além de possibilitar o abastecimento de demandas em direção ao trecho norte do GASBOL. Destaca-se, também, que este gasoduto permite diversificação das fontes de gás natural, o que eleva a segurança de abastecimento de gás natural para o Brasil. Outro ponto de destaque deste projeto é sua sinergia com a alternativa estudada na Seção 3.4, permitindo um maior aproveitamento do gás argentino.

3.8.5. Estimativa de Custos

Foram estimados os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas como descrito na Tabela 1616. Destacam-se os custos mais representativos como Tubulação (27%), Construção e Montagem (22,3%) e Instalações Complementares (19,9%), representando mais de 2/3 do projeto. Esta distribuição decorre da extensão e diâmetro do duto, bem como da quantidade relevante de pontos de entrega e estações de compressão ao longo do traçado do gasoduto.

Tabela 1616 - Custos associados ao projeto do gasoduto Conexão Brasil-Argentina

Descrição		
Custos Diretos	R\$ milhões	%
Tubulação	2.400	27,0
Componentes	77	0,9
Construção e Montagem	1.988	22,3
Instalações complementares	1.770	19,9
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	39	0,4
Terrenos	82	0,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	24	0,3
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	1.248	14,0
Contingências	1.276	14,3
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	8.903	100,0

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

3.9. Ponto de recebimento de biometano em São Paulo e conexão à malha

Nesta seção será analisado o projeto de um ponto de recebimento de biometano em São Carlos, no estado de São Paulo, e sua conexão à malha integrada de gasodutos de transporte. Serão apresentadas as motivações que justificam a presença deste empreendimento no plano, as características técnicas de projeto e uma avaliação termofluido-hidráulica da conexão com a malha. Além disso, uma análise socioambiental e uma estimativa de custos são acrescentadas ao descritivo do ponto de recebimento.

3.9.1. Motivação do projeto

O PNIIGB prevê a indicação de projetos de biometano visando a integração desse energético nas infraestruturas de gás natural. O levantamento dos potenciais de geração de biometano de diferentes substratos, por exemplo agrossilvopastoril, de saneamento e, sobretudo, sucroenergético, aponta para relevantes volumes excedentes ao autoconsumo no estado de São Paulo, conforme identificado nas análises geoespaciais realizadas a partir de bases de dados (Figura 2121).

Dada a dispersão dessas ofertas potenciais, é necessário avaliar a possibilidade de concentração de volumes em pontos de coleta para se obter ganhos de eficiência nos projetos de integração do biometano à cadeia do gás natural, por exemplo sua conexão à malha de gasodutos de transporte no País. Esse arranjo caracteriza a infraestrutura proposta como um *hub* de biometano, isto é, um ponto central de recepção de diversas origens para injeção na malha.

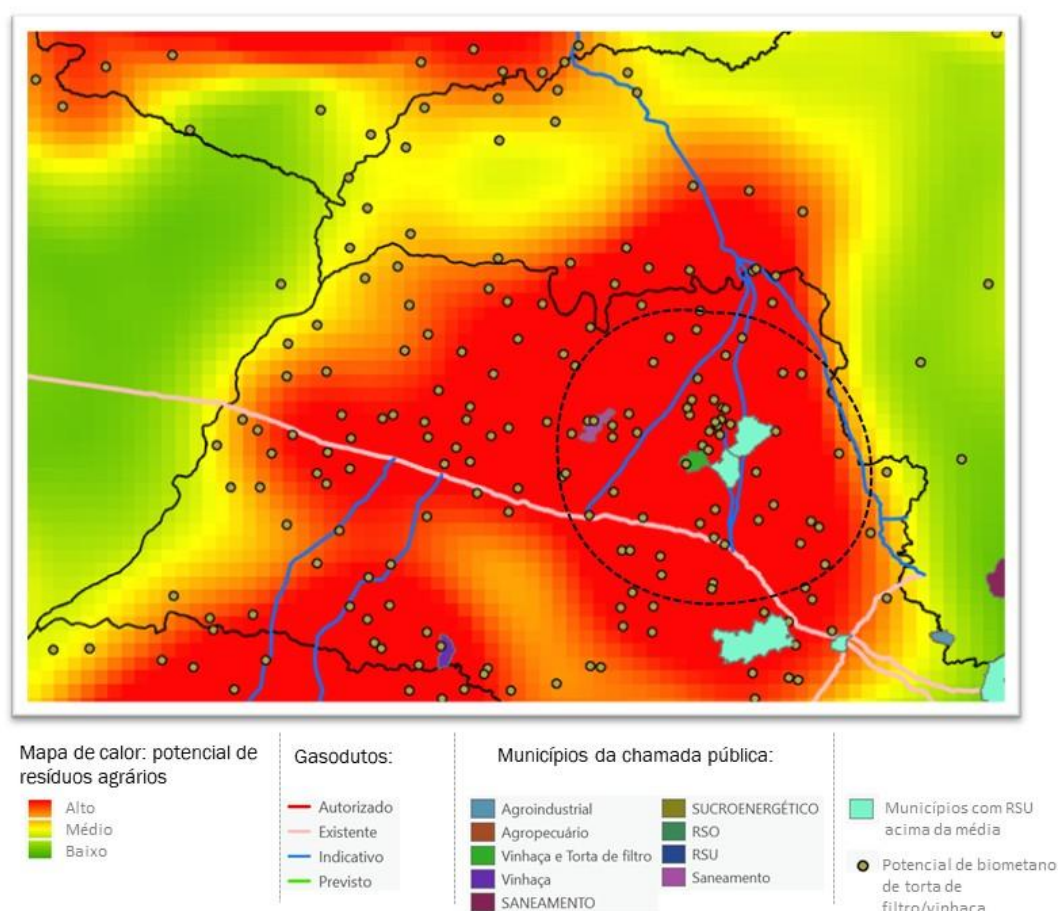


Figura 2121 - Mapeamento dos potenciais de biometano em São Paulo

Fonte: Elaboração própria EPE.

O *hub* tem o potencial de atrair futuras infraestruturas que conectariam as ofertas de biometano na região à malha integrada. Por exemplo, iniciando-se a conexão de produtores individualizados de biometano ao ponto

de recebimento via transporte rodoviário por carretas de GNC (ANP, 2024a) ou via gasodutos. Uma conexão por GNL entre os produtores e o ponto de recebimento também é possível tecnicamente, dependendo do volume a ser transportado, da distância e da economicidade do projeto.

3.9.2. Descrição do projeto

Com base nos potenciais apresentados no estado de São Paulo, uma análise georreferenciada das usinas sucroenergéticas no Brasil, realizada pela EPE conforme descrito no PIG 2024 (EPE, 2025a), identificou um *hub* potencial de biometano na região de Sertãozinho/SP. Para conectá-lo até a malha integrada havia sido analisado o gasoduto de transporte Sertãozinho/SP – São Carlos/SP, com 99,5 km de extensão, vazão inicial de até 1 milhão de m³/dia, diâmetro de 10 polegadas e pressão de projeto de 100 kgf/cm².

Nas avaliações realizadas no âmbito deste ciclo do PNIIGB, foram consideradas condições adicionais para a integração do biometano tanto às infraestruturas de gás natural existentes quanto às indicativas. Em termos de produção potencial de biometano, além do sucroenergético, foi considerada a premissa de que a região possui grande potencial utilizando-se outros substratos.

No que tange a conexão à malha integrada, foi descartada a proposição de outro traçado em paralelo ao gasoduto Jacanga/SP – Uberaba/MG. Assim, a indicação de um ponto de recebimento em São Carlos/SP permite a concentração dos volumes de biometano do mesmo *cluster* analisado no PIG 2024 permitindo conexão dos produtores constituintes do *cluster* ao gasoduto GASBOL, sem a necessidade de construção de um gasoduto de transporte. Para isso, considera-se um estágio inicial de mercado no qual os produtores movimentariam o biometano até o *hub* por carretas de GNC ou gasodutos.

Para a escolha da localização da área do *hub* de biometano, levou-se em consideração, além da região com maior concentração de ofertas deste energético, a proximidade com o GASBOL. Dessa forma, foi definida, como melhor local de instalação, a área ao lado da ECOMP São Carlos, no município de São Carlos/SP (Figura 2222).

O *hub* deve injetar o biometano recebido em ponto a montante da ECOMP, que tem como característica de projeto pressão de sucção mínima de 55 kgf/cm² e pressão de descarga máxima de 100 kgf/cm². A escolha da conexão no ponto a montante evitaria a injeção no ponto de descarga da ECOMP, que pode chegar até a pressão de 100 kgf/cm².

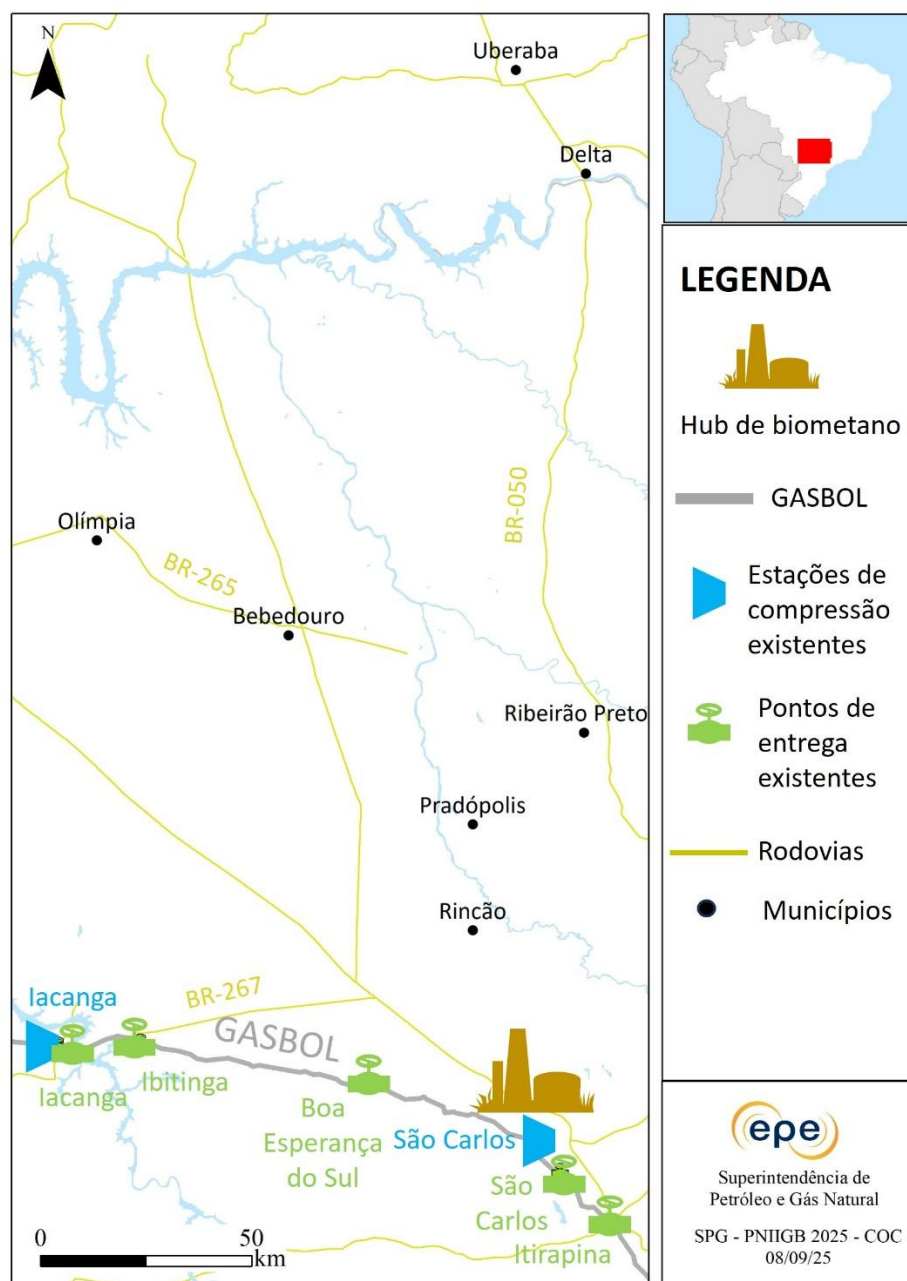


Figura 2222 - Mapa de localização do hub São Carlos/SP

Fonte: Elaboração própria EPE.

Para estimar a capacidade do *hub*, foi realizada uma análise detalhada do potencial de oferta mais consolidado e de maior escala na região. Embora existam diversas fontes de resíduos agrossilvopastoris e urbanos, optou-se por basear o dimensionamento principalmente no potencial firme do setor sucroenergético, que se destaca pela maturidade produtiva e pela concentração de grandes volumes. Esta abordagem garante maior previsibilidade e segurança para a fase inicial do projeto.

O potencial do setor sucroenergético considerou que a produção de biogás da vinhaça acompanha o perfil sazonal da produção de etanol do estado de São Paulo, enquanto a produção de biogás da torta de filtro foi considerada constante ao longo do ano, devido à possibilidade de armazenamento do substrato. Não foram considerados volumes de biogás comprometidos com a geração de energia elétrica. Além disso, tomou-se como premissa um consumo interno de biometano para as atividades dos produtores, em substituição ao óleo diesel, como por exemplo no abastecimento da frota de caminhões de transporte da cana.

A análise de abrangência englobou 18 produtores de biometano em torno do município de São Carlos com potencial combinado, durante o pico de safra, de aproximadamente 719 mil Nm³/dia. Desse total, aplicou-

se a premissa de que cerca de 25% seriam destinados ao consumo interno das próprias usinas, principalmente para a substituição de diesel em sua frota de transporte (POVEDA, 2019). Assim, o potencial teórico máximo disponível para injeção no *hub* foi estimado em 533 mil Nm³/dia, valor que serve como referência para a capacidade projetada na primeira fase do empreendimento.

A vazão inicial para o *hub* foi projetada em 530 mil m³/dia com a possibilidade de ampliação para 700 mil m³/dia à medida que se desenvolvam os potenciais de oferta de biometano do *cluster*, além de outras condições de atratividade do modelo de negócio de conexão à malha. As demais fontes de oferta poderão advir dos potenciais de resíduos sólidos urbanos e agrossilvopastoris, por exemplo. Num terceiro estágio, a capacidade do *hub* poderia atingir até 1 milhão de m³/dia, conforme dimensionado nos estudos de conexão do PIG 2024. Essas possíveis expansões requereriam o correspondente dimensionamento dos módulos de descarregamento de carretas, de compressores e de armazenamento.

3.9.3. Análise socioambiental

A área proposta para implantação do *hub* situa-se às margens da rodovia estadual SP-215, na zona sudoeste do município de São Carlos/SP, adjacente a uma das ECOMPs do trecho Corumbá-Paulínia do GASBOL.

Ao norte da área estudada para construção do *hub*, passam cinco linhas de transmissão de rede básica (≥ 230 kV), sendo duas em 500 kV e três em 440 kV. Junto a ECOMP, no lado oposto da área indicada para o *hub*, situa-se uma subestação de distribuição, de onde saem linhas de média e baixa tensão. Portanto, caso o *hub* venha a ser implantado, deve-se ter atenção sobre eventuais interferências com as infraestruturas de transmissão e distribuição de energia em operação. Destaca-se ainda a presença de área de mineração de extração de areia para uso na construção civil, junto às linhas de transmissão.

O projeto localiza-se em região de transição entre os biomas Mata Atlântica e Cerrado, notando-se a presença de indivíduos arbóreos dispersos pelo terreno indicado para a implantação da infraestrutura. Conforme base de dados consultadas, não há unidades de conservação, terras indígenas, terras quilombolas ou assentamentos rurais na área de implantação do *hub*.

3.9.4. Simulação termofluido-hidráulica

A conexão do *hub* de biometano ao GASBOL foi simulada considerando um ponto de recebimento a montante da ECOMP São Carlos onde deve ocorrer a injeção de biometano à pressão de 100 kgf/cm² e vazão máxima de 530 mil m³/dia. O biometano se soma ao fluxo de gás do GASBOL, que pode vir em ambos os sentidos a depender da quantidade de gás ofertada na fronteira com a Bolívia.

Com o intuito de testar o impacto do projeto na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas de oferta e demanda referentes aos estudos que apoiam o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035 e dentre as premissas admitidas na simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomcombustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação à demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035;
- em termos de oferta de gás natural, considerou-se a importação de 5 milhões de m³/dia da Bolívia, em 2035, e GNL importado por meio dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo

utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada.

O GASBOL tem capacidade de até 30 milhões m³/dia, ou seja, sua vazão é superior à vazão injetada pelo *hub* de biometano. Portanto, verifica-se que a injeção superior à 530 mil m³/dia e até 1 milhão de m³/dia em ponto do gasoduto a montante da ECOMP São Carlos não comprometeria o seu fluxo de gás.

3.9.5. Estimativas de custos

A Tabela 1717 apresenta os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas. Os custos para aquisição das principais instalações do *hub* estão incluídos na rubrica de “Instalações complementares”: módulos de descarregamento das carretas de GNC (redução e controle de pressão, filtro e aquecimento), cromatógrafos, compressores e módulo de armazenamento (reservatório). O módulo de injeção no gasoduto de transporte está contemplado na rubrica de “Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos”.

Tabela 1717 - Custos associados ao Ponto de Recebimento de biometano de São Paulo

Descrição		
Custos Diretos	R\$ milhões	%
Construção e montagem	28	20,7
Instalações complementares	66	48,9
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	3	2,2
Terrenos	2	1,5
Custos Indiretos		
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	16	11,9
Contingências	20	14,8
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	135	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Essa estimativa se restringe aos custos de construção da infraestrutura para recebimento de biometano via transporte de GNC por carretas ou gasoduto de conexão individual entre produtores e o *hub*. Não são indicados os custos para operação da infraestrutura, para construção de gasodutos e para a aquisição e operação de carretas de transporte de GNC.

3.10. Ponto de recebimento de biometano no Paraná e conexão à malha

Nesta seção será analisado o projeto de um ponto de recebimento de biometano no norte do estado do Paraná, no município de Porecatu/PR, e de um gasoduto, o qual deve conectar esse ponto de recebimento à malha integrada de gasodutos de transporte no município de Bilac/SP. Serão apresentadas as motivações que justificam a presença deste empreendimento no plano, as características técnicas de projeto e uma avaliação termofluido-hidráulica da conexão com a malha. Além disso, uma análise socioambiental e uma estimativa de custos são acrescentadas ao descritivo do ponto de recebimento e gasoduto de conexão.

3.10.1.Motivação do projeto

O PNIIGB prevê a indicação de projetos de biometano visando a integração desse energético nas infraestruturas de gás natural. O levantamento dos potenciais de geração de biometano de diferentes substratos, por exemplo agrossilvopastoril, de saneamento e, sobretudo, sucroenergético, aponta para relevantes volumes excedentes ao autoconsumo no norte do estado do Paraná, conforme identificado nas análises geoespaciais realizadas a partir de bases de dados (Figura 232323).

Dada a dispersão dessas ofertas potenciais, é necessário avaliar a possibilidade de concentração de volumes em pontos de coleta para se obter ganhos de eficiência nos projetos de integração do biometano à cadeia do gás natural, por exemplo sua conexão à malha de gasodutos de transporte no País. Esse arranjo caracteriza a infraestrutura proposta como um *hub* de biometano, isto é, um ponto central de recepção de diversas origens para injeção na malha.

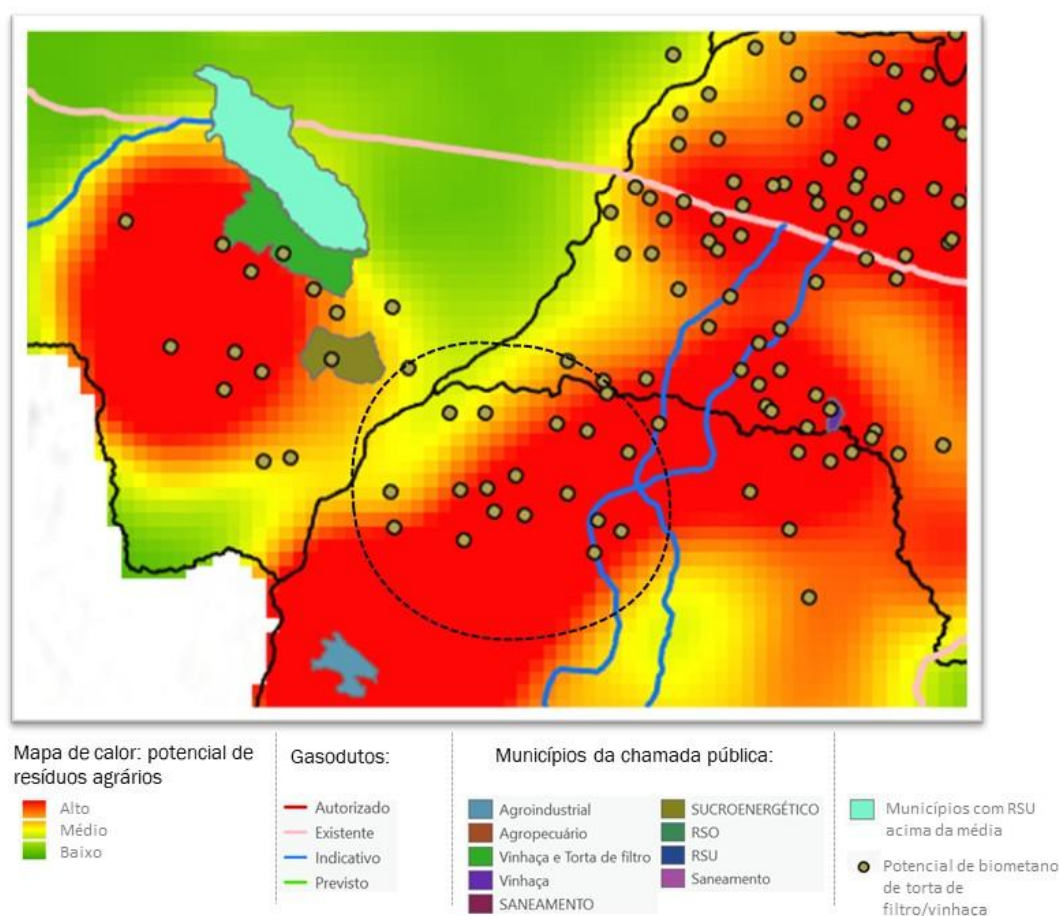


Figura 2323 - Mapeamento dos potenciais de biometano no norte do Paraná

Fonte: Elaboração própria EPE.

O *hub* tem o potencial de atrair futuras infraestruturas que conectariam as ofertas de biometano na região à malha integrada como, por exemplo, iniciando-se a conexão de produtores individualizados de biometano ao ponto de recebimento via transporte rodoviário por carretas de GNC (ANP, 2024a) ou via gasodutos. Uma conexão por GNL entre os produtores e o ponto de recebimento também é possível tecnicamente, dependendo do volume a ser transportado, da distância e da economicidade do projeto.

3.10.2. Descrição do projeto

O projeto consiste na implantação de um *hub* para recepção de biometano no município de Porecatu/PR e na construção de um gasoduto de transporte conectando esta instalação a um ponto de entrega na malha integrada, em Bilac/SP (Figura 2424/24). A escolha de Porecatu como local do *hub* resulta da análise georreferenciada que identificou a região como o *cluster* com maior potencial de concentração de volume, além de se destacar por seu elevado PIB industrial (EPE, 2020a).

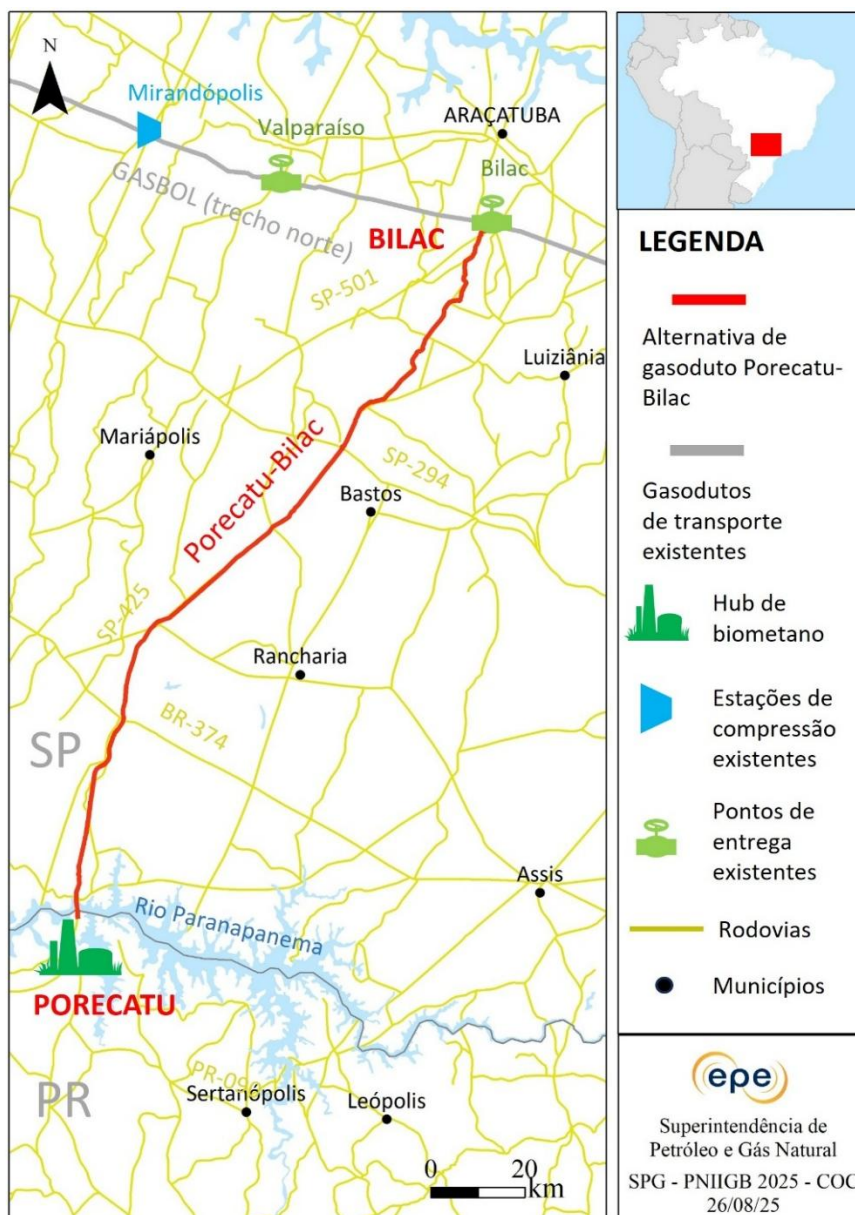


Figura 2424 - Mapa de localização do *hub* norte do Paraná e gasoduto de conexão à malha

Fonte: Elaboração própria EPE.

Para estimar a capacidade do *hub*, foi realizada uma análise detalhada do potencial de oferta mais consolidado e de maior escala na região. Embora existam diversas fontes de resíduos agrossilvopastoris e urbanos, optou-se por basear o dimensionamento principalmente no potencial firme do setor sucroenergético, que se destaca pela maturidade produtiva e pela concentração de grandes volumes. Esta abordagem garante maior previsibilidade e segurança para a fase inicial do projeto.

O potencial do setor sucroenergético considerou as particularidades desse setor, como a sazonalidade. A produção de biogás a partir da vinhaça foi modelada acompanhando o perfil sazonal da produção de etanol, enquanto a produção via torta de filtro foi considerada constante ao longo do ano, dada a possibilidade de

armazenamento deste substrato. Como premissa, também foi descontado um consumo interno de aproximadamente 25% do biometano para substituição do óleo diesel nas operações das próprias usinas (POVEDA, 2019).

A análise de abrangência englobou 20 produtores de biometano localizados na região norte do Paraná, próximos ao município de Porecatu/PR. O potencial de produção combinado destes produtores, durante o pico da safra, foi estimado em 783 mil Nm³/dia. Após a aplicação da premissa de consumo interno, o potencial teórico máximo disponível para o *hub* foi consolidado em 593 mil Nm³/dia, valor que serve de referência para a capacidade projetada.

A vazão inicial para o *hub* foi projetada em 590 mil m³/dia, com possibilidade de ampliação para 780 mil m³/dia à medida que se desenvolverem os potenciais de oferta de biometano do *cluster*, além de outras condições de atratividade do modelo de negócio de conexão à malha. As demais fontes de oferta para expansão poderão advir dos potenciais de resíduos sólidos urbanos e agrossilvopastoris. As possíveis ampliações requereriam o correspondente dimensionamento dos módulos de descarregamento de carretas, de compressores e de armazenamento.

3.10.3. Análise socioambiental

O traçado referencial definido para o duto possui cerca de 185 km, partindo da área definida para a implantação do *hub* de biometano, em Porecatu/PR, seguindo até um ponto de conexão com o GASBOL, no município de Bilac/SP. A rota do duto foi estabelecida buscando seguir as principais rodovias da região.

A diretriz atravessa 10 municípios, sendo um no Paraná⁸ e nove no estado de São Paulo⁹. Em seu percurso, o traçado passa próximo às áreas urbanas de alguns municípios, como as de Taciba/SP, Parapuã/SP, Piacatu/SP e Bilac/SP. Como mencionado, o traçado buscou seguir as principais rodovias da região, com destaque para as estaduais SP-483 e SP-425.

Quanto a empreendimentos de transmissão de energia, o duto cruzará com LTs em 440 kV nas extremidades norte e sul, porém de forma perpendicular, fato que mitiga o risco de corrosão por efeito da indução eletromagnética.

Em relação a outros elementos de infraestrutura, destaca-se o cruzamento com a Ferrovia Rubião Junior (EF-27) no município de Indiana/SP, e a presença dos aeródromos da Fazenda Negrinha, em Parapuã/SP, e da Fazenda Turmalina, em Rancharia/SP, ambos situados a aproximadamente 1 km da diretriz.

O traçado referencial atravessa predominantemente áreas de mosaico de usos (49,21%) e de pastagem (26,18%). Contudo, são observadas regiões com forte presença de áreas de cultivo de cana-de-açúcar (16,54%) e soja (4,28%). Há poucas áreas de formação florestal (1,76%), que ocorrem de forma dispersa ao longo do traçado, estando em geral associadas às reservas legais das propriedades rurais e matas ciliares de corpos hídricos.

O traçado elaborado atravessa predominantemente unidades de relevo associadas a colinas e morros baixos (CPRM, 2009). Do ponto de vista topográfico, as formas de relevo mencionadas mostram-se favoráveis para a passagem do gasoduto, desde que o traçado mantenha a proposta de seguir os divisores d'água e interflúvios.

Em relação a massas d'água, destaca-se a travessia do rio Paranapanema próximo a UHE Capivara, na divisa dos estados do Paraná e São Paulo, em trecho de aproximadamente 500 metros.

⁸ Porecatu.

⁹ Taciba, Regente Feijó, Indiana, Martinópolis, Parapuã, Rinópolis, Piacatu, Gabriel Monteiro, Bilac.

O traçado interfere em seis processos minerários, em que prevalecem as fases de autorização de pesquisa e requerimento de lavra, envolvendo substâncias como argila e basalto.

O traçado proposto está inserido no polígono compreendido pela Lei da Mata Atlântica - Lei nº 11.428/06, regulamentada pelo Decreto nº 6.660/08, que dispõe sobre a utilização e proteção da vegetação nativa do bioma Mata Atlântica. A referida lei estabelece que novos empreendimentos que impliquem corte ou supressão de vegetação do bioma Mata Atlântica deverão ser implantados, preferencialmente, em áreas já substancialmente alteradas ou degradadas.

Por fim, destaca-se que não foram identificadas interferências com outras áreas protegidas ou de interesse socioambiental, tais como unidades de conservação, terras quilombolas, terras indígenas, sítios arqueológicos, projetos de assentamento rural ou cavernas.

3.10.4. Simulação termofluido-hidráulica

A conexão do *hub* de biometano ao GASBOL foi simulada considerando um ponto de recebimento no município de Porecatu/PR conectado a um gasoduto de 185 km que levaria o gás até a malha de transporte. A pressão do gás introduzido no gasoduto Porecatu-Bilac é de 100 kgf/cm² e sua vazão prevista é de 590 mil m³/dia.

Com o intuito de avaliar o impacto do projeto na malha integrada, foram realizadas simulações termofluido-hidráulicas, levando em conta premissas apontadas nos estudos de oferta e demanda do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2035. Foi simulado o ano de 2035 e dentre as premissas admitidas na simulação, tem-se que:

- as demandas termelétricas foram simuladas na sua potência máxima, incluindo usinas termelétricas bicomustíveis.
- demandas termelétricas futuras, no PDE intituladas como demanda termelétrica indicativa, não foram consideradas nessas simulações por não terem, *ex-ante*, a localização exata na malha, considerando-se que serão construídas onde houver capacidade disponível de movimentação e entrega de gás natural;
- em relação à demanda não-termelétrica, destaca-se a premissa da entrada em operação da UFN III, no Mato Grosso do Sul, e de uma FAFEN em Minas Gerais, em Uberaba, para a simulação do ano de 2035;
- em termos de oferta de gás natural, considerou-se a importação de 5 milhões de m³/dia da Bolívia, em 2035, e GNL importado por meio dos terminais de regaseificação conectados à malha integrada podendo utilizar, no máximo, suas capacidades nominais de regaseificação autorizadas pela ANP, ou a vazão máxima de seu duto de conexão à malha, ou qualquer outra limitação decorrente da conexão do terminal à malha integrada.

A escolha do diâmetro nominal de 10 polegadas para o gasoduto Porecatu-Bilac permite que o biometano chegue ao GASBOL sem haver uma queda de pressão significativa. Além disso, o diâmetro escolhido possibilita a inversão de fluxo no sentido de interiorizar o gás proveniente do gasoduto GASBOL.

Inicialmente, não se identificou a necessidade de instalação de estações de compressão ao longo do gasoduto. No entanto, futuras expansões e ampliações de capacidade do gasoduto são possíveis por meio da adição de estações de compressão. Essa possibilidade é oportuna quando se considera a utilização deste duto como vetor da interiorização do gás natural, visto que a injeção de biometano pode se somar aos volumes movimentados ao longo do GASBOL (gás importado da Bolívia ou oriundo da malha da NTS-majoritariamente nacional).

A Figura 252525 mostra esquematicamente a modelagem testada para o gasoduto Porecatu-Bilac no ano de 2035. Destaca-se que a figura é meramente ilustrativa, uma vez que o gasoduto foi simulado junto a toda malha integrada. Figura 2525

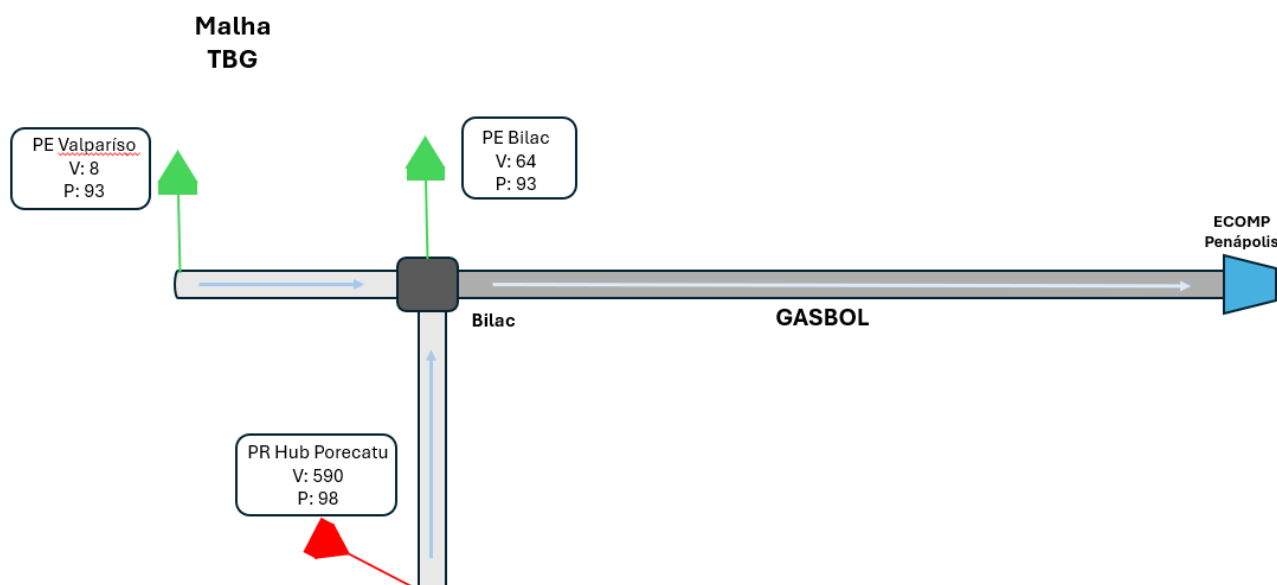


Figura 2525 - Esquema da modelagem do Gasoduto Porecatu-Bilac integrado à malha para o ano de 2035

Nota: a vazão, em mil m³/dia, é representada pela letra V, enquanto a pressão, em kgf/cm², é representada pela letra P.

3.10.5. Estimativas de custos

A Tabela 181818 apresenta os custos associados ao projeto, agrupados em algumas rubricas. Os custos de aquisição dos compressores, das unidades de descompressão e da unidade de armazenamento, assim como os custos dos serviços de instalação desses equipamentos, estão incluídos na rubrica de “Instalações complementares”. Para esse projeto, os custos envolvidos abrangem a construção do *hub* de recebimento de biometano no Paraná e do gasoduto que conecta o *hub* à malha de transporte no município de Bilac/SP.

Tabela 1818 - Custos associados ao Ponto de Recebimento de biometano do Paraná

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Tubulação	241	25,3
Componentes	19	2,0
Construção e montagem	172	18,1
Instalações complementares	86	9,1
Sistemas de Supervisão e Controle, Comunicação e Detecção de Vazamentos	3	0,3
Terrenos	141	14,9
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia, Compensação e Licenciamento Ambiental	16	1,7
BDI – Benefícios e Despesas Indiretas	137	14,4
Contingências	134	14,2
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/25)	949	100

Fonte: Elaboração própria EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Essa estimativa se restringe aos custos de construção da infraestrutura para recebimento de biometano via transporte de GNC por carretas ou gasoduto de conexão individual entre produtores e o *hub*. Não são indicados os custos para operação da infraestrutura, para a aquisição e operação de carretas de transporte de GNC ou para construção de gasodutos de conexão entre os produtores de biometano até o *hub*.

Na forma de uma sensibilidade, é relevante destacar que o transporte do biometano entre Porecatu/PR e Bilac/SP poderia ser realizado por carretas de GNL, a depender do volume, da economicidade do projeto, dentre outras condicionantes já avaliadas pela EPE em outros estudos que consideram modos logísticos alternativos ao gasoduto (EPE, 2020b, 2022).

A logística de GNL desde o *hub* em Porecatu/PR até o ponto de conexão com o GASBOL em Bilac/SP poderia ser desenvolvida, requerendo a movimentação de 12 a 17 carretas criogênicas¹⁰ com capacidades individuais de 60 m³ de GNL, equivalente à vazão de 590 mil m³/dia. A distância rodoviária de aproximadamente 200 km poderia ser realizada em percursos de 4 horas de viagem a uma velocidade média de 50km/h. Nestas condições, seriam necessárias sete baías para carregamento das carretas, incluindo-se uma baía de reserva.

O modal alternativo empregando transporte de GNL por caminhões envolveria a instalação de um módulo de liquefação do biometano no *hub*, além de uma área dedicada para recepção, manobra e armazenamento de iso-contêineres, os quais não estão incluídos nos custos apresentados na Tabela 1818. Destaca-se que esta movimentação deve levar em conta as definições da ANP acerca do tema, visto que a Agência regulamentou o acondicionamento e a movimentação de GNL a granel no Brasil (ANP, 2024b).

3.11. Escoamento e processamento de Bacalhau/Aram – Cubatão

Nesta seção serão analisados os projetos do gasoduto de escoamento e da UPGN para escoamento e processamento do potencial de produção de gás natural do campo de Bacalhau e do bloco de Aram. Serão apresentadas as motivações que justificam a presença desse projeto no plano, bem como sua descrição, as simulações e dimensionamentos técnicos, cenários de oferta e os custos associados ao projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.11.1. Motivação do projeto

A Bacia de Santos se estende por uma área de cerca de 350 mil km² e abrange os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Santa Catarina. Suas características incluem, além da produção de gás associado, a alta produtividade dos reservatórios e a razão gás/óleo (RGO) mais elevada do que a tradicionalmente encontrada em reservatórios de petróleo de outros *plays* exploratórios brasileiros (EPE, 2023). Os estudos que suportam o Plano Decenal de Expansão de Energia para o horizonte de 2035 apontam volumes significativos de gás natural associado nos Campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, que têm participação de 40% da Equinor (operadora), 40% da Exxon Mobil e 20% da Petrogal (S&P Global, 2025a), além do Bloco de Aram que tem participação de 80% da Petrobras (operadora) e 20% da estatal chinesa CNODC (S&P Global, 2025b). A região onde se encontram estas reservas, localizadas a cerca de 250 km a sudeste da cidade de Santos, ainda não conta com infraestruturas capazes de escoar e processar estes volumes.

Sem uma infraestrutura adequada de escoamento, parte desse gás seria reinjetado, o que representa uma perda de valor econômico e energético. Cabe ressaltar que o aproveitamento comercial do gás natural do pré-Sal concorre, em parte, com a utilização do produto para reinjeção, principalmente em razão dos altos teores de CO₂ encontrados em alguns destes reservatórios, e como mecanismo para manutenção de pressão, a fim de aumentar a recuperação final de petróleo (ANP, 2020).

Em vistas do potencial de produção de gás natural nesta região do pré-sal, este projeto propõe uma estrutura de escoamento conectada a uma nova UPGN, alinhando-se aos objetivos do Comitê 1 do programa Gás Para Empregar refletidos no Decreto N° 12.153 de agosto de 2024.

¹⁰ A depender do ciclo operativo de cada carreta.

3.11.2. Descrição do projeto

O cenário de desenvolvimento de produção do Projeto Bacalhau/Aram – Cubatão considerou o uso de duas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) do tipo FPSO, em lâmina d'água de até 2.100 m, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas serão separadas e tratadas. A corrente de óleo será movimentada via navio aliviador, enquanto o gás natural será escoado para uma nova UPGN em Cubatão localizada nas proximidades da UPGN existente na Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão (RPBC), em São Paulo, através de um gasoduto, para posterior processamento.

O Projeto Bacalhau, correspondente à segunda fase de desenvolvimento deste campo¹¹, explorará as jazidas de Bacalhau e Bacalhau Norte, enquanto o Projeto Aram explorará as próprias jazidas de Aram. Como premissa, foram considerados dois ramais de Bacalhau e Aram, que serão unificados em um gasoduto tronco. O trecho de águas rasas deste gasoduto tronco seguirá de forma paralela ao trecho *offshore* do gasoduto Merluza – Cubatão, a fim de minimizar interferências no assoalho oceânico. O trecho terrestre compartilhará a faixa de servidão com o trecho terrestre do gasoduto Merluza – Cubatão. Na Figura 2626, o projeto é apresentado esquematicamente.

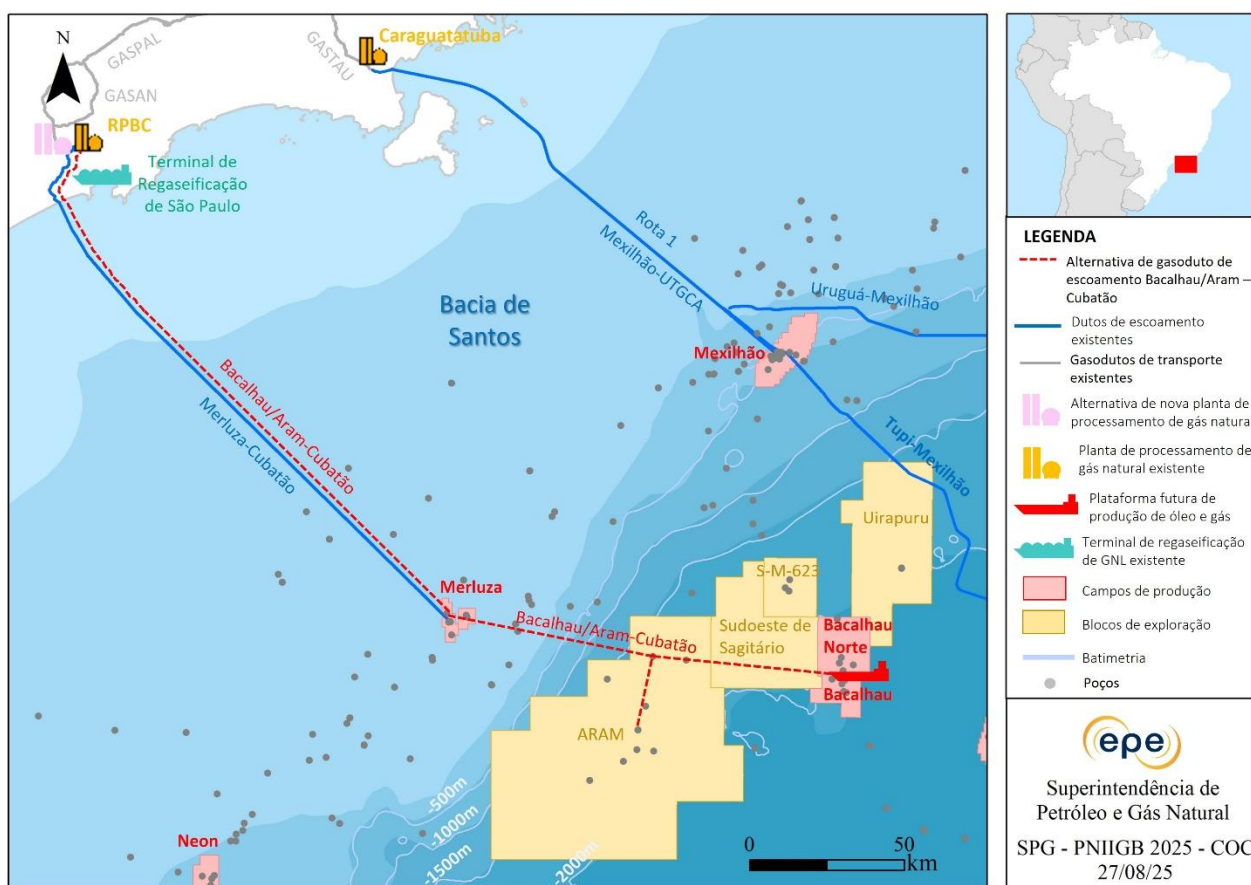


Figura 2626 - Projeto Bacalhau/Aram – Cubatão

Fonte: Elaboração Própria.

¹¹ Em 13/12/2024, foi aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP a postergação da apresentação de seleção do conceito da Fase 2 de Bacalhau de 31/12/2024 para 31/12/2026. Decisão 845/2024, Número do Processo: 48610.211163/2020-16 (ANP 2024c).

3.11.3. Análise socioambiental

Foram desenvolvidas propostas de traçados para interligar campos de produção e o bloco exploratório Aram na Bacia de Santos, em que foram considerados aspectos da batimetria, o desvio ou minimização de passagem por gasodutos existentes ou planejados, assim como em áreas de corais e recifes profundos.

Os traçados elaborados superam expressivas amplitudes batimétricas, partindo de zonas de cerca de 2.100 metros de profundidade, atravessando o talude continental até alcançar a plataforma continental, cruzando com os campos de produção Lagosta e Bacalhau Norte, além do bloco exploratório Aram.

Com relação a elementos de infraestrutura, destaca-se a presença de gasodutos de escoamento, bem como o cabo submarino Seabras, próximo às propostas de traçados Bacalhau - Aram - Merluza e Bacalhau - Aram - Cubatão.

A região que abrange os traçados atravessa áreas de sedimentação (materiais finos) em sua maioria, além de contatos com ambientes carbonáticos na chegada aos campos de Lagosta e Merluza. Há ainda, na área de estudo, elevações submarinas (montanhas ou montes) que demandaram desvios nos traçados propostos.

No trecho terrestre do gasoduto Bacalhau - Aram - Cubatão, a proposta de traçado acompanha a faixa de servidão de gasoduto Merluza - Cubatão, com vistas a reduzir a supressão vegetal, otimizar travessias em cursos d'água e minimizar impactos em áreas urbanas. A diretriz atravessa os municípios de Praia Grande, São Vicente e Cubatão no Estado de São Paulo, interferindo diretamente ou contornando áreas urbanizadas, bem como em zonas florestais do Bioma Mata Atlântica.

Destacam-se ainda as interferências na Área de Proteção Ambiental Marinha do Litoral Centro, unidade de uso sustentável, e Parque Estadual da Serra do Mar, unidade de proteção integral, além da zona de amortecimento do Parque Estadual Xixová - Japuí. Portanto, caso o projeto venha a ser implantado, deverão ser realizadas tratativas junto à Fundação para a Conservação e a Produção Florestal do Estado de São Paulo, órgão gestor das unidades de conservação estaduais, para avaliar eventuais restrições ou condicionantes para a construção do gasoduto.

A terra indígena Tenondé Porã localiza-se a cerca de 3,5 km da diretriz, fato que pode demandar tratativas com a FUNAI no âmbito do processo de licenciamento ambiental, caso o projeto venha a ser implantado.

De acordo com a base de dados consultada, em seu segmento terrestre o gasoduto Bacalhau - Aram - Cubatão atravessa relevos de planícies e terraços marinhos e domínios montanhosos (CPRM, 2010). As planícies (costeiras, fluviomarinhas ou fluviolacustres) apresentam declividades planas (0 a 3%) e correspondem a depósitos sedimentares marinhos, aluvionares ou lacustres com materiais de granulometria e composições diversas, sugerindo complexidade geotécnica dos terrenos. Essas superfícies podem, a princípio, apresentar ainda suscetibilidade a inundações. Já os domínios montanhosos, representam superfícies de alta complexidade construtiva para a passagem do gasoduto devido aos aspectos topográficos, como também pela presença de afloramentos de rochas, solos rasos ou depósitos de materiais inconsolidados (tálus ou colúvios), além da suscetibilidade a movimentos gravitacionais de massa (deslizamentos, rastejos). Há ainda nesse trecho duas travessias em cursos d'água expressivas nos rios Preto e Cubatão.

Com relação a atividade minerária, a diretriz não cruza processos em fase de lavra. Dos seis polígonos de processos atravessados, dois encontram-se em fase de autorização de pesquisa (areia), um em requerimento de lavra (gnaisse), um em requerimento de pesquisa (areia), um em direito de requerer a lavra (gnaisse) e um em disponibilidade (granito).

A Tabela 1919 apresenta uma síntese dos aspectos socioambientais mais relevantes levantados para os dutos.

Tabela 1919 - Desafios e recomendações para a implantação dos gasodutos da Bacia de Santos

TEMA	RISCOS E/OU SOBRECUSTOS	MEDIDAS MITIGADORAS
Uso do solo - fragmentos de vegetação nativa	Supressão de vegetação nativa. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Na definição das áreas de apoio para implantação do gasoduto, minimizar as interferências nos remanescentes florestais, a fim de reduzir a necessidade de supressão vegetal
Meio físico e biótico – impactos ambientais no leito marinho	Licenciamento ambiental. Eventual atraso na obtenção da licença ambiental	Realizar o levantamento de aspectos do meio físico e biótico do leito marinho, de forma a estabelecer um traçado que minimize os impactos ambientais
Áreas protegidas – unidades de conservação	Licenciamento ambiental e obtenção de anuência do órgão gestor da UC	Consultar órgão gestor do Parque Estadual da Serra do Mar e da Área de Proteção Ambiental Marinha do Litoral Centro, de forma a verificar restrições e condicionantes para implantação do gasoduto, observando as orientações do plano de manejo.

3.11.4. Simulação e dimensionamento

Projeções internas de escoamento elaboradas pela EPE indicam que o Campo de Bacalhau terá capacidade de exportar até 8,0 milhões de m³/dia de gás natural e o bloco de Aram poderá exportar outros 4,5 milhões de m³/dia, correspondentes às respectivas previsões de picos de produção. Desta forma, estes valores corresponderiam às vazões a serem escoadas para fins de dimensionamento das infraestruturas. Com isto, o ramal de Bacalhau e o ramal de Aram comportarão as vazões provenientes de suas produções e, a partir de sua junção no ramal tronco, a vazão escoada será de 12,5 milhões de m³/dia; este mesmo valor será a capacidade de processamento da UPGN do projeto.

O gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram – Cubatão e a UPGN Cubatão/SP, ambos com capacidade de 12,5 milhões de m³/dia, foram simulados empregando-se o *software* Que\$tor, versão Q1-2025, com data-base de abril de 2025, a partir de parâmetros técnicos estimados pela EPE e levantados a partir da configuração proposta pelo mapa da Figura 2626. O *software* Que\$tor aborda as simulações, os dimensionamentos e estimativas de custos para o gasoduto e a UPGN de forma integrada em uma única simulação e, desta forma, os valores para a UPGN Cubatão/SP e para o gasoduto foram obtidos de forma simultânea.

Vale ressaltar que o *software* possui uma base de dados de custos robusta e detalhada em tecnologias, mão de obra, materiais, equipamentos, entre outros, sendo útil no dimensionamento técnico dessas infraestruturas na fase conceitual, bem como na sua orçamentação. A Figura 2727 ilustra o cenário de escoamento e processamento de gás natural do Projeto, detalhando os trechos *offshore* e *onshore* do gasoduto considerados no estudo em função das vazões, extensões e lâminas d'água, além da nova UPGN.

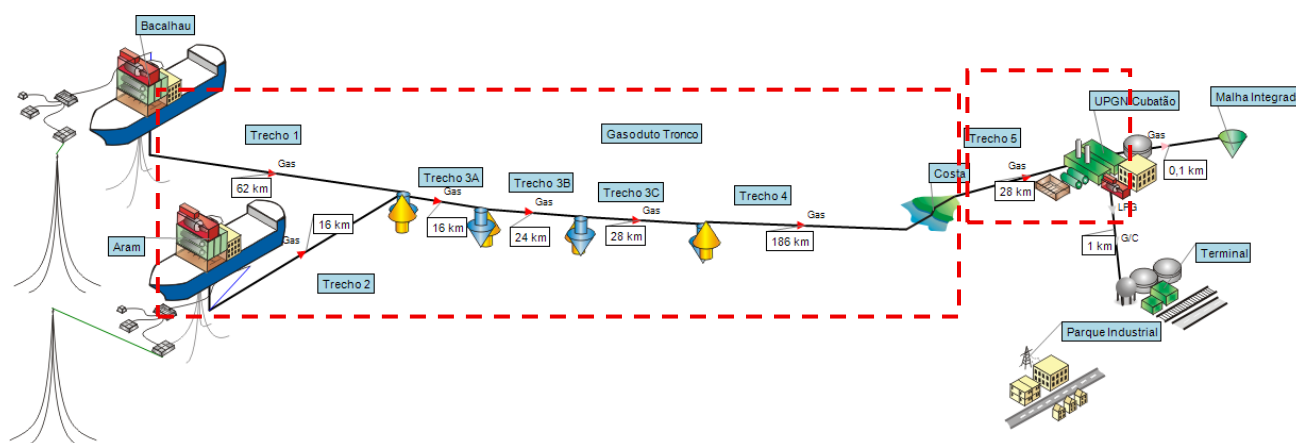


Figura 2727 - Cenário do desenvolvimento de produção de Bacalhau/Aram - Cubatão, destacando o gasoduto de escoamento e a UPGN

Fonte: Elaboração EPE com base no Que\$tor.

A Tabela 2020 sumariza as entradas vazão, extensão e lâmina d'água) e o resultado (diâmetro) do projeto do gasoduto de escoamento de Bacalhau/Aram - Cubatão, no qual podem ser encontrados os trechos *offshore* e *onshore* do gasoduto com suas respectivas seções, nas quais são detalhadas as vazões, em milhões de m³/dia; as extensões, em km; a lâmina d'água, em m, e os diâmetros, em polegadas.

Tabela 2020 - Trechos do gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram – Cubatão

Trecho		Seções do gasoduto	Vazão (MMm³/dia)	Extensão (km)	Lâmina d'água (m)	Diâmetro (pol.)
Offshore	Ramais	Ramal Bacalhau (Trecho 1)	8	62	2.100	14
		Ramal Aram (Trecho 2)	4,5	16	1.950	8
	Gasoduto tronco	Trecho 3A	12,5	16	1.580	16
		Trecho 3B	12,5	24	1.210	16
		Trecho 3C	12,5	28	152	16
		Trecho 4	12,5	186	145	16
Onshore		Trecho terrestre (Trecho 5)	12,5	28	N.A.	16

Fonte: Elaboração EPE.

Pode-se observar que o trecho *offshore* de 332 km é composto de três seções com subdivisões, sendo a mais profunda em lâmina d'água de até 2100 m e a mais rasa em lâmina d'água de até 145 m. Os trechos 1 e 2 (ramais Bacalhau e Aram, respectivamente) se encontram em águas profundas e ligam as UEPs do Projeto Bacalhau e Aram ao gasoduto tronco. Já o gasoduto tronco compreende os trechos 3 e 4 e segue por águas profundas e rasas. O trecho 3 faz a transição de águas profundas para águas rasas e o trecho 4, mais extenso, se encontra em águas rasas. O trecho *onshore*, de 28 km, se inicia no município de Praia Grande/SP e segue até a nova UPGN de Cubatão/SP, a ser localizada nas proximidades da UPGN RPBC.

3.11.5. Estimativa de custos

Além do dimensionamento, o *software* Questor fornece como *output* a estimativa anual de custos de investimento de gasodutos de escoamento e UPGNs, entre outras informações. A Tabela 2121 apresenta os custos consolidados de investimento, diretos e indiretos, para o gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram – Cubatão, com data-base de abril de 2025, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 5,1 bilhões. A maior parcela do custo refere-se à etapa de construção e montagem, com quase 42% do custo do projeto.

Tabela 2121 - Custos associados ao gasoduto de escoamento Bacalhau/Aram - Cubatão

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	1.871	37,0
Construção e montagem	2.104	41,6
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	258	5,1
Seguros e Certificação	164	3,2
Contingências	663	13,1
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2025)	5.060	100

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

A Tabela2222 apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para a UPGN Cubatão, com data-base de abril de 2025. Para esta UPGN, considerou-se a tecnologia de turboexpansão para a especificação do gás para venda, e estimou-se o CAPEX em R\$ 2,7 bilhões para a capacidade de processamento de 12,5 milhões de m³/dia. Mais da metade da parcela do custo se concentrou na etapa de materiais e equipamentos, com 52% do custo do projeto.

Tabela22 22 - Custos associados à UPGN Cubatão

Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	1.405	52,2
Construção e montagem	445	16,5
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	469	17,4
Seguros e Certificação	23	0,9
Contingências	351	13,0
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2025)	2.693	100

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

3.11.6. Bloco de Aram - Sensibilidade UTGCA

Em função das incertezas acerca dos potenciais de exportação dos campos de Aram e Bacalhau, conforme apresentados nesta Seção 3.11, esta seção busca apresentar uma análise de sensibilidade para este projeto, descrevendo e analisando, de forma mais ampla, uma solução alternativa, visando o escoamento da produção do Bloco de Aram.

Esta análise de sensibilidade considera um cenário no qual apenas a produção do bloco de Aram seria disponibilizada para exportação, a qual ocorreria por meio de um novo gasoduto de aproximadamente 113 km desde Aram até a plataforma de Mexilhão.

Em um primeiro momento, a alternativa de escoar a produção de Aram se conectando à plataforma de Mexilhão e posterior processamento na UTGCA poderia se apresentar como uma alternativa ao projeto rota Bacalhau/Aram – Cubatão, visto que (i) todos os ativos considerados nesta sensibilidade são pertencentes à Petrobras, permitindo-a integrar esta solução, reduzindo custos e dificuldades operacionais, (ii) apresenta um custo inicialmente menor (estimativas em torno de US\$ 180 milhões, apenas para o gasoduto de 113 km) e (iii) pode viabilizar da produção de Aram e a chegada de mais gás ao mercado consumidor mesmo que a fase 2 de exportação de Bacalhau não se concretize. Tais argumentos tornam atrativa esta alternativa, no entanto, existe fatores adicionais que devem ser ponderados para aumento da maturidade desta alternativa:

- Custo de construção de um *tie-back* ligando Aram até a plataforma de Mexilhão;
Este custo seria inteiramente absorvido pela Petrobras e CNODC, ao passo que no presente projeto Bacalhau/Aram há uma divisão proporcional deste custo com a *joint-venture* Equinor, Exxon Mobil e Petrogal, o que evidencia a sinergia obtida no compartilhamento da construção de infraestruturas e de outras atividades, como licenciamento ambiental (outros custos envolvidos).
- Capacidade de escoamento e eventual necessidade de adequação da plataforma de Mexilhão;
A plataforma de Mexilhão, PMXL-1 produz condensado e gás natural com capacidade de 15 milhões de m³/dia. Originalmente dedicada ao gás natural do pós-sal, foi adaptada em 2018 como *hub* para

também receber e escoar a produção do pré-sal. Em vista desta plataforma encontrar-se em operação para escoamento de gás do pré-sal e do pós-sal, o aporte do volume eventualmente exportado pelo bloco de Aram poderá suscitar novas adequações na plataforma de Mexilhão, exigindo análise acerca da capacidade de escoamento desta infraestrutura no momento da produção deste bloco.

- Capacidade de processamento da UTGCA;

Embora a UPGN UTGCA/SP tenha capacidade para processar até 20 milhões de m³/dia de gás natural, tem operado abaixo desta vazão, devido às limitações técnicas decorrentes da mudança da composição de alimentação devido ao processamento do gás natural do pré-sal concomitante ao gás do pós-sal¹², que gradativamente tornou-se a maior parcela do gás natural processado. Em 2020, a Petrobras cancelou o plano de modernização da unidade (ABEGÁS, 2025), que passou a operar sob autorizações especiais da ANP para flexibilizar a especificação do gás na saída. Para ser capaz de processar o gás natural adicional proveniente de Aram, a Petrobras possivelmente teria de repensar a possibilidade de modernizar a UTGCA/SP.

- Problemas logísticos para o escoamento dos líquidos (GLP e C5+) resultantes do processamento desta quantidade de gás adicional em UTGCA/SP.

Uma outra questão a ser considerada neste cenário, refere-se à logística de escoamento dos líquidos GLP e C5+ adicionais que seriam gerados pelo processamento do gás natural de Aram na UTGCA/SP. Embora existam dutos que levam estes produtos à refinaria REVAP/SP, não foram encontradas informações disponíveis que garantam a disponibilidade de capacidade para transportar esta carga adicional. Caso estes dutos se mostrem insuficientes, precisariam ter sua capacidade ampliada acarretando custos e maiores complexidades ou, alternativamente, parte destes líquidos teriam que ser movimentados por modal terrestre, em carretas, até São José dos Campos/SP o que poderia refletir-se no aumento do tráfego destes veículos pesados nas rodovias que levam à REVAP.

3.12. Gato do Mato - Conexão Rota 2

Nesta seção será analisado o projeto do gasoduto de escoamento para a potencial produção de gás natural do Sistema Integrado de Gato do Mato. Serão descritas as motivações que justificam a presença desse projeto no plano, bem como sua descrição, as simulações e dimensionamentos técnicos e os custos associados ao projeto. Além disso, uma análise socioambiental é acrescentada ao descritivo deste projeto.

3.12.1. Motivação do projeto

O Sistema Integrado Gato do Mato, composto pelos campos de Gato do Mato e Sul de Gato do Mato, tem participação de 50% da Shell (operadora), 30% da Ecopetrol e 20% da Total Energy. A região onde se encontram estas reservas recuperáveis, está localizada no pré-sal da Bacia de Santos, a cerca de 230 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro.

Em março de 2025, a Shell, como operadora do consórcio, anunciou a aprovação da Decisão Final de Investimento para este projeto. Em maio de 2025, a ANP aprovou as Declarações de Comercialidade para as áreas de desenvolvimento Orca e Sul de Orca, situadas nos campos de Gato do Mato e Sul de Gato do Mato (S&P Global, 2025c). O consórcio Gato do Mato prevê o início das operações do campo em 2029, com reinjeção de gás natural para sustentação da pressão do reservatório e possibilidade futura de exportação para

¹²A UTGCA/SP foi originalmente projetada para processamento do gás de Mexilhão, Uruguá e Tambaú, de menor teor de líquidos. No entanto, com a entrada em operação dos campos do pré-sal, esta unidade passou também a processar este gás, alterando as condições de alimentação da unidade, reduzindo assim o volume capaz de ser especificado durante o processamento.

instalações em terra (SHELL, 2025). Destaca-se, no entanto, o compromisso da operadora em reavaliar a decisão de injeção integral da produção nos próximos anos.

Em vistas da participação da Shell como integrante do consórcio do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), percebe-se a atratividade/possibilidade/potencial de conexão desta produção ao SIE. Assim este projeto propõe um gasoduto de escoamento de produção do Sistema Integrado do Mato a ser conectado ao gasoduto Rota 2, pertencente ao SIE. Este gasoduto, que conecta o campo de Lula, na Bacia de Santos, à UPGN Cabiúnas, em Macaé/RJ, possui capacidade de 16 milhões de m³/dia. Vale ressaltar que este projeto está em consonância com os objetivos do Comitê 1 do programa Gás Para Empregar, refletidos no Decreto Nº 12.153 de agosto de 2024, e com o PDE 2035, ainda em elaboração.

3.12.2. Descrição do projeto

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto de óleo e gás associado do Sistema Integrado Gato do Mato considerou a utilização de uma UEP do tipo FPSO, em lâmina d’água de até 2.200 m, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas serão separadas e tratadas. A corrente de óleo deverá ser movimentada via navio aliviador, enquanto o gás natural deverá ser escoado para o gasoduto Rota 2, pertencente ao SIE, por meio de um *tie-back* com 24 km de extensão. O Sistema Integrado de Gato do Mato explorará as descobertas de Orca e Sul de Orca. Na Figura 2828, o projeto é apresentado esquematicamente.

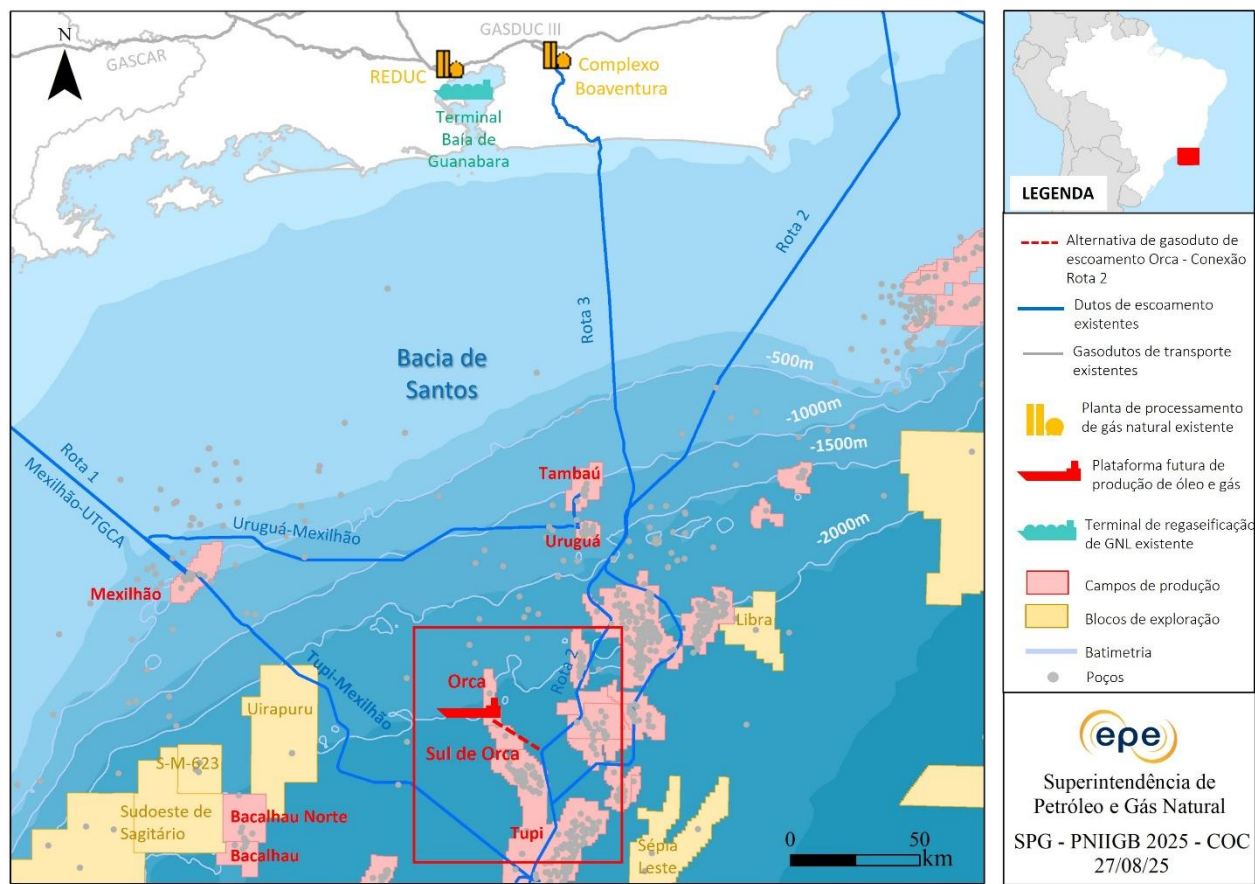


Figura 2828 - Projeto do Sistema Integrado Gato do Mato
Fonte: Elaboração Própria.

3.12.3. Análise socioambiental

Para o duto que parte das áreas de desenvolvimento de Orca e segue até o gasoduto Rota 2 foi definido um traçado retilíneo, em função da indisponibilidade de informações ambientais nesse trecho. Portanto, caso

o projeto venha a ser implantado, a diretriz deverá ser refinada com base nos levantamentos primários das informações do fundo marinho.

3.12.4. Simulação e dimensionamento

O PDE 2035 indica que o Sistema Integrado de Gato do Mato terá capacidade de exportar até 1,5 milhões de m³/dia de gás natural no horizonte do PDE 2035. Desta forma, este valor corresponderia à vazão a ser escoada para fins de dimensionamento da infraestrutura.

O gasoduto de escoamento Gato do Mato – Conexão Rota 2, com capacidade de 1,5 milhões de m³/dia, foi simulado empregando-se o *software* Que\$tor, versão Q1-2025, com data-base de abril de 2025, a partir de parâmetros técnicos estimados pela EPE e levantados a partir da configuração proposta pelo mapa da Figura 2828. O *software* Que\$tor aborda as simulações, os dimensionamentos e estimativas de custos para o gasoduto em questão e possui uma base de dados de custos robusta e detalhada em tecnologias, mão de obra, materiais, equipamentos, entre outros, sendo útil no dimensionamento técnico dessas infraestruturas na fase conceitual, bem como na sua orçamentação.

A Figura 292924 ilustra o cenário de escoamento da produção de gás natural do Projeto, considerando todos os equipamentos, materiais e serviços relacionados às atividades de escoamento de gás natural. O *tie-back* de 24 km, com capacidade de 1,5 milhões de m³/dia e localizado em lâmina d’água de até 2.200 metros, se inicia em um *manifold* submarino (*Pipeline End Manifold* - PLEM) e se conecta à Rota 2. Com estas premissas, a simulação forneceu um diâmetro de 6 polegadas para este *tie-back*.

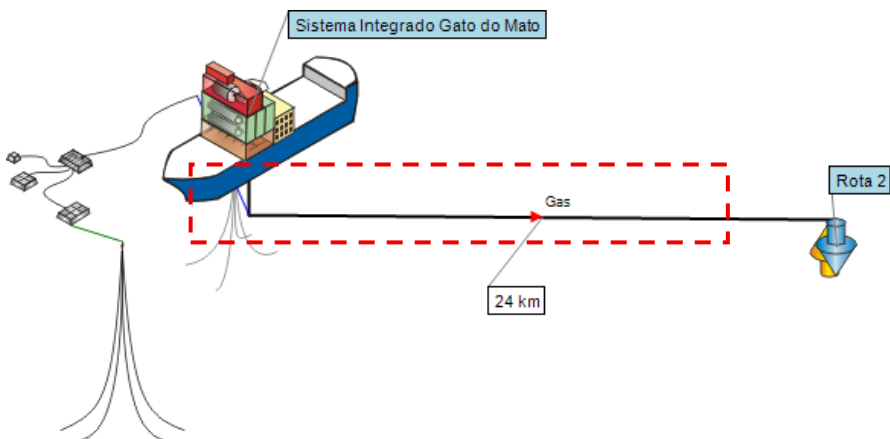


Figura 2929 - Cenário do desenvolvimento de produção de Gato do Mato, destacando o gasoduto de escoamento
Fonte: Elaboração EPE com base no Que\$tor.

3.12.5. Estimativa de custos

Além do dimensionamento, o *software* Questor fornece como *output* uma estimativa de desembolso anual dos investimentos no gasoduto de escoamento, entre outras informações. A Tabela 2323 apresenta os custos consolidados de investimento, diretos e indiretos, para o gasoduto de escoamento Gato do Mato – Conexão Rota 2, com data-base de abril de 2025, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 529 milhões. A maior parcela do custo se concentrou na etapa de construção e montagem, com 45% do custo do projeto.

Tabela 2323 - Custos associados ao gasoduto de escoamento Gato do Mato – Conexão Rota 2		
Descrição	R\$ milhões	%
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	169	31,9
Construção e montagem	238	45,1

Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	35	6,6
Seguros e Certificação	18	3,3
Contingências	69	13,0
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2025)	529	100

Fonte: Elaboração EPE.

Nota: estimativas baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

4. Emprego e renda

Para o PNIIGB foram elaboradas estimativas de emprego e renda utilizando os valores de investimentos (CAPEX) relativos aos projetos analisados. A partir de um Modelo Insumo-Produto¹³, foi realizada a estimativa de impactos que os investimentos elaborados no PNIIGB poderiam ter em relação à geração de emprego e renda no Brasil.

A avaliação seguiu a metodologia estabelecida na Nota Metodológica do Plano, que prevê o uso de coeficientes de investimento setorial e de matrizes insumo-produto para identificar os efeitos diretos, indiretos e induzidos da implantação das infraestruturas. Os impactos diretos decorrem da geração de postos de trabalho e renda vinculados às obras e à operação imediata dos projetos. Os impactos indiretos resultam da contratação de bens e serviços na cadeia produtiva, enquanto os impactos induzidos correspondem ao acréscimo de consumo das famílias beneficiadas pelo aumento da atividade econômica. Essa abordagem permite estimar, de forma abrangente, o potencial de aquecimento do mercado de trabalho e os efeitos sobre o Produto Interno Bruto (PIB).

Adicionalmente, buscou-se avaliar a distribuição regional dos impactos, com o objetivo de verificar como a expansão das infraestruturas de gás natural e biometano pode contribuir para o desenvolvimento econômico local e para a interiorização dos benefícios. Ainda que os resultados apresentados sejam preliminares e compatíveis com o estágio conceitual dos projetos, a metodologia garante que os efeitos de emprego e renda sejam analisados de forma consistente e comparável, servindo de subsídio tanto para os agentes de mercado quanto para a formulação de políticas públicas.

Os valores de investimento total e por empreendimento considerados na simulação foram derivados das informações apresentadas no Capítulo 3. Não estão aqui incluídos os efeitos dos investimentos na produção de gás natural e biometano. Ainda, na simulação dos impactos econômicos e sociais com Modelo Insumo-Produto são considerados como choque de investimentos apenas a parcela dos recursos alocados em compras no país (investimento efetivo), excluindo-se os vazamentos de recursos na forma de importações (pagamentos ao setor externo) e de impostos (pagamentos ao governo). Cabe mencionar que o último é considerado vazamento em função do tratamento exógeno do governo dentro do modelo. Assim, é importante mencionar que o aumento dos impostos pode representar novos ciclos de aumento do PIB e do emprego não capturados na modelagem utilizada.

A avaliação dos impactos de emprego e renda sob uma ótica sistêmica é essencial para captar a real dimensão dos benefícios econômicos associados à expansão das infraestruturas de gás natural e biometano. Mais do que a soma dos efeitos individuais de cada empreendimento, interessa compreender como o portfólio integrado de projetos pode gerar encadeamentos produtivos, induzir investimentos complementares e ampliar a competitividade regional e nacional. Essa perspectiva reforça o papel do PNIIGB como instrumento de

¹³ O modelo insumo-produto é uma técnica para representar as interdependências entre diferentes setores de uma economia nacional ou de economias regionais. O modelo descreve relações intersetoriais em uma economia, mostrando como a produção de um setor pode se tornar o insumo de outro setor. Assim, o modelo insumo-produto, é uma ferramenta que descreve as interações entre diferentes setores de uma economia considerando os fluxos de insumos e produtos entre esses setores (GUILHOTO, 2011))

planejamento capaz de orientar escolhas que conciliem eficiência econômica, desenvolvimento regional e transição energética.

As informações dos investimentos totais e por empreendimento considerados na simulação e os resultados, em termos dos impactos sobre o PIB e o emprego, são detalhados na Tabela 242424.

De forma sintética, considerando o total de investimentos, espera-se uma expansão de 0,17% do PIB ou R\$ 20,1 bilhões, o que representa um efeito multiplicador de 1,38. Em termos de emprego, espera-se um aumento de 0,09% ou 90 mil pessoas ocupadas durante a execução dos projetos de investimentos.

Tabela 2424 - Informações e impactos dos investimentos do PIG sobre o PIB e o emprego

Projeto Analisado	CAPEX ¹ (Milhões R\$)	Investimento Efetivo ² (Milhões R\$)	Impacto no PIB (Milhões R\$)		Impacto no Emprego ³ (unidades)		Multiplicador ⁴
			Valores	Var (%)	Valores	Var (%)	
Gasoduto Gato do Mato (Orca e Sul de Orca)	352,35	223,15	315,04	0,003	1.379	0,001	1,41
Gasoduto Bacalhau/Aram	3.372,98	1.937,66	2.732,20	0,023	12.004	0,012	1,41
UPGN Cubatão	1.795,43	967,48	1.310,67	0,011	4.260	0,004	1,35
Hub Biometano São Carlos	123,51	45,88	62,55	0,001	275	0,000	1,36
Hub Biometano Porecatu	130,69	45,22	61,50	0,001	267	0,000	1,36
Gasoduto Biometano Porecatu/PR - Bilac/SP	731,46	352,86	490,88	0,004	2.281	0,002	1,39
Gasoduto Veredas (Fase 1)	2.376,67	1.230,06	1.703,15	0,015	8.046	0,008	1,38
Ecomp Itajuípe/BA	669,57	218,27	297,60	0,003	1.211	0,001	1,36
Bragança Paulista/SP - Extrema/MG	182,95	114,94	159,24	0,001	721	0,001	1,39
Porto do Açu-GASCAV/ES - GASOG	936,59	478,08	660,80	0,006	3.071	0,003	1,38
Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	8.063,98	3.102,60	4.274,94	0,036	19.525	0,019	1,38
Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS	2.748,28	1.328,08	1.835,59	0,016	8.483	0,008	1,38
Duque de Caxias/RJ – Taubaté/SP	6.997,67	2.864,25	3.946,23	0,034	18.110	0,018	1,38
Iacanga/SP – Uberaba/MG	2.957,77	1.604,15	2.222,97	0,019	10.443	0,010	1,39
Total	31.439,90	14.512,67	20.073,39	0,171	90.076	0,088	1,38

Notas: (1) CAPEX elaborados no Capítulo 3, em R\$, excluindo os valores relativos ao IPI e ao ICMS; (2) CAPEX excluindo vazamentos (impostos + importação); (3) População ocupada; (4) Do investimento efetivo sobre o PIB.

Fonte: Elaboração própria EPE.

É importante destacar que as taxas de variação percentuais informadas consideram como referência os valores para o ano de 2024 do PIB (R\$ 11,7 trilhões) e do número de ocupações (101,8 milhões), publicados

pelo IBGE no âmbito das Contas Nacionais Trimestrais do 4º Trimestre de 2024 e da Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios de Dezembro de 2024, respectivamente.

5. Projetos relativos ao artigo 6ºF do Decreto Nº12.153/2024

Nos termos dos dispositivos legais estabelecidos pelo Decreto Nº 10.712/2021, com as alterações introduzidas pelo Decreto Nº 12.153/2024, o artigo 6º-F prevê novos dispositivos para a outorga de autorização, pela ANP, das atividades relacionadas às infraestruturas e instalações previstas no PNIIGB. Conforme definido no § 2º desse artigo:

“A ANP poderá outorgar a autorização para infraestruturas que não estejam previstas no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, desde que tenham compatibilidade com o planejamento setorial e não prejudiquem o uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes, permitida a submissão à EPE para avaliação prévia.”

Com base nesse disposto e considerando o intervalo entre a publicação do Decreto Nº 12.153/2024 e a conclusão do PNIIGB, alguns projetos foram submetidos à avaliação prévia tanto à sua compatibilidade com o planejamento setorial e quanto ao uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes. Nesse sentido, evidencia-se que o Decreto do Programa Gás para Empregar já teve aplicação prática, contribuindo para garantir a continuidade de processos de outorga já iniciados durante a consolidação do novo marco legal do setor.

Nesse contexto, a ANP solicitou à EPE três projetos para análise, cujas avaliações já foram concluídas: a UPGN de Miranga, o gasoduto integrante de escoamento com gás especificado do Projeto Raia e o gasoduto de escoamento de Sergipe Águas Profundas (SEAP).

A EPE, após análise das informações disponibilizadas pelo agente, considerou que os projetos submetidos foram considerados compatíveis com o planejamento setorial e não prejudicam o uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes. Assim, a EPE recomendou a outorga de autorização destes projetos de infraestruturas. Os projetos já foram considerados na análise sistêmica realizada, mas serão detalhados individualmente a seguir.

5.1. UPGN de Miranga

O projeto consiste na instalação de uma nova Unidade de Processamento de Gás Natural pela PetroRecôncavo, localizada no município de Pojuca, na Bahia. A planta terá capacidade inicial de 950 mil m³/dia, com potencial de expansão para 1,5 milhão de m³/dia. O investimento total previsto é de R\$ 344 milhões, com entrada comercial estimada para acontecer até julho de 2027.

O projeto visa especificar o gás natural proveniente de diferentes campos, incluindo o de Miranga e outros adjacentes. O projeto visa especificar o gás natural proveniente de diferentes campos, incluindo o de Miranga e outros adjacentes. Atualmente, esses volumes são enviados à Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTG) de Catu, cuja proprietária é a Petrobras. No entanto, o contrato de compartilhamento da PetroRecôncavo nessa infraestrutura se encerra em junho de 2027. Assim, com a nova UPGN, os volumes serão a ela redirecionados por meio de derivações de dutos de escoamento existentes.

A região ao entorno da instalação apresenta relevante infraestrutura de escoamento, com destaque para os gasodutos Miranga-Catu (20 km) e Quererá-Conceição, que conectam campos das bacias do Recôncavo e Tucano Sul à UPGN de Catu. Pelo lado do processamento, a região abriga a UTG Catu, UPGNs de São Roque e Caburé. Dessa forma, a capacidade de processamento atual da região localizado no entorno do projeto é de 2,9 milhões de m³/dia.

Em função das prerrogativas legais trazidas pelo Artigo 6-F do Decreto Nº 10.712/2021, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 12.153/2024, a EPE elaborou avaliação prévia acerca do projeto da UPGN Miranga, após solicitação da ANP.

A análise técnica indicou que a nova unidade reforçará a capacidade de processamento regional e concluiu que o projeto apresenta compatibilidade com o planejamento setorial. Deste modo, a EPE recomendou, à ANP, o prosseguimento do processo de outorga de autorização para esta infraestrutura, em função de sua relevância para o aproveitamento eficiente das infraestruturas existentes, sua contribuição para a modicidade tarifária e seu alinhamento com os objetivos do Programa Gás para Empregar.

5.2. Projeto Raias

O Projeto Raias trata da construção e instalação do gasoduto nas áreas de desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada. O gasoduto de exportação do projeto conectará a infraestrutura de produção (FPSO) de gás natural da concessão BM-C-33, situada na parte sul da Bacia de Campos, às instalações de transporte dutoviário de gás natural da malha integrada. As duas estruturas principais – as jazidas de Pão de Açúcar e Gávea – serão conectadas a um FPSO capaz de processar o óleo/condensado e o gás produzido, bem como especificá-lo para venda, segundo Resolução ANP. O início da operação está previsto para 2028. O Gasoduto Integrante Raias tem capacidade de 16 milhões de m³/dia e um comprimento total de cerca de 200 km, com lâmina d'água de até 2.900 metros (Equinor, 2025a).

A análise do entorno, limitada a um raio de 50 km do FPSO, não identificou outras infraestruturas existentes ou planejadas, embora haja blocos sob contrato com potencial de exploração. Destacam-se, como apoios logísticos relevantes, o Porto do Açu e o aeroporto de Cabo Frio, localizados fora desse raio.

Destaca-se que este projeto já foi analisado no ciclo 2023 do PIPE, no qual os principais aspectos socioambientais do projeto foram avaliados pela equipe técnica da EPE enquanto, em 12 de julho de 2025, o projeto obteve a Licença de Instalação junto ao IBAMA, conforme processo ambiental nº 02001.005697/2021-63 (Equinor, 2025b).

Em função das prerrogativas legais trazidas pelo Artigo 6-F do Decreto Nº 10.712/2021, com as alterações introduzidas pelo Decreto Nº 12.153/2024, a EPE elaborou avaliação prévia acerca do projeto do Gasoduto Integrante Raias, após solicitação da ANP. A análise técnica indicou que há pela compatibilidade do projeto com o planejamento setorial e recomendou sua autorização, considerando a relevância deste projeto para o escoamento de uma oferta potencial relevante de gás natural nacional., a qual pode contribuir para a modicidade tarifária, estando alinhada aos objetivos do Programa Gás para Empregar.

5.3. Projeto SEAP

O desenvolvimento do polo de produção de óleo e gás de Sergipe Águas Profundas (SEAP) na Bacia de Sergipe-Alagoas, em lâmina d'água de até 2.900 m, ocorrerá através de dois sistemas de produção (SEAP I e SEAP II), cada um com uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO. O gás produzido a partir das UEPs do tipo FPSO de cada um dos projetos, já especificado nestas plataformas segundo Resolução ANP, será escoado através do gasoduto de escoamento Rota SEAP até a malha de transporte e tem potencial de aumentar a oferta nacional em até 18 milhões de m³/dia.

A análise estratégica de área potencialmente impactada pelo Projeto SEAP não identificou outras infraestruturas existentes ou planejadas. Destacam-se, como apoios logísticos terrestres relevantes o porto TMIB e o aeroporto de Aracaju.

Destaca-se que este projeto já foi analisado no ciclo 2023 do PIPE, no qual os principais aspectos socioambientais do projeto foram avaliados pela equipe técnica da EPE. Conforme informado pela Petrobras, o

projeto encontra-se em fase de licenciamento ambiental prévio, tendo o RIMA (Relatório de Impacto Ambiental) sido aprovado pelo IBAMA em setembro de 2023.

A análise técnica indicou que há pela compatibilidade do projeto do gasoduto de SEAP com o planejamento setorial e recomendou sua autorização, considerando a relevância deste projeto para o escoamento de uma oferta potencial relevante de gás natural nacional.

6. Considerações finais

A primeira edição do PNIIGB, que contou com ampla participação da sociedade e dos agentes de mercado, trouxe uma série de projetos que foram considerados prioritários para ampliar a oferta de gás natural no Brasil, mitigar gargalos e expandir a malha integrada de gasodutos, ao mesmo tempo que procurou trazer alternativas para conexão do biometano ao STGN. Foram estudados ao todo 14 projetos que a EPE entende como de grande importância para a otimização e disponibilidade das infraestruturas, bem como seu melhor aproveitamento. A Tabela 25 traz um resumo dos projetos e suas principais características.

Tabela 25 - Projetos estudados no Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano

Projeto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Capacidade (milhões de m³/dia)	Custos Diretos¹ (R\$ milhões)	Custos Indiretos¹ (R\$ milhões)	Custo Total¹ (R\$ milhões)
Gasoduto Gato do Mato (Orca e Sul de Orca)	24	6	1,5	407	122	529
Gasoduto Bacalhau/Aram	360	14/8/16	12,5	3.975	1085	5.060
UPGN Cubatão	-	-	12,5	1.850	843	2.693
Hub Biometano São Carlos	-	-	0,53	99	36	135
Hub Biometano Porecatu	-	-	0,59	106	38	144
Gasoduto Biometano Porecatu/PR - Bilac/SP	185	10	0,59	555	250	805
Gasoduto Veredas (Fase 1)	85,5	26	9	1.804	768	2.572
Ecomp Itajuípe/BA	-	-	20	539	218	757
Bragança Paulista/SP - Extrema/MG	28	6	0,3	138	62	200
Corredor Pré-Sal Sul	295	28	20	5.481	2230	7.711
GASOG	45,5	18	10	714	297	1.011
Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	593	24	15	6.354	2549	8.903
Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS	249	16	2	2.085	881	2.966
Iacanga/SP – Uberaba/MG	260	20	6	0	949	949
Total	2.125	-	-	24.107	10.328	34.435

Notas: (1) As estimativas são baseadas na análise de projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e de +30% a +100%.

Fonte: Elaboração própria EPE.

A Tabela mostra investimentos na ordem de mais de R\$ 34 bilhões em projetos que variam entre estações de compressão, gasodutos de transporte e de escoamento, UPGNs e *hubs* de biometano. Destaca-se a categoria de gasodutos, em que a extensão de todos somados ultrapassa os 2.100 km. Uma vez realizado todos os investimentos propostos nesse plano, existe uma expectativa de se gerar mais de 90 mil empregos, o que teria um impacto de mais de R\$ 20 bilhões no PIB ao longo de seus períodos de execução.

Para identificar os projetos que compõem essa lista, diversos aspectos foram analisados no sentido de selecionar aquilo que fosse mais importante para o contexto nacional e as necessidades eminentes das

infraestruturas atuais. Entende-se que os projetos aqui analisados fazem parte do primeiro passo para o avanço necessário para garantir melhores condições de disponibilidade da molécula e escoamento do gás ao longo do território nacional. Vale ressaltar que, neste primeiro ciclo do PNIIGB, foram priorizados os arranjos de biometano produzido em instalações contíguas às de biogás e descentralizadas, com possibilidades de conexão individualizada ou de concentração do volume disponível do gás especificado em aglomerados (*clusters*) visando ganho de escala para conexão à malha integrada de gás natural. A regulamentação do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, no âmbito do Decreto da Lei do Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024), poderá contribuir para o avanço de outros arranjos ou modos de integração do biometano às infraestruturas de gás natural.

Destaca-se também o papel que a EPE vem realizando no âmbito do Artigo 6-F do Decreto nº 12.153/2024, visando dar suporte ao processo de outorga de autorização da ANP. Já foram analisados três projetos, a pedido da ANP, que foram considerados como compatíveis com o planejamento setorial e que não prejudicariam o uso eficiente e compartilhado das infraestruturas existentes. Essas análises culminaram na recomendação, por parte da EPE, para outorga de autorização desses projetos, pela ANP. É importante destacar que essa é uma alternativa interessante que os agentes possuem, que garante a independência e a celeridade do andamento dos seus projetos de expansão, de forma a não depender única e exclusivamente dos ciclos bianuais do PNIIGB.

Contudo, o PNIIGB se apresenta como uma importante ferramenta do planejamento setorial de gás natural brasileiro, possibilitando um melhor aproveitamento e articulação acerca das infraestruturas desta indústria. De acordo com as diretrizes do Decreto nº 12.153/2024 se buscou tanto um olhar sistêmico das infraestruturas, quanto uma seleção de projetos visando otimizar o desenvolvimento das infraestruturas do setor, conectar oferta e demanda, eliminar ineficiências e gargalos que elevam os custos aos consumidores e reduzir os riscos para os agentes da cadeia.

Por fim, destaca-se que os projetos que aqui foram listados não estão necessariamente aprovados para serem construídos. Concluída a etapa do PNIIGB, caberá à ANP promover as próximas etapas do processo da outorga das autorizações para as atividades relacionadas às infraestruturas e instalações nele previstas, por meio de processo seletivo público, visando às indicações dos projetos mais vantajosos sob os aspectos técnico e econômico.

7. Referências bibliográficas

- ABEGÁS, 2025. Petrobras enfrenta restrições no escoamento de gás do pré-sal e agita mercado de curto prazo. Disponível em: <<https://www.abegas.org.br/arquivos/94853>>. Acesso em: ago. 2025
- AACEI. Association for the Advancement of Cost Engineering International, 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: <<https://web.aacei.org/>>. Acesso em: fev. 2025.
- Aneel. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2024. SIGEL. Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico, 2025. Localização de Usinas Elétricas em operação e planejadas. Disponível em: <<https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>>. Acesso em: dez. 2024.
- ANM. Agência Nacional de Mineração, 2025. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <<http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>>. Acesso em: ago. 2025.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2020. Estudo Sobre Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/arquivos/aproveitamentognpresal.pdf>>. Acesso em: ago. 2025.
- _____. _____. 2024a. Resolução ANP Nº 973, de 26 de julho de 2024. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-anp-n-973-de-26-de-julho-de-2024-574798439>>. Acesso em: jan. 2025.
- _____. _____. 2024b. Resolução ANP Nº 971, de 1º de julho de 2024. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-971-de-1-de-julho-de-2024-569294464>>. Acesso em: jan. 2025.
- _____. _____. 2024c. Ata da 1.151ª Reunião de Diretoria, realizada no dia 13 de dezembro de 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/composicao/diretoria-colegiada/reunioes-da-diretoria-colegiada/pautas-atas-e-calendario-de-reunioes-da-diretoria-colegiada/2024/ata-1151-2024.pdf#:~:text=artilhada%20de%20Bacalhau%2C%20aprovadas%20pela%20Resolu%C3%A7%C3%A3o%20de%20Diretoria,de%20desenvolvimento%20do%20Fase%202%20e%20obter%20>>. Acesso em: set. 2025.
- CPRM. Serviço Geológico do Brasil, 2010a. Mapa de Declividade em Percentual do Relevo Brasileiro. Disponível em: <<http://www.cprm.gov.br/publique/Gestao-Territorial/Geodiversidade/Mapa-de-Declividade-em-Percentual-do-Relevo-Brasileiro-3497.html>>. Acesso em: jun. 2025.
- _____. Serviço Geológico do Brasil, 2010b. Mapas de Geodiversidade Estaduais. Disponível em: <<https://geosgb.cprm.gov.br/>>. Acesso em: mai. 2025.
- _____. Serviço Geológico do Brasil. Mapa Geodiversidade do Estado de São Paulo, 2009. Disponível em: <<https://rigeo.sgb.gov.br/jspui/handle/doc/14713>>. Acesso em: jun. 2025.
- _____. Serviço Geológico do Brasil. Mapa Geodiversidade do Estado de Pernambuco, 2014. Disponível em: <<https://rigeo.sgb.gov.br/jspui/handle/doc/14713>>. Acesso em: jun. 2025.
- _____. Serviço Geológico do Brasil. Mapa Geodiversidade do Estado do Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <<https://rigeo.sgb.gov.br/jspui/handle/doc/14713>>. Acesso em: jun. 2025.
- EIA. U.S. Energy Information Administration, 2024. Argentina's crude oil and natural gas production near record highs. Disponível em: <Argentina's crude oil and natural gas production near record highs - U.S. Energy Information Administration (EIA)>. Acesso em: set. 2025.
- EPE. Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2019 – PIG 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig>>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____. 2020a. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020 – PIG 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2020>>. Acesso em: jul. 2025.

_____. _____. 2020b. Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2020.REV1. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>>. Acesso em: jan. 2025.

_____. _____. 2022. GNL de Pequena Escala: Estudo de caso no Brasil. NOTA TÉCNICA EPE/DPG/2022/06. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-706/NT%20GNL%20Pequena%20Escala_r0.pdf>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____. 2023. Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural 2023 Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural-pipe-2023>>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____. 2025a. Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2024 – PIG 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte-pig-2024>>. Acesso em: fev. 2025.

_____. _____. 2025b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Compilação de Traçados de Gasodutos de Transporte, Oleodutos e Linhas de transmissão e subestações existentes e planejadas. Disponível em: <<https://gisepeprd2.epe.gov.br/webmapepe/>>. Acesso em: ago. 2025.

ESRI. Environmental Systems Research Institute, 2025. ArcGIS Pro 3.4.55405 Disponível em: <<https://www.esri.com/en-us/home>>. Acesso em: jun. 2025.

EQUINOR, 2025a. RAIA. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural/raia>>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____. 2025b. Equinor recebe do Ibama Licença de Instalação do Gasoduto Raia. Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/equinor-recebe-do-ibama-licenca-de-instalacao-do-gasoduto-raia>>. Acesso em: ago. 2025.

Funai. Fundação Nacional do Índio, 2025. Delimitação das Terras Indígenas do Brasil. Disponível em: <<http://www.funai.gov.br/index.php/shape>>. Acesso em: ago. 2025.

GASMIG, 2024. Gasmig apresenta Gasoduto Extrema Pouso Alegre na sede da FIEMG. Agosto. Disponível em: <<https://gasmig.com.br/gasmig-apresenta-gasoduto-extrema-pouso-alegre-na-sede-da-fiemg>>. Acesso em: ago. 2025.

GNA. Relatório de impacto ambiental (RIMA) do Gasoduto dos Goytacazes. 2017. Disponível em: <http://www.inea.rj.gov.br/cs/groups/public/@inter_dilam/documents/document/zwew/mtq2/~edisp/inea0146470.pdf>. Acesso em: ago. 2025.

GNA, 2020. Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) e infraestrutura de gasoduto (GASINF) - RIMA. Agosto 2020. Disponível em: <https://www.inea.rj.gov.br/wp-content/uploads/2020/09/RIMA_alta.pdf>. Acesso em: set. 2025.

GUILHOTO, J. J. M. 2011. Input-Output Analysis: Theory and Foundations. MPRA paper number 32566. Munich Personal RePEc Archive. Disponível em: <http://www.usp.br/nereus/wpcontent/uploads/MPRA_paper_32566.pdf>. Acesso em: nov. 2023.

IBAMA. Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2017. Parecer Técnico nº 61/2017-CODUT/CGLIN/DILIC. Disponível em: <https://sei.ibama.gov.br/documento_consulta_externa.php?id_acesso_externo=1757566&id_documento=1685886&infra_hash=9db28cc3c5bba4e74dd4752912208cd2>. Acesso em: ago. 2025.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2021. Limite de Estados e Municípios Brasileiros. Disponível em: <ftp://geoftp.ibge.gov.br/organizacao_do_territorio/malhas_territoriais/malhas_municipais/municipio_2016/Brasil/BR/>. Acesso em: ago. 2025.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2025. Panorama Uberaba. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/mg/uberaba/panorama>>. Acesso em: ago. 2025.

IEA. International Energy Agency, 2025. Energy System of Argentina. Disponível em: < Argentina - Countries & Regions - IEA>. Acesso em: set. 2025.

INEA, 2017. Licenciamento, Pós-Licença e Fiscalização. Disponível em: <<https://www.inea.rj.gov.br/eia-rima-2017/>>. Acesso em: set. 2025.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária, 2025. Polígonos de Projetos de Assentamento Rural e Terras Quilombolas. Disponível em: <<http://acervofundiario.incra.gov.br/acervo/acv.php>>. Acesso em: ago. 2025.

INPE. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011. Relevo sombreado. Disponível em: <<http://www.dsr.inpe.br/topodata/acesso.php>>. Acesso: jun. 2025.

IPHAN. Instituto Nacional do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, 2025. Cadastro Nacional de Sítios Arqueológicos Georreferenciados. Disponível em: <<http://portal.iphan.gov.br/cna/pagina/detalhes/1227>>. Acesso em: ago. 2025.

Mapbiomas, 2023. Projeto MapBiomas – Coleção 9 da Série Anual de Mapas de Cobertura e Uso de Solo do Brasil. Disponível em: <<https://mapbiomas.org>>. Acesso em: ago. 2025.

MMA. Ministério do Meio Ambiente, 2025. Unidades de Conservação Federais e Estaduais. Disponível em: <<http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>>. Acesso em: ago. 2025.

Minas Gerais, 2022. Consulta Pública Determinação da Receita Requerida para o Processo de Revisão Tarifária da Gasmig. Janeiro. Disponível em: <<https://www.consultapublica.mg.gov.br/ConsultaPublica/ConsultaPublica?IDConsulta=58>>. Acesso em: ago. 2025.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2024a. Nota Técnica nº 6/2024/DGN/SNPGB. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/relatorio-dos-comites-tematicos/documentos-que-embasaram-a-publicacao-do-decreto-no-12-153-2024-2/nota-tecnica-6_2024_dgn_snpgb.pdf>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____, 2024b. Alexandre Silveira assina Memorando de Entendimento com a Argentina para viabilizar a exportação de gás natural para o Brasil. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-assina-memorando-de-entendimento-com-a-argentina-para-viabilizar-a-exportacao-de-gas-natural-para-o-brasil>>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____, 2025a. Ao lado de Lula, Silveira inaugura a maior usina termelétrica a gás do Brasil. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/ao-lado-de-lula-silveira-inaugura-a-maior-usina-termeletrica-a-gas-do-brasil>>. Acesso em: set. 2025.

_____. _____, 2025b. Alexandre Silveira recebe Secretária de Energia da Argentina para ampliar cooperação bilateral no setor de gás natural. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-recebe-secretaria-de-energia-da-argentina-para-ampliar-cooperacao-bilateral-no-setor-de-gas-natural>>. Acesso em: set. 2025.

NTS/BMP. Nova Transportadora do Sudeste S.A / BMP Ambiental Ltda., 2024. Estudo de Impacto Ambiental do Gasoduto de Transporte de 6" Bragança Paulista - Extrema (GASBEX).

OSM. Open Street Map, 2021. Rede Viária. Disponível em: <<https://download.geofabrik.de/south-america.html>>. Acesso em: ago. 2025.

PERNAMBUCO (Estado) Decreto Estadual nº 34.692, de 17 de março de 2010. Declara como Área de Proteção Ambiental - APA a região que compreende parte dos Municípios de Camaragibe, Recife, Paulista, Abreu e Lima, Igarassu, Araçoiaba, São Lourenço da Mata e Paudalho, e dá outras providências. Diário Oficial do Estado de Pernambuco, Recife, 17 de março de 2010. Disponível em: <<https://www.jusbrasil.com.br/legislacao/2811430094/decreto-34692-10-pe>>. Acesso em: jul. 2025.

PRUMO LOGÍSTICA, 2025a. Vale e Porto do Açu assinam acordo para desenvolver Mega Hub para descarbonização da cadeia siderúrgica. Disponível em: <<https://prumologistica.com.br/pt/?news=vale-e-porto-do-acu-assinam-acordo-para-desenvolver-mega-hub-para-descarbonizacao-da-cadeia-siderurgica>>. Acesso em: set. 2025.

PRUMO LOGÍSTICA, 2025b. Porto do Açu e Toyo Setal firmam parceria para desenvolvimento conjunto de planta de fertilizantes nitrogenados. Disponível em: <<https://prumologistica.com.br/pt/?news=porto-do-acu-e-toyo-setal-firmam-parceria-para-desenvolvimento-conjunto-de-planta-de-fertilizantes-nitrogenados>>. Acesso em: set. 2025.

POVEDA, M.M.R., 2019. Integração do biogás de vinhaça na matriz energética de Ribeirão Preto, Estado de São Paulo. 2019. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/105/105131/tde-26082019-115248/publico/Manuel_Moreno_Ruiz_Poveda_versao_revisada.pdf>. Acesso em: ago. 2025.

SÃO PAULO (Estado) Lei Estadual nº 7.438, de 16 de julho de 1991. Declara Área de Proteção Ambiental - APA, regiões que especifica, dando providências correlatas. Diário Oficial do Estado de São Paulo, São Paulo, 16 de julho de 1991. Disponível em: <Lei nº 7.438, de 16 de julho de 1991 - Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo>. Acesso em: jul. 2025.

SHELL, 2025. Shell invests in the Gato do Mato project in Brazil's pre-salt. Disponível em: <<https://www.shell.com/news-and-insights/newsroom/news-and-media-releases/2025/shell-invests-in-the-gato-do-mato-project-in-brazils-pre-salt.html>>. Acesso em: set. 2025.

S&P Global, 2025a. Commodity Insights - Summary Bacalhau (BM-S-008). Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodity-insights/pt>>. Acesso em: mai. 2025.

_____. _____, 2025b. *Commodity Insights - Asset Summary Aram*. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodity-insights/pt>>. Acesso em: mar. 2025.

_____. _____, 2025c. *Commodity Insights - Summary Orca / Sul de Orca*. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/commodity-insights/pt>>. Acesso em: ago. 2025.

TAG. Transportadora Associada de Gás, 2024. ECOMP Itajuípe da TAG trará eficiência, segurança e economia ao mercado de gás brasileiro. Novembro. Disponível em: <<https://www.alemdaenergia.engie.com.br/newsletters/ecomp-itajuipe-da-tag-trara-eficiencia-seguranca-e-economia-ao-mercado-de-gas-brasileiro>>. Acesso em: ago. 2025.

_____. _____, 2025. Transparência. Disponível em: <<https://ntag.com.br/transparencia/>>. Acesso em: set. 2025.

UFGRS. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2024. Área diretamente atingida pela inundação na R.H. Guaíba. Banco de Dados, 2024. Disponível em: <http://www.ufgrs.br/ufgrs/noticias/repositorio-de-mapas-da-ufgrs-dimensiona-a-tragedia-no-rs-e-fornece-informacoes-detalhadas>. Acesso em: nov. 2024.