



Empresa de Pesquisa Energética

Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural



2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Supervisão

Heloísa Borges Esteves

Coordenação Geral

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Executiva

Marcelo Ferreira Alfradique

Coordenação Técnica

Ana Claudia Sant'Ana Pinto
Regina Freitas Fernandes
Roberta de Albuquerque Cardoso
Elisangela Medeiros de Almeida
Hermani de Moraes Vieira
Arnaldo dos Santos Junior
Gustavo Naciff de Andrade

Equipe Técnica SPG

Carolina Oliveira de Castro
Claudia Maria Chagas Bonelli
Henrique Plaudio G. Rangel
Luiz Paulo Barbosa da Silva
Péricles de Abreu Brumati
Adriana Queiroz Ramos
Victor Hugo Trocate da Silva

Equipe Técnica SMA

André Cassino Ferreira
Daniel Filipe Silva
Thiago Galvão

Equipe Técnica SEE

Aline Moreira Gomes
Flávia Camargo de Araújo
Lidiane de Almeida Modesto

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Efrain Pereira da Cruz

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Pietro Adamo Sampaio Mendes

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



Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

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

Heloísa Borges Esteves

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

Thiago Ivanoski Texeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Identificação do Documento e Revisões



Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Petróleo e Gás Natural (SPG)

Estudo

Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	28/02/2024	Publicação no site da EPE
r1	08/04/2024	Inclusão do parágrafo 5º na Introdução.

■ Sumário

1. Introdução	1
2. Metodologia	4
2.1. Seleção dos Projetos	5
2.2. Definição das Premissas	8
2.3. Estimativas de CAPEX (escoamento e processamento)	9
2.4. Traçados e Análise Socioambiental	10
2.5. Perspectivas de emprego e renda	11
2.6. Nova metodologia de custos de processamento	13
3. Análise de Projetos das Bacias Brasileiras	14
3.1. Bacia de Santos	14
3.1.1. Análise Socioambiental – Pré-Sal (Bacia de Santos)	16
3.1.2. Bacalhau-RPBC	19
3.1.3. Bacalhau-Merluza	21
3.1.4. Bacalhau-Mexilhão	23
3.1.5. Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão	26
3.2. Bacia de Campos	28
3.2.1. Análise Socioambiental Raia – TECAB	29
3.2.2. Raia – TECAB	31
3.3. Bacia de Tucano Sul	33
3.3.1. Análise Socioambiental Tucano Sul – Quererá	33
3.3.2. Tucano Sul – Quererá	36
3.4. Bacia de Sergipe Alagoas	39
3.4.1. Análise Socioambiental Sergipe Águas Profundas – malha TAG	39
3.4.2. Sergipe Águas Profundas – malha TAG	42
3.5. Bacia da Foz do Amazonas	43
3.5.1. Análise socioambiental Foz do Amazonas – Calçoene	44
3.5.2. Foz do Amazonas – Calçoene	46
3.6. Estimativas de emprego e renda dos projetos	49
4. Atualização dos custos de processamento e do <i>hub</i> de gás – PIPE 2021	51
4.1. Unidades de Processamento de Gás Natural	51
4.2. <i>Hub</i> de gás do Espírito Santo	52
5. Resultados e Discussão	55
6. Considerações Finais	57
7. Referências Bibliográficas	58

■ Índice de Figuras

Figura 1. Metodologia de análise de projetos	5
Figura 2. Mapa de blocos, campos e gasodutos.	8
Figura 3. Alternativas dos projetos estudados na Bacia de Santos	15
Figura 4. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação dos gasodutos de escoamento da Bacia de Santos	17
Figura 5. Área de chegada do gasoduto de escoamento Bacalhau – RPBC.....	18
Figura 6. Projeto Bacalhau – RPBC.....	19
Figura 7. Projeto Bacalhau – Merluza	22
Figura 8. Projeto Bacalhau – Mexilhão	24
Figura 9. Projeto do Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão.....	27
Figura 10. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Raia – TECAB	30
Figura 11. Área de chegada do gasoduto Raia – TECAB em terra.	31
Figura 12. Projeto Raia – TECAB.....	32
Figura 13. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Tucano Sul – Quererá	35
Figura 14. Projeto Tucano Sul – Quererá	37
Figura 15. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Sergipe Águas Profundas – malha TAG.....	40
Figura 16. Área de chegada do gasoduto Sergipe Águas Profundas – malha TAG em terra.....	41
Figura 17. Projeto SEAP – malha TAG	42
Figura 18. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Foz do Amazonas - Calçoene	45
Figura 19. Área de chegada do gasoduto Foz do Amazonas - Calçoene em terra	46
Figura 20. Projeto Foz do Amazonas - Calçoene.....	48
Figura 21. <i>Hub</i> de gás na Bacia do Espírito Santo	52
Figura 22. Mapa de localização dos projetos estudados	56

■ Índice de Tabelas

Tabela 1. Projetos novos e atualizações de projetos do PIPE 2021.....	4
Tabela 2. Projetos de UPGNs do PIPE 2021 atualizados no PIPE 2023	4
Tabela 3. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – RPBC	20
Tabela 4. CAPEX da UPGN Bacalhau – RPBC	21
Tabela 5. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – Merluza	22
Tabela 6. CAPEX da UPGN Bacalhau – Merluza	23
Tabela 7. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – Mexilhão.....	25
Tabela 8. CAPEX da UPGN Bacalhau – Mexilhão	25
Tabela 9. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gato do Mato – Mexilhão.....	27
Tabela 10. CAPEX da UPGN Gato do Mato – Mexilhão	28
Tabela 11. CAPEX do gasoduto de escoamento para Raia – TECAB	33
Tabela 12. CAPEX do gasoduto de escoamento para Tucano Sul – Quererá	38
Tabela 13. CAPEX da UPGN Tucano Sul – Quererá	38
Tabela 14. CAPEX do gasoduto de escoamento para SEAP – malha TAG.....	43
Tabela 15. CAPEX do gasoduto de escoamento para Foz do Amazonas - Calçoene	48
Tabela 16. CAPEX da UPGN Foz do Amazonas - Calçoene.....	49
Tabela 17. Impactos sobre o PIB e empregos.....	50
Tabela 18. Estimativas de custos das UPGNs do PIPE 2021 a partir da metodologia aprimorada	51
Tabela 19. CAPEX dos gasodutos de escoamento para o <i>Hub</i> de gás na Bacia do Espírito Santo	53
Tabela 20. CAPEX da plataforma de compressão para o <i>Hub</i> de gás na Bacia do Espírito Santo	54
Tabela 21. Resumo dos Projetos estudados no PIPE 2023	55

1. Introdução

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) apresenta a terceira edição do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE). O PIPE compõe o conjunto de planos indicativos que a Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) publica periodicamente, juntamente com o Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), o Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER) e o Plano Indicativo de Oleodutos (PIO). Juntos, apresentam os resultados dos estudos do planejamento energético integrado para o setor de petróleo e gás natural (EPE, 2019a; 2019b; 2020a; 2021a; 2021b; 2022a).

Nesta edição, o PIPE traz oito alternativas de projetos, sendo sete *offshore* e uma *opção onshore*. Como alternativas *offshore*, apresentam-se quatro na Bacia de Santos, uma na Bacia de Campos, uma na Bacia do Sergipe-Alagoas e uma na Bacia da Foz do Amazonas. A opção *onshore* avaliada localiza-se na Bacia de Tucano Sul. Além das tradicionais Bacias de Santos e Campos¹ e da Bacia do Sergipe-Alagoas, o estudo traz também análises de outras áreas com relevante potencial: Foz do Amazonas e Tucano Sul. A análise de uma alternativa de gasoduto de escoamento na Bacia da Foz do Amazonas se justifica por se tratar de uma fronteira exploratória com potencial analogia com as bacias da Guiana-Suriname, onde houve recentes grandes descobertas. Já a alternativa de gasoduto de escoamento na Bacia de Tucano Sul, vizinha à Bacia do Recôncavo, se justifica por possuir relevante conhecimento exploratório, apresentar novas descobertas e situar-se perto de importantes cidades nordestinas².

É importante destacar que este PIPE está alinhado com alguns dos principais objetivos do Programa Gás Para Empregar do Governo Federal, tais como aumentar a oferta de gás natural da União no mercado doméstico e melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural (MME, 2023a).

No PIPE são apresentadas alternativas de projetos de gasodutos de escoamento e unidades de processamento de gás natural (UPGNs) em nível conceitual, de modo que as estimativas de custos de engenharia e de geração de emprego e renda, bem como as análises socioambientais deverão ser detalhadas e comparadas com outras alternativas de monetização pelos agentes de mercado, durante a etapa de Decisão Final de Investimento (em inglês, FID - *Final Investment Decision*). Caso haja manifestação de interesse do mercado pelas alternativas propostas, os projetos aqui analisados poderão contribuir para o aumento da oferta de gás e, por conseguinte, trazer maior flexibilidade e segurança de abastecimento desse energético.

É importante destacar que os projetos já analisados em edições anteriores do PIPE (PIPE 2019 e PIPE 2021) não devem ser desconsiderados. Assim, os condicionantes e resultados obtidos em edições anteriores deste Plano Indicativo continuam válidos. Destaca-se, também, que alguns dos projetos já apresentados no PIPE 2019 e PIPE 2021 apresentaram atualizações de traçados e/ou

¹ Há novos projetos com grandes potenciais de gás natural sem definição de Decisão Final de Investimento (FID) ainda, como os campos de Bacalhau e Gato do Mato, que têm os seus escoamentos de gás discutidos neste documento.

² Cabe mencionar que há diferentes formas de monetização do gás natural, e a decisão sobre qual deve ser utilizada dependerá de diversos fatores, entre os quais destacam-se: preços do óleo, do gás natural e do GNL; condições de oferta e demanda e investimentos necessários em infraestrutura de escoamento, processamento e movimentação do gás natural (EPE, 2020b; 2020c).

custos ao longo das edições do PIPE, de modo que, nestas situações, os projetos mais recentes apresentam maiores níveis de detalhamento para estimativas de custos.

Dentre os principais objetivos do PIPE, destacam-se:

- diminuir a assimetria de informação sobre áreas com potencial de produção de gás natural e sobre as estimativas de custos de escoamento e processamento associados. Além disso, verificam-se os condicionantes socioambientais e a geração de emprego e renda destas alternativas, contribuindo para a identificação de oportunidades de novos projetos de gasodutos e UPGNs;
- divulgar a metodologia de avaliação utilizada para a elaboração deste estudo;
- reduzir os custos de transação entre os agentes da indústria de gás natural, visando à promoção de investimentos em gasodutos de escoamento e UPGNs no País.

Para a elaboração do PIPE foram utilizadas principalmente as projeções de oferta e a demanda de gás natural detalhadas no Caderno de Gás Natural do PDE 2032 (EPE, 2022b). Ao analisar as perspectivas de produção, de acordo com o Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural do PDE 2032 (EPE, 2022c), nota-se que a produção líquida de gás natural no decênio 2022-2032 alcança os maiores volumes no ano de 2032, quando se atinge um valor de 134 milhões de m³/dia.

A partir das projeções elaboradas para o Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural do PDE 2032, as maiores contribuições no decênio estudado estão associadas às Bacias de Santos, Campos, Solimões e Parnaíba. A maior proporção do gás natural a ser produzido no decênio é de gás associado, sendo 80% do total previsto para 2032 nas Bacias de Campos e Santos. No caso do gás natural não associado, mantém-se a influência predominante das unidades produtivas das Bacias de Campos, Parnaíba, Santos, Sergipe-Alagoas e Solimões. Espera-se a partir de 2027 um aumento na produção líquida de gás natural através da entrada de novos projetos, com destaque para as Bacias de Sergipe-Alagoas e para o início de produção nos campos do projeto Raia (BM-C-33), na Bacia de Campos.

Do ponto de vista da demanda, o PIPE busca dar informações sobre a localização das futuras regiões com potencial de produção de gás natural e as correspondentes alternativas de infraestrutura necessárias, de acordo com a volumetria prevista. Estes dados são importantes para os agentes consumidores de gás natural avaliarem os seus planos de negócios e alinharem suas expectativas no horizonte do estudo, conforme o crescimento potencial da oferta.

Com relação à estrutura do relatório do PIPE, o documento está dividido da seguinte maneira: após a Introdução, o Capítulo 2 apresenta as metodologias empregadas para análise das alternativas de escoamento e processamento, tanto para análise de novos projetos quanto para atualização dos custos de projetos já estudados em edições anteriores. Assim, neste capítulo são apresentadas as metodologias para: seleção de alternativas, estimativas de CAPEX, determinação dos traçados e cálculo das perspectivas de emprego e renda a serem gerados nestes projetos. Este capítulo trata, também, das premissas técnicas e das condições da análise socioambiental empregadas nestes projetos.

O Capítulo 3 analisa os projetos distribuídos em distintas regiões do País e localizados nas Bacias de: Santos/SP, Campos/RJ, Espírito Santo/ES, Tucano Sul/BA, Sergipe-Alagoas/SE e Foz do Amazonas/AP, representando-os tanto através de novos projetos, quanto por atualização de projetos já estudados em edições anteriores do PIPE. Destaca-se que as premissas para os novos projetos são apresentadas no Capítulo 2, enquanto os projetos já estudados utilizam as mesmas premissas já

tratadas no PIPE em que foram publicados. Como resultados deste Capítulo, são apresentadas as estimativas de CAPEX (*Capital Expenditure*) dos projetos (novos ou atualizações), bem como suas perspectivas de geração de emprego e renda, sendo este resultado uma evolução trazida neste ciclo do PIPE.

O Capítulo 4 apresenta a atualização dos custos das UPGNs apresentados no PIPE 2021 em função de um aprimoramento da metodologia empregada nesta edição do PIPE, mantidas as premissas consideradas no PIPE 2021. Além disso, foram trazidas novas informações sobre o *Hub* de gás do Espírito Santo (avaliado no PIPE 2021) e uma reavaliação dos custos de capital destas instalações, de acordo com a nova abordagem metodológica.

O Capítulo 5 sumariza e discute os principais resultados do PIPE 2023 e o Capítulo 6 traz as considerações finais do estudo.

2. Metodologia

Este Capítulo trata da metodologia e das premissas utilizadas para a elaboração do PIPE 2023. No atual ciclo, são apresentados tanto novos projetos quanto atualizações de projetos (em função do avanço de maturidade), já estudados em edições anteriores. Estes projetos encontram-se na **Tabela 1** e serão tratados nos Capítulos 3 e 4 do presente estudo. Adicionalmente, o PIPE 2023 apresenta uma revisão da metodologia de cálculo dos custos de UPGNs, tendo sido utilizada tanto para os novos projetos (Capítulo 3) quanto para a atualização de projetos de UPGNs já estudados no PIPE 2021, destacados na **Tabela 2** e que foram tratados no Capítulo 4. Adicionalmente, também no Capítulo 4, é apresentada a atualização dos custos do *Hub* de Gás do Espírito Santo.

Tabela 1. Projetos novos e atualizações de projetos do PIPE 2021

Projetos	Bacia	Categoria do projeto
Bacalhau - RPBC	Santos	Novo
Bacalhau - Merluza	Santos	Novo
Bacalhau - Mexilhão	Santos	Novo
Sistema Gato do Mato - Mexilhão	Santos	Novo
Raia - TECAB	Campos	Atualização (PIPE 2021)
Tucano Sul - Quererá	Tucano Sul	Novo
Sergipe Águas Profundas - malha TAG*	Sergipe-Alagoas	Novo
Foz do Amazonas - Calçoene	Foz do Amazonas	Novo

Notas: * O projeto Sergipe Águas Profundas - malha TAG é um novo projeto em relação ao apresentado no PIPE 2019 e PIPE 2021, em função de informações publicadas pela Petrobras (PETROBRAS, 2023a). Isso inclui alteração do traçado e retirada da UPGN no PIPE 2023.

Tabela 2. Projetos de UPGNs do PIPE 2021 atualizados no PIPE 2023

Projeto de UPGN	Capacidade (milhões de m ³ /dia)
UPGN GA Solimões	2,7
UPGN GNA Solimões	1,6
UPGN GNA Parnaíba	2,0
UPGN GA Pré-sal Santos (<i>tie-back</i> 1)	3,9
UPGN GA Pré-sal Santos (<i>tie-back</i> 2)	3,3
UPGN GA Água Ultra Profunda (Bacia de Campos)	0,2
UPGN GA Mar Costeiro Camamu-Almada	0,2
UPGN GNA Mar Costeiro Camamu-Almada	7,0
UPGN GA Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)	1,3
UPGN GNA Água Ultra Profunda (Bacia do Espírito Santo)	1,8

Notas: GA – gás associado; GNA – gás não associado. Em função de informações publicadas pela Petrobras (PETROBRAS, 2023a), o projeto de exploração da Bacia do Sergipe-Alagoas foi remodelado, resultando em alteração do traçado do duto de escoamento e retirada da UPGN no PIPE 2023. Assim, a UPGN do PIPE 2021 relativa à essa bacia não foi atualizada no PIPE 2023.

Com relação aos novos projetos (Capítulo 3) e à atualização de projetos já estudados (Capítulos 3 e 4), serão apresentadas as metodologias de análise simplificada que foram utilizadas, considerando as seguintes etapas: seleção de novos projetos, definição das premissas, estimativas de CAPEX (novos projetos e projetos atualizados), análise socioambiental e estimativas de emprego

e renda. A **Figura 1** resume as etapas da metodologia empregada, tanto para os novos projetos como para a atualização de projetos de outras edições do PIPE. Destaca-se que os projetos de gasodutos e UPGNs que sofreram apenas atualização de custos mantiveram as premissas (de dimensionamento e traçado) utilizadas na edição do PIPE em que foram elaborados.

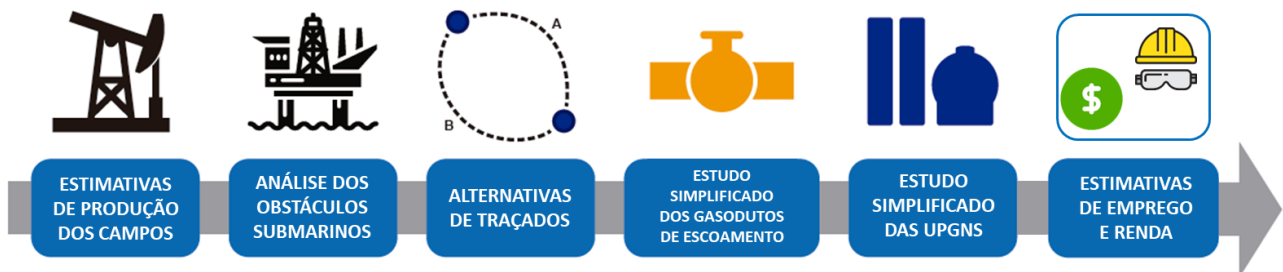


Figura 1. Metodologia de análise de projetos

Fonte: Elaboração Própria.

Como caracterização geral dos novos projetos e dos projetos atualizados, serão abordados os seguintes itens: a definição da origem, do destino, da extensão e da capacidade do gasoduto de escoamento; a estimativa da produção potencial definindo a capacidade dos projetos analisados, e finalmente a análise da infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural. Com relação à análise dos custos do projeto, serão apresentadas as premissas técnicas e orçamentárias do empreendimento, bem como a estimativa de CAPEX. Conforme supracitado, os projetos que já foram apresentados em edições anteriores do PIPE permaneceram com as mesmas premissas da época de sua concepção.

Com relação à análise socioambiental, serão apresentados os critérios utilizados para definição de traçado, além da indicação de áreas com restrições socioambientais. Além disso, serão indicados os elementos que devem ser observados no processo posterior de licenciamento ambiental de cada alternativa pelos empreendedores. Em seguida, serão apresentadas as estimativas de emprego e renda, onde são calculados os impactos que os investimentos relativos aos projetos indicativos estudados no PIPE 2023 teriam sobre a economia brasileira, dentro da ótica da empregabilidade e da variação do Produto Interno Bruto (PIB).

Por fim, o presente ciclo descreve o aprimoramento metodológico para determinação dos custos de UPGNs dos projetos, tendo sido utilizada tanto para os novos projetos apresentados no PIPE 2023 (Capítulo 3), quanto para os projetos já estudados no PIPE 2021 (Capítulo 4). Estes novos custos decorrem desta revisão da metodologia de dimensionamento e orçamentação das UPGNs, em relação à metodologia empregada no PIPE 2019 e PIPE 2021, sendo composta pelos seguintes itens: dimensionamento, definição do fator de utilização das instalações e estimativas de custos.

2.1. Seleção dos Projetos

No PIPE 2023 foram analisados projetos nas bacias de Santos/SP, Campos/RJ, Tucano Sul/BA, Sergipe-Alagoas/SE e Foz do Amazonas/AP. A escolha de elaboração de novos projetos nestas bacias se deu em função do potencial exploratório delas, do avanço de maturidade de projetos já anunciados pelos operadores, de novas informações coletadas para a elaboração dos estudos do PIPE

2023, bem como da análise de novas alternativas para monetização dos diversos tipos de recursos identificados nestas áreas.

Na Bacia de Santos, a opção pelas alternativas originárias do campo de Bacalhau decorre do momento de decisão, por parte dos operadores deste campo, e do projeto a ser desenvolvido para aproveitamento dos recursos da área. Enquanto a Fase 1 do Projeto de Bacalhau considerou a produção do óleo com injeção total do gás natural produzido (EQUINOR, 2022a), ainda não há definição do modelo de produção a ser desenvolvido para a Fase 2. No entanto, há intenção em monetizar o gás natural nessa fase, o que justifica a apresentação de possibilidades de projetos (S&P GLOBAL, 2023a). A Equinor deverá apresentar a seleção do conceito da Fase 2, para a ANP, até 31 de dezembro de 2024 (ANP, 2021b).

Adicionalmente às alterações no formato do *ring fence*³ (tratado no PIPE 2019 como Rota 4, saindo do antigo Plano de Avaliação da Descoberta de Carcará), apresentam-se como fatores que justificam as alternativas oriundas do campo de Bacalhau, a possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento existentes, o potencial produtivo do campo e mesmo de outras áreas nas proximidades (bloco de Aram, por exemplo) e o esforço do governo na ampliação do aproveitamento e da oferta de gás natural no mercado nacional, através do Programa Gás para Empregar (MME, 2023). Destaca-se, adicionalmente, que outras possibilidades podem surgir e serem elaboradas pelos operadores do campo de Bacalhau, de modo que as soluções apresentadas no presente ciclo do PIPE não são exaustivas, tais como potenciais conexões ao Sistema Integrado de Escoamento (SIE).

O Sistema Integrado Gato do Mato foi elaborado em função do potencial de produção da área englobada pelo projeto destacando-se, também, que ainda não há, por parte do operador (Shell) decisão se o gás será injetado ou disponibilizado para o mercado nacional (S&P GLOBAL, 2023b; 2023c) e que a empresa tem a expectativa de adiar de 12 a 24 meses o FID do projeto (BW OFFSHORE, 2022). Além disso, a participação da Shell como integrante do consórcio do SIE e o esforço governamental relacionado ao Programa Gás para Empregar podem favorecer opções que busquem o aproveitamento do gás natural de Gato do Mato. Tais fatores justificam a alternativa desenvolvida neste ciclo do PIPE para essa descoberta.

O Projeto Raia – TECAB foi elaborado no PIPE 2023 em função do potencial de produção relacionado ao contrato de concessão BM-C-33 do bloco exploratório C-M-539. Adicionalmente, pode-se destacar o aumento de maturidade do projeto, observado na tomada de decisão final de investimento para a área, visando o início de produção para a segunda metade desse decênio (EQUINOR, 2023b). Somam-se a estes fatores, a recente declaração de comercialidade para as áreas denominadas Raia Manta e Raia Pintada, oriundas dos resultados da avaliação realizada pela empresa relativa ao Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD) de Gávea-Seat-Pão de Açúcar (ANP, 2023a). A inclusão deste projeto no PIPE 2023 também decorre da alteração do projeto elaborado no PIPE 2019, que incluía uma UPGN bem como apresentava diferentes alternativas de chegada na costa (Rotas 5A, 5B e 5C), embora a partir de um mesmo ponto de origem. Por fim, o projeto Raia-TECAB se apresenta como uma atualização de um projeto relevante apresentado no PIPE 2021, já adequado às expectativas da operadora Equinor em relação ao processamento (*offshore*) e local de chegada.

³ *Ring Fence*: Área estratégica em torno de um campo criada com o objetivo de aumentar a probabilidade de descoberta de novos campos produtores no ativo. Sua forma comum é a de um paralelogramo (PETROBRAS, 2023c).

O projeto relacionado à Bacia de Tucano Sul foi desenvolvido em função do potencial geológico da bacia, que pode ser visto, atualmente, pelo retorno do interesse exploratório nesta área. Dois blocos⁴ arrematados pela Petra Energia durante a 11ª Rodada de Licitação de Blocos foram adquiridos pelo consórcio Imetame, Energia Paranã e EnP Energy Platform (ANP, 2023b), e sete dos quinze blocos ofertados durante o 2º e o 3º Ciclo da Oferta Permanente no regime de Concessão foram arrematados. Além disso, a oferta dos blocos restantes em um novo Ciclo da Oferta Permanente (ANP, 2023c) reforça o interesse pela Bacia de Tucano Sul. Adicionalmente, a proximidade com pontos de consumo e com gasodutos de transporte, mas com acesso limitado devido à carência de infraestrutura na região (ORIGEM, 2023; PETROLEO HOJE, 2023a), justifica o projeto analisado para esta bacia no presente ciclo do PIPE.

A Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) se apresenta como um ativo estratégico da Petrobras, visando a ampliação da oferta de gás nacional, sendo considerada uma nova fronteira de produção em águas profundas com elevado potencial, na qual a empresa tem direcionado esforços para seu aproveitamento. Embora já tratada em outras edições do PIPE, fez-se necessária a elaboração de um projeto inteiramente novo para a bacia, em virtude do maior nível de informações públicas disponibilizadas pelo operador, evidenciando: (i) a utilização de processamento do gás natural diretamente na plataforma, (ii) a opção pela conexão direta à malha de gasodutos de transporte e (iii) as diretrizes do traçado do gasoduto de escoamento, a partir de sistemas de produção distintos na região (PETROBRAS, 2023a).

Por fim, dentre as alternativas classificadas como novos projetos, têm-se a opção por um projeto para a Bacia da Foz do Amazonas. A escolha pela elaboração de um projeto para essa bacia decorre do sucesso exploratório que tem sido observado durante a exploração da Bacia Guiana-Suriname, nos países vizinhos de mesmos nomes, que poderiam ter similaridades geológicas com a margem equatorial brasileira (composta pelas bacias de Foz do Amazonas, Pará-Maranhão Barreirinhas, Ceará e Potiguar), bem como com bacias da costa oeste africana (MME, 2022; ANP, 2022; EPE, 2023a). Ademais, a inclusão de projetos exploratórios na região descentraliza os investimentos de exploração e produção para diversas regiões do país, podendo gerar empregos, aumentar a arrecadação e participar de um desenvolvimento regional e nacional (MME, 2022; PETROBRAS, 2023b). Ademais, é relevante destacar que a oferta de gás natural na Região Norte pode motivar a transição energética, migrando de combustíveis mais poluentes (óleo diesel e óleo combustível) para o uso do gás natural, principalmente para geração termelétrica.

Na **Figura 2** são apresentados os campos de produção, os blocos exploratórios sob concessão e os blocos de oferta permanente (ANP, 2023e), os gasodutos de transporte (existentes, autorizados e estudados no PIG) e os gasodutos de escoamento publicados no Webmap (EPE, 2023b).

⁴ Esses dois blocos, TUC-T-139 e TUC-T-147, tiveram Declaração de Comercialidade em dezembro de 2023, sendo chamados de Tucano Grande e Tucano Grande Sul (ANP, 2023d).

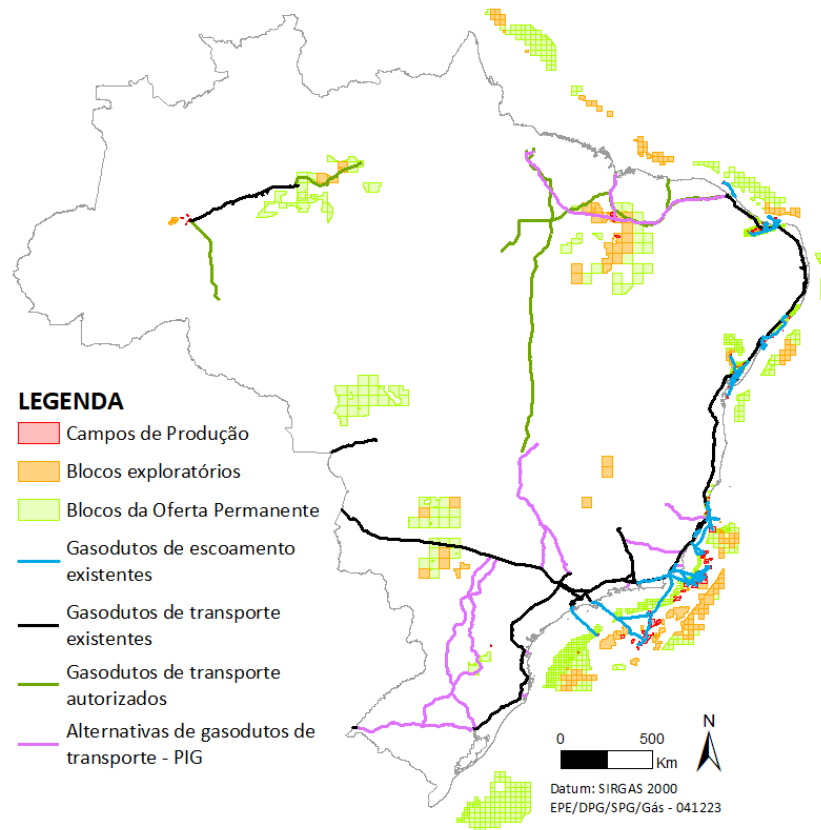


Figura 2. Mapa de blocos, campos e gasodutos.

Fonte: Elaboração Própria com base em ANP (2023c).

Com base nos campos selecionados foram analisadas 8 alternativas, sendo 7 em ambiente *offshore* (5 no pré-sal geológico e 2 no pós-sal), e 1 projeto em ambiente *onshore*. Com relação aos projetos *offshore*, foram analisados projetos com dois cenários distintos de desenvolvimento da produção: (i) sistemas chamados de *stand-alone*, nos quais as infraestruturas dimensionadas são dedicadas ao projeto e (ii) sistemas do tipo *tie-back*⁵, considerando conexão com infraestruturas existentes em outro campo produtor, mesmo que de proprietários distintos, devido à possibilidade de acesso de terceiros às infraestruturas de escoamento. O projeto *onshore* do presente ciclo do PIPE também foi elaborado, considerando um cenário de desenvolvimento *stand-alone*.

2.2. Definição das Premissas

Após a seleção dos projetos a serem desenvolvidos ou atualizados no PIPE 2023, buscaram-se dados de E&P em blocos exploratórios e campos produtores brasileiros dos próprios projetos ou similares, que foram utilizados para compor as características relevantes de cada alternativa.

⁵ *Tie-back* é um processo de engenharia que conecta uma descoberta de petróleo ou gás natural a uma plataforma de produção já existente (BP, 2020).

Os dados de entrada para a simulação dos projetos foram pesquisados em plataformas específicas, planos, boletins e apresentações, como a plataforma Vantage⁶, PADs⁷, Planos de Desenvolvimento, Sumários Executivos e informações disponibilizadas publicamente pelas empresas operadoras. Entre estes dados, citam-se, por exemplo:

- volumes de reservas recuperáveis;
- características do reservatório (como profundidade, pressão, temperatura e dimensões);
- características do fluido e as respectivas razões entre fluidos produzidos;
- quantidades de poços;
- curva de produção e estimativas de injeção de óleo e/ou gás natural;
- estimativas de tempo de vida útil do projeto (campo e infraestruturas de escoamento e processamento), de tempo de crescimento da produção e de duração do platô de máxima produção;
- *design* dos equipamentos de superfície;
- forma de escoamento da produção de óleo e de gás natural
- entre outros.

2.3. Estimativas de CAPEX (escoamento e processamento)

Para os sistemas de escoamento, as estimativas de CAPEX de cada uma das alternativas do PIPE 2023 foram calculadas utilizando-se o mesmo procedimento utilizado no PIPE 2021. Por outro lado, as estimativas de custos da etapa de processamento consideram um aprimoramento da metodologia, conforme será descrito na seção 2.6.

Para a determinação das despesas de capital (CAPEX), custos operacionais (OPEX) e custos de abandono (ABEX) dos projetos novos (Capítulo 3) e das atualizações de projetos do PIPE 2019 e PIPE 2021 (Capítulos 3 e 4) foi utilizado o *software* Que\$tor versão Q1-2023, da empresa S&P Global, a partir de uma base de custos regionais e informações técnicas. Nesta versão do *software*, a data-base dos custos corresponde a abril de 2023.

Os custos de investimento diretos e indiretos foram estimados para cada projeto de forma a compor um cenário de desenvolvimento de produção englobando todos os equipamentos, materiais e serviços relacionados às atividades de produção de óleo e gás, escoamento e processamento. As rubricas consideradas para os sistemas de escoamento, para as UPGNs e para o *hub* de gás foram as seguintes:

Custos diretos

- Materiais e Equipamentos;
- Construção e Montagem;

⁶ Plataforma de base de dados da empresa S&P Global contendo informações de ativos de E&P no mundo.

⁷ Documento elaborado pelo contratado, a qualquer tempo na fase de exploração, que descreve a descoberta realizada e apresenta um programa de trabalho com as atividades, prazos e investimentos necessários para a sua avaliação (ANP, 2021a).

Custos indiretos

- Projeto de Engenharia;
- Seguros e Certificação; e
- Contingências.

Para o *hub* de gás *offshore*, foi considerado o custo completo do sistema de movimentação de gás natural incluindo a plataforma FPSO, seus equipamentos de *topside* relacionados às etapas de redirecionamento e compressão do gás natural, além dos próprios dutos que compõem o *hub* e permitiriam a coleta de gás de diversas áreas de produção.

Considerando a dolarização dos custos de equipamentos geralmente adotada no setor de óleo e gás, o CAPEX foi estimado em dólares e posteriormente convertido em reais, considerando o **câmbio de R\$ 5,02 /US\$** (média do dólar no mês de abril de 2023) em todos os casos. Porém, não necessariamente foi considerado que os equipamentos, materiais e serviços serão importados ou irão utilizar mão de obra estrangeira, podendo ser realizadas contratações e compras nacionais, sempre que houver capacidade de atendimento pela indústria nacional, e que os custos forem competitivos perante as estimativas apresentadas. Sendo assim, embora as estimativas de custo tenham sido construídas com base nos valores em dólares, na prática poderiam ser preços nacionais considerando o custo de oportunidade internacional.

2.4. Traçados e Análise Socioambiental

Os Traçados e Análise Socioambiental são elaborados pela Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais (DEA), através da Superintendência de Meio Ambientes (SMA), utilizando as alternativas a serem analisadas.

Para estabelecimento dos traçados referenciais dos gasodutos de escoamento foram considerados os principais aspectos socioambientais das áreas de estudo, tendo sido consultados dados georreferenciados públicos, provenientes das bases de dados da Marinha do Brasil, do Ministério do Meio Ambiente (MMA), do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), do Serviço Geológico do Brasil (CPRM), da Fundação Nacional do Índio (FUNAI), do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), entre outros. Além disso, foram consultadas imagens de satélite também públicas, disponíveis no programa Google Earth®.

Cabe destacar que não foram realizados, no âmbito do PIPE, trabalhos de campo, investigações geotécnicas e geológicas para caracterização do material a ser escavado, aerolevantamentos, levantamentos batimétricos, estudos de análise de riscos e visitas técnicas aos locais atravessados pelas propostas de traçados, uma vez que o presente trabalho é um estudo a nível conceitual de planejamento indicativo de longo prazo. Sendo assim, os detalhamentos construtivos e socioambientais de cada alternativa deverão ser realizados em etapas posteriores pelas empresas interessadas no desenvolvimento dos projetos.

Para os trechos marítimos e costeiros, foram considerados os seguintes aspectos para a definição dos traçados:

- Perseguir a menor extensão total;
- Conectar campos de produção, quando for o caso;

- Realizar, quando possível, paralelismos com faixas de dutos existentes ou planejados;
- Desviar de formações de maior sensibilidade ambiental, como recifes, rodolitos⁸ ou mangues;
- Desviar ou minimizar interferências em áreas protegidas ou de interesse ambiental;
- Desviar de obstáculos físicos, como elevações submarinas, ilhotas ou lajes marinhas;
- Minimizar as extensões de cruzamentos com infraestrutura linear existente, tais como dutos e emissários submarinos, quando não houver paralelismo previsto com essas instalações;
- Afastar o traçado de áreas de grande potencial turístico.

Para os trechos terrestres, foram adotadas as seguintes premissas:

- Perseguir a menor extensão total;
- Buscar a proximidade com estradas e acessos, visto que facilita a construção e manutenção dos dutos;
- Desviar ou minimizar cruzamento com infraestruturas lineares, tais como estradas, ferrovias, linhas de transmissão (LTs), dutos;
- Distanciar ao menos 1 km de LTs instaladas ou planejadas, quando possível, devido a possíveis interferências elétricas ou influências eletromagnéticas;
- Evitar ambientes que possam significar maiores complexidades construtivas e, portanto, custos mais elevados, como áreas úmidas ou sujeitas à inundação, reservatórios ou corpos hídricos expressivos, relevo acidentado e áreas suscetíveis a deslizamentos de encostas ou acentuados processos erosivos;
- Evitar interferências em áreas que demandem maior tempo e complexidade para licenciamento ambiental, estudos específicos, autorizações ou bloqueios, como unidades de conservação, terras indígenas, territórios quilombolas, formações florestais e processos minerários.

Convém destacar que esta metodologia expandida se apresenta como o primeiro aprimoramento metodológico do PIPE 2023, em relação à empregada no PIPE 2021. Na atual edição do PIPE, foram realizadas análises socioambientais tanto dos trechos *offshore* quanto dos trechos *onshore* dos projetos desenvolvidos. Por outro lado, no PIPE 2021, tais análises foram elaboradas apenas para os trechos *onshore* dos projetos.

2.5. Perspectivas de emprego e renda

As estimativas de emprego e renda elaboradas para o PIPE 2023 apresentam-se como o segundo aprimoramento metodológico trazido no atual ciclo deste plano indicativo, sendo a primeira edição em que tais projeções são calculadas para o PIPE.

⁸ Rodolitos são nódulos de algas calcárias que em grande quantidade formam um dos mais diversos habitats marinhos da plataforma continental brasileira (GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2023).

As perspectivas de emprego e renda são elaboradas pela Diretoria de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais (DEA), através da Superintendência de Estudos Econômico- Energéticos (SEE), utilizando as estimativas de investimentos relativas às alternativas analisadas.

A partir de um Modelo Insumo-Produto⁹ foi realizada a estimativa de impactos que os investimentos elaborados no PIPE 2023 poderiam ter em relação à geração de emprego e renda no Brasil, em virtude dos projetos de gasodutos de escoamento e UPGNs.

O modelo empregado apresenta as seguintes características e premissas:

- Modelo Insumo-Produto para o Brasil, com 73 setores (65 setores tradicionais¹⁰ + 9 setores energéticos¹¹), construído em parceria com a Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas (FIPE);
- O modelo considera uma economia aberta, com exportações e importações;
- A produção é determinada pela demanda final (consumo das famílias + gastos do governo + investimentos + exportações), a qual é considerada exógena. A produção responde ao aumento na demanda final sem restrições de capacidade;
- Para tornar possível medir, de alguma forma, o impacto do aumento dos salários sobre a economia, foi considerado que todo ganho nos salários será revertido em consumo das famílias, com participação fixa de cada produto setorial no total consumido;
- O modelo admite uma função de produção do tipo Leontief¹², em que a relação entre os insumos utilizados por cada setor na sua produção é determinada por coeficientes técnicos fixos;
- É um modelo estático, isto é, todo o investimento é realizado em um mesmo período e todos os impactos ocorrem instantaneamente;
- O modelo assume a premissa de que a estrutura econômica considerada no modelo é similar à estrutura do ano de 2018¹³;

⁹ 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).

¹⁰ Setores não relacionados à geração de energia.

¹¹ Setores relacionados à geração de energia, tendo sido considerados os seguintes: extração de petróleo e gás, derivados de petróleo, biodiesel, coqueiras, fabricação de biocombustíveis, geração centralizada de energia elétrica, geração distribuída de energia elétrica, transmissão e gás natural.

¹² Conceito econômico que descreve a relação entre os fatores de produção (como capital e trabalho) e a quantidade de bens ou serviços produzidos por uma empresa. Essa função recebe esse nome em homenagem ao economista Wassily Leontief, vencedor do Prêmio Nobel de Economia em 1973. Como característica relevante, esse modelo assume que os insumos são usados em proporções fixas, não podendo ser ajustados livremente (ARAUJO, J. P. & SOUZA, N. J., 1998).

¹³ No momento de elaboração do contrato CT-EPE-066-2021, a Matriz Insumo-Produto mais recente disponibilizada pelo IBGE era a do ano de 2015. Em função dessa grande defasagem, o modelo foi desenvolvido a partir de uma Matriz Insumo-Produto estimada pela Fipe para o ano de 2018 a partir das Tabelas de Recursos e Usos publicadas pelo IBGE, o ano mais recente que estava disponível no momento da elaboração.

- O modelo é nacional, e por isso não considera os efeitos locais relacionados a cada um dos projetos considerados;
- Os resultados obtidos consideram apenas os impactos gerados pela execução dos projetos. Dessa forma, não são considerados os impactos potenciais relacionados ao aumento da capacidade instalada de gás natural resultante desses investimentos, bem como o potencial de novos demandantes ou substituição de importações;
- Com relação à geração de emprego, são considerados apenas os impactos gerados durante a execução dos projetos, sem distinguir entre ocupações permanentes e temporárias. Dessa forma, parte das novas ocupações pode ser encerrada após o fim do projeto.

2.6. Nova metodologia de custos de processamento

O terceiro aprimoramento metodológico do presente ciclo do PIPE diz respeito às estimativas de CAPEX das UPGNs elaboradas para os projetos do PIPE 2023. Nesta edição, as estimativas de CAPEX de UPGNs, tal como para os dutos de escoamento, foram realizadas empregando o *software* Que\$tor, versão Q1-2023, da empresa S&P Global, a partir de uma base de custos regionais e informações técnicas. Nesta versão do *software*, a data-base dos custos corresponde a abril de 2023.

A utilização desta ferramenta em substituição às utilizadas no PIPE 2019 e PIPE 2021 permitiu uma maior acurácia dos resultados de orçamentação das UPGNs. Isto decorre de um melhor dimensionamento dos equipamentos necessários para os projetos. Ademais, a utilização do *software* permitiu a obtenção de custos mais aderentes às condições vigentes no mercado, durante a elaboração dos projetos em função da constante atualização das bases de custos utilizadas pelo *software*.

O dimensionamento das UPGNs foi realizado considerando dois cenários distintos de processamento: (i) UPGN com capacidade igual à do duto de escoamento de dado projeto, visando o processamento unicamente desse gás e (ii) UPGN para processamento de um *cluster* de áreas de produção, possibilitando o processamento de um campo específico bem como outras produções no entorno.

No PIPE 2023, o cenário de processamento para um campo específico engloba todas as UPGNs estudadas no Capítulo 3, excetuando o projeto de Tucano Sul, desenvolvido como um processamento para um *cluster* de campos. Adicionalmente, todos os projetos de UPGN citados no Capítulo 4 foram desenvolvidos como UPGN para um campo específico.

Por fim, é relevante destacar que as estimativas de custos (CAPEX e OPEX) das UPGNs consideram utilização de 100% da capacidade de processamento das unidades ao longo de toda sua vida útil. Assim, a capacidade utilizada das UPGNs do PIPE 2023 não acompanharia as reduções de produção que ocorreriam ao longo da vida útil dos campos aos quais estariam conectados. A manutenção da operação ocupando 100% da capacidade de processamento da UPGN decorre da possibilidade de acesso de terceiros a estas unidades, o que permitiria a utilização da capacidade máxima operacional desta instalação ao longo de toda a vida útil das UPGNs.

3. Análise de Projetos das Bacias Brasileiras

Neste Capítulo serão descritos os oito projetos analisados, sendo quatro na Bacia de Santos (todos de gás associado distantes da costa), um na Bacia de Campos (gás não associado), um na Bacia de Tucano Sul (gás não associado), um na Bacia de SEAL (gás associado e não associado) e um na Bacia da Foz do Amazonas (gás associado).

3.1. Bacia de Santos

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. Nesta Bacia foi comprovada a existência de um sistema petrolífero ativo, o *play* do Pré-sal, que modificou significativamente o cenário brasileiro, estendendo-se também para a Bacia de Campos. Em 2018, a Bacia de Santos superou a Bacia de Campos, tornando-se a principal produtora nacional (ANP, 2021c).

Atualmente, as principais bacias sedimentares produtoras de petróleo e gás natural no Brasil são as bacias de Santos e de Campos, e estima-se que as produções de hidrocarbonetos dos próximos anos serão influenciadas significativamente pela produção de reservatórios do Pré-sal, principalmente da Bacia de Santos. 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 (ANP, 2020). Em 2022, cerca de 80% da produção brasileira de gás natural foi proveniente do Pré-sal, e cerca de 90% desta produção foi constituída de gás associado ao petróleo (ANP, 2023f).

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).

Nesta seção serão descritos os quatro projetos novos de gás associado analisados na Bacia de Santos: Bacalhau – RPBC, Bacalhau – Merluza, Bacalhau – Mexilhão e Sistema Gato do Mato – Mexilhão, conforme mostrados na **Figura 3**.

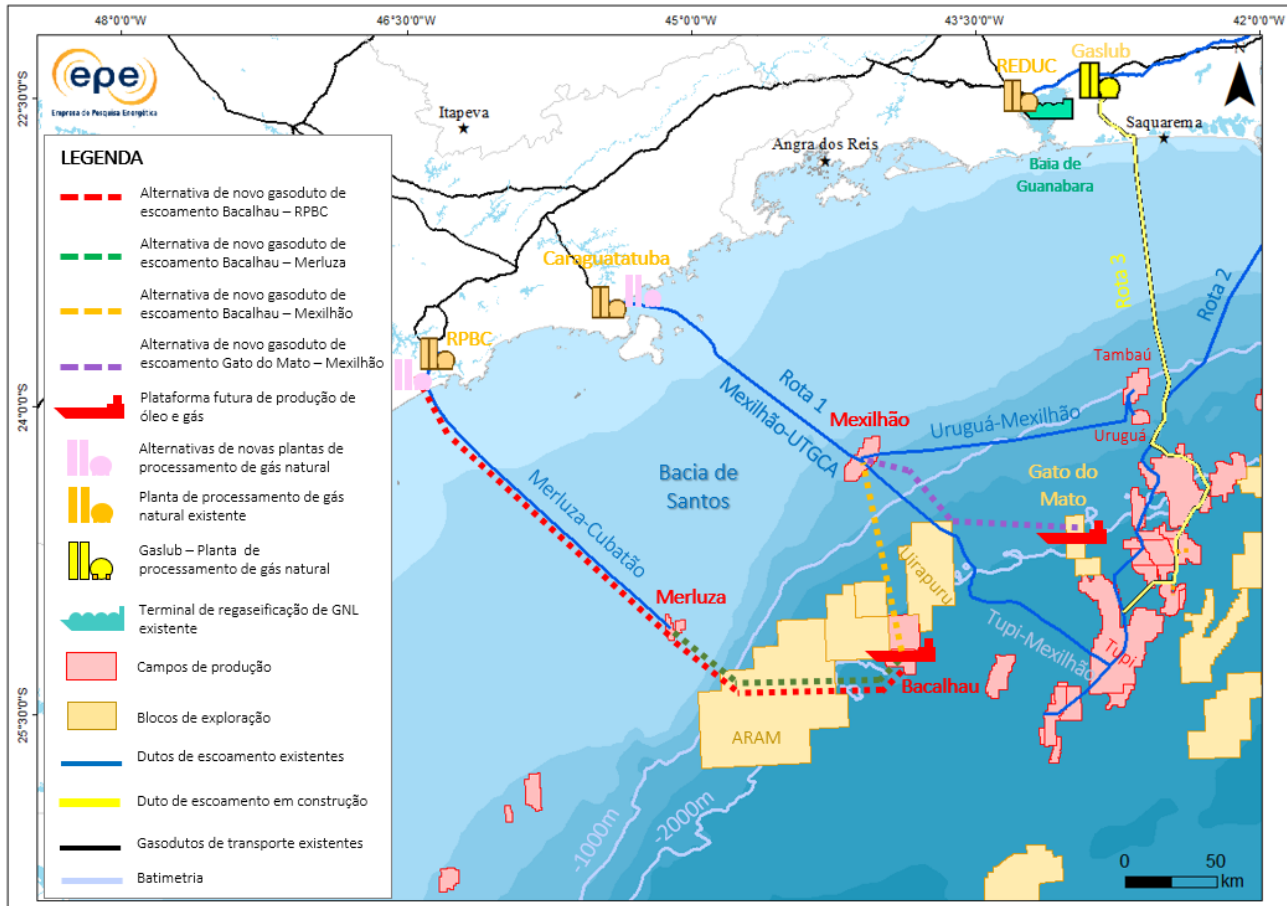


Figura 3. Alternativas dos projetos estudados na Bacia de Santos

Fonte: Elaboração Própria.

Os projetos a serem tratados na seção 3.1.2 a 3.1.4 se referem à alternativa de monetização de gás natural no campo de Bacalhau, que está localizado em águas ultra profundas, com lâmina d'água acima de 2.000 m, a 185 km do município de Ilhabela, em São Paulo. Bacalhau é o primeiro projeto a ser desenvolvido por um operador internacional na área do Pré-sal, a Empresa de Energia Multinacional Equinor. O campo contém óleo leve (31° API), com baixo teor de CO₂, possuindo reservatórios carbonáticos compartilhados, que se estendem de Bacalhau até Bacalhau Norte (EQUINOR, 2023a).

A primeira fase de desenvolvimento do campo de Bacalhau terá uma plataforma do tipo FPSO, com capacidade de produção de 220 mil barris por dia de óleo e com sistema de turbinas de ciclo combinado para geração de energia, além da injeção de todo o gás natural produzido no reservatório. O FPSO de Bacalhau será o primeiro do tipo no Brasil a usar esse sistema, proporcionando aumento na eficiência energética da infraestrutura, com redução da intensidade de emissões. Estima-se que a intensidade média de CO₂ ao longo da vida útil do projeto seja inferior a 9 kg por barril produzido, o qual é significativamente inferior à média global de 17 kg por barril. Esta fase, que já foi iniciada, tem previsão de início de produção em 2025 (EQUINOR, 2021, 2022a, 2022b, 2023; EPBR, 2023a; PORTOS E NAVIOS, 2021).

Com relação à segunda fase de desenvolvimento do campo, ficou acordado que o operador encaminharia a ANP um estudo prévio para o seu desenvolvimento, acompanhado do modelo de simulação mais atual disponível e de atualização das premissas técnicas, ambientais e

mercadológicas para o cenário da exportação de gás e a seleção do conceito do seu desenvolvimento até dezembro de 2024 (ANP, 2021b). Portanto, o projeto apresentado neste Plano teve como base esta segunda fase, que ainda está em processo de avaliação de alternativa de monetização do gás natural (S&P GLOBAL, 2023a).

O projeto a ser tratado na seção 3.1.5 se refere à alternativa de monetização de gás natural do Sistema Integrado de Gato do Mato, que está localizado em águas profundas, com lâmina d'água em torno de 2.000 m, a 200 km do Rio de Janeiro, aproximadamente. O projeto, a ser operado pela Shell, contém óleo leve (36° a 40° API), com baixo teor de CO₂ (OFFSHORE TECHNOLOGY, 2022). Além disso, possui reservatório carbonático compartilhado, que se estende entre as descobertas de Gato do Mato (bloco BM-S-54) e Sul do Gato do Mato, áreas arrematadas em leilões de concessão e de partilha de produção, respectivamente. O Sistema Integrado de Gato do Mato terá uma plataforma tipo FPSO de 90 mil barris por dia de óleo. Este sistema também inclui a descoberta de Epitonium, que complementa a produção do Sistema durante o declínio de produção prevista de Gato do Mato e Sul de Gato do Mato (S&P GLOBAL, 2023b, 2023c).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), a fase exploratória de Sul do Gato do Mato foi adiada de setembro de 2022 para março de 2024 (MME, 2023b). A Shell confirmou em novembro de 2022 a decisão de reavaliar o projeto de desenvolvimento da produção de Gato do Mato (BW OFFSHORE, 2022).

O projeto apresentado no PIPE 2023 se baseia na possibilidade de aproveitamento do Sistema Integrado Gato do Mato, uma vez que o prazo para envio do PAD para a ANP foi estendido para abril de 2024, quando o consórcio deve decidir sobre a comercialidade da descoberta, bem como submeter o Plano de Desenvolvimento para aprovação da ANP (S&P GLOBAL, 2023b, 2023c).

3.1.1. Análise Socioambiental – Pré-Sal (Bacia de Santos)

Foram desenvolvidas propostas de traçados para interligar campos de produção e o sistema de Gato do Mato na Bacia de Santos a UPGNs correspondentes. Foram considerados aspectos da batimetria (GEBCO, 2023; MARINHA DO BRASIL, 2023), o desvio ou minimização de passagem por gasodutos existentes ou planejados, assim como em áreas de corais e recifes profundos (**Figura 4**). Para tanto, quatro traçados foram elaborados em ambientes com aspectos socioambientais similares:

- Bacalhau – RPBC, com extensão de 360 km;
- Bacalhau – Merluza, com extensão de 141 km;
- Bacalhau – Mexilhão, com extensão de 112 km e;
- Sistema de Gato do Mato – Mexilhão, com extensão de 131 km.

Os traçados elaborados superam expressivas amplitudes batimétricas, partindo da bacia oceânica a aproximadamente 2.500 m de profundidade, atravessando o talude continental até alcançar a plataforma continental (PETROBRAS, 2006). Esses traçados interferem nos campos de Lagosta (Petrobras) e Bacalhau Norte (Equinor), além do bloco exploratório Aram (Petrobras).

Com relação à infraestrutura, na área de estudo, situam-se gasodutos existentes e planejados, bem como o cabo submarino Seabras (ECOLOGY BRASIL, 2015), próximo às propostas de traçados Bacalhau – Merluza e Bacalhau – RPBC.

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.

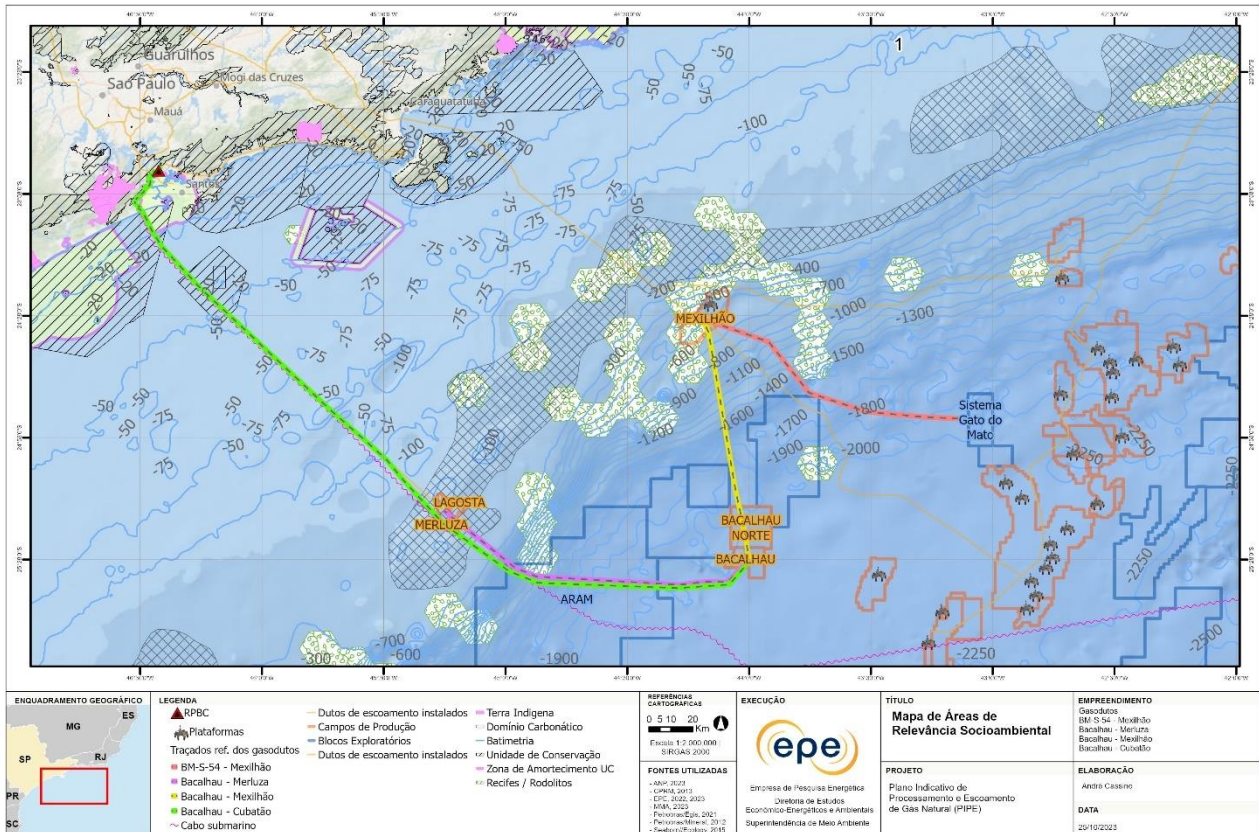


Figura 4. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação dos gasodutos de escoamento da Bacia de Santos
 Fonte: Elaboração Própria.

Com relação ao gasoduto Bacalhau – RPBC, de 360 km, foi considerado um trecho *offshore* e um trecho terrestre para a elaboração do traçado. A **Figura 5** ilustra o trecho terrestre do gasoduto de escoamento Bacalhau – RPBC.

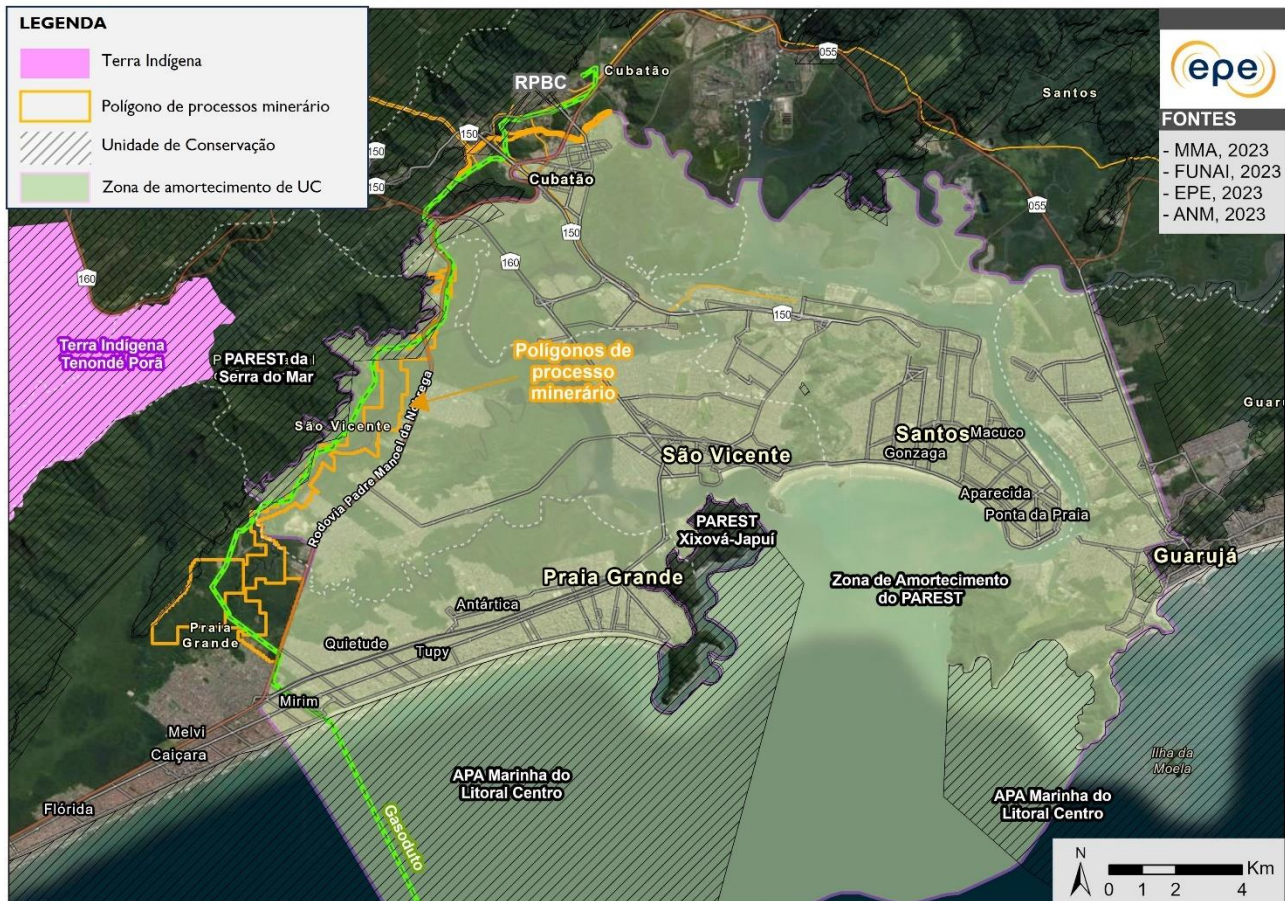


Figura 5. Área de chegada do gasoduto de escoamento Bacalhau – RPBC

Fonte: Elaboração Própria.

No trecho terrestre do gasoduto Bacalhau – RPBC, a proposta de traçado acompanha a faixa de servidão de gasoduto Merluza – Cubatão, com vistas a reduzir a supressão vegetal e travessias em cursos d'água, além de minimizar impactos em áreas urbanas (EPE, 2023b). 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 formações florestais do Bioma Mata Atlântica.

Destacam-se ainda as interferências na zona de amortecimento Parque Estadual Xixová-Japu e nas unidades de conservação Área de Proteção Ambiental Marinha do Litoral Centro e Parque Estadual da Serra do Mar (MMA, 2023), esta última de proteção integral. Portanto, caso o projeto se viabilize, tratativas deverão ser realizadas 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.

No segmento terrestre o gasoduto Bacalhau – RPBC atravessa relevos de planícies e terraços marinhos e domínios montanhosos (CPRM, 2008). As planícies (costeiras, flúvio-marinhas ou flúvio-lacustres) 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 (MAPBIOMAS, 2023). Essas superfícies podem apresentar ainda suscetibilidade às inundações, em princípio. 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 (ANM, 2023). 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).

3.1.2. Bacalhau-RPBC

A alternativa Bacalhau – RPBC tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau (ANP, 2023g), um projeto *stand-alone* de gás associado no Pré-Sal localizado na Bacia de Santos, relativo à segunda fase de desenvolvimento deste campo, até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da UPGN na Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão (RPBC), em São Paulo. Na **Figura 6**, o projeto é apresentado esquematicamente.

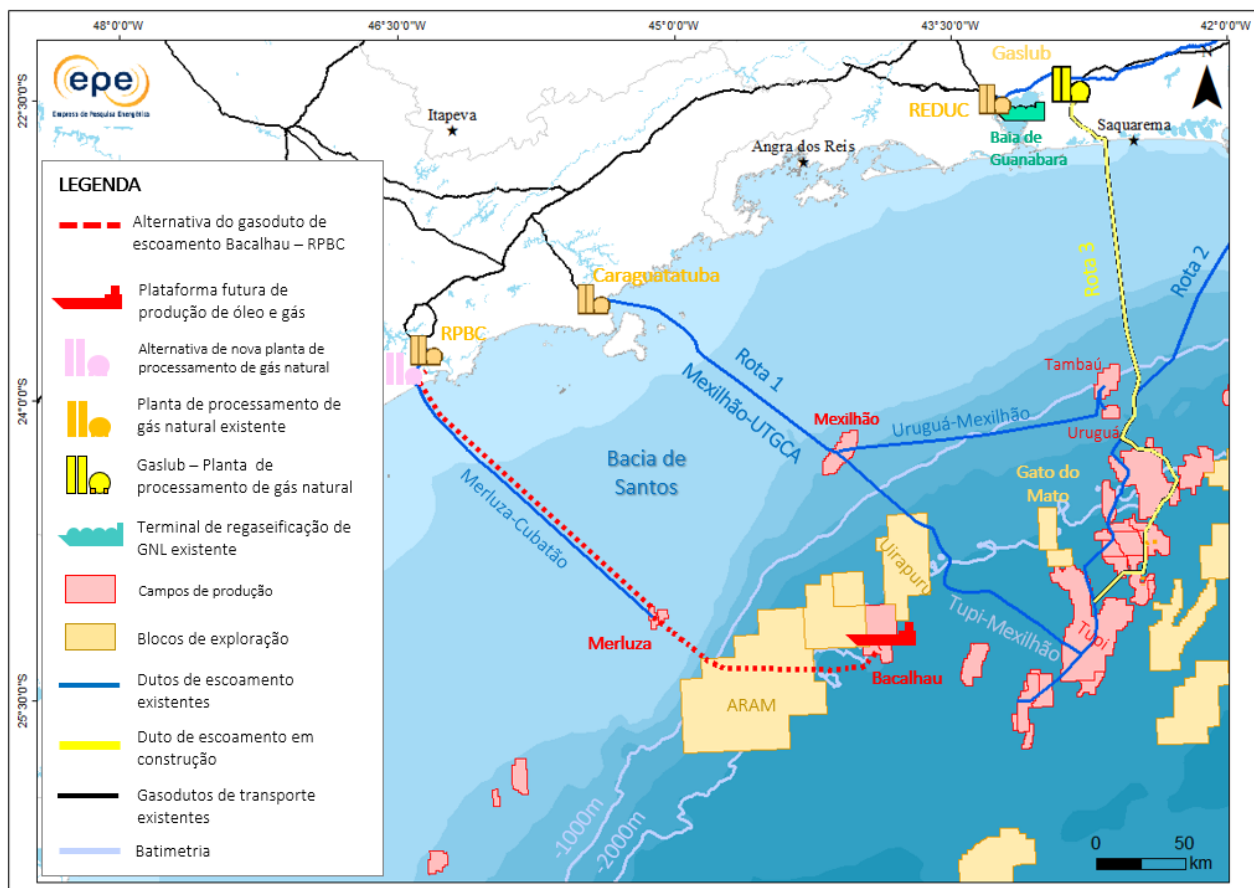


Figura 6. Projeto Bacalhau – RPBC

Fonte: Elaboração Própria.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Bacalhau – RPBC considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas

e tratadas. A corrente de óleo seria movimentada via navio aliviador, enquanto o gás natural seria escoado para uma UPGN próxima à RPBC através de um gasoduto, para posterior processamento.

Conforme já comentado, foi considerada como premissa uma distância de 360 km entre a plataforma *offshore* e a UPGN Bacalhau – RPBC e o compartilhamento do trecho terrestre da faixa de servidão do gasoduto Merluza – Cubatão, resultando em um gasoduto de escoamento com trecho offshore de 325 km de extensão e um trecho terrestre de 30 km de extensão, ambos de 16 polegadas de diâmetro e vazão de 5 milhões de m³/dia.

A **Tabela 3** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Bacalhau – RPBC, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 2,7 bilhões.

Tabela 3. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – RPBC

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	1.176,7	43,2%
Construção e montagem	991,9	36,4%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	113,3	4,2%
Seguros e Certificação	88,6	3,3%
Contingências	355,6	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	2.726,0	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Para o processamento do gás natural, o modelo de negócios contemplaria a construção de uma nova UPGN próxima à RPBC, ou o pagamento pelo acesso de terceiros na instalação de processamento existente em Cubatão, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). No entanto, vale ressaltar que a UPGN RPBC existente tem capacidade de processamento de gás de 2,5 milhões de m³/dia, ou seja, inferior à capacidade da UPGN estudada. Com isso, para a opção de acesso a terceiros seriam necessários investimentos para expansão desta unidade.

Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tivesse custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso fossem satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

A **Tabela 4** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para a UPGN indicativa de Bacalhau – RPBC, com data base de abril de 2023. Neste caso, considerando-se a tecnologia de turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R\$ 740,4 milhões para uma capacidade de processamento de 5 milhões de m³/dia, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em RPBC.

Tabela 4. CAPEX da UPGN Bacalhau – RPBC

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	406,1	54,9%
Construção e montagem	111,7	15,1%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	119,6	16,2%
Seguros e Certificação	6,4	0,9%
Contingências	96,6	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	740,4	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.1.3. Bacalhau-Merluza

A alternativa Bacalhau – Merluza tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau, um projeto de gás associado no Pré-Sal na Bacia de Santos, até o gasoduto existente de Merluza-Cubatão via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão (RPBC), localizada em Cubatão, São Paulo.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Bacalhau – Merluza considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria exportada via navio aliviador, enquanto um novo gasoduto escoaria o gás natural até o gasoduto de Merluza-Cubatão, que então movimentaria o gás até uma UPGN próxima à RPBC para posterior processamento.

Vale ressaltar que o mencionado gasoduto de Merluza-Cubatão, com extensão de 215 Km e diâmetro de 16 polegadas, escoava gás dos campos de Merluza e Lagosta. Estes campos, ambos pertencentes ao *cluster* de Merluza, se encontram hibernados desde abril de 2021 e março de 2020, respectivamente. Em fevereiro de 2020, a Petrobras incluiu esses campos no seu plano de desinvestimento, mas ainda não foram finalizados os processos de venda. Portanto, a infraestrutura de escoamento existente, e então hibernada, poderia ser utilizada para viabilizar o escoamento da produção de gás de outros projetos. Nesse sentido, foi elaborada a alternativa Bacalhau-Merluza apresentada nesse ciclo do PIPE (S&P GLOBAL, 2023d, 2023e).

Foi considerada como premissa uma distância de 141 km entre a plataforma *offshore* e o gasoduto de Merluza, resultando em um gasoduto de escoamento com 141 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro, com vazão de 5 milhões de m³/dia. Na **Figura 7**, o projeto é apresentado esquematicamente.

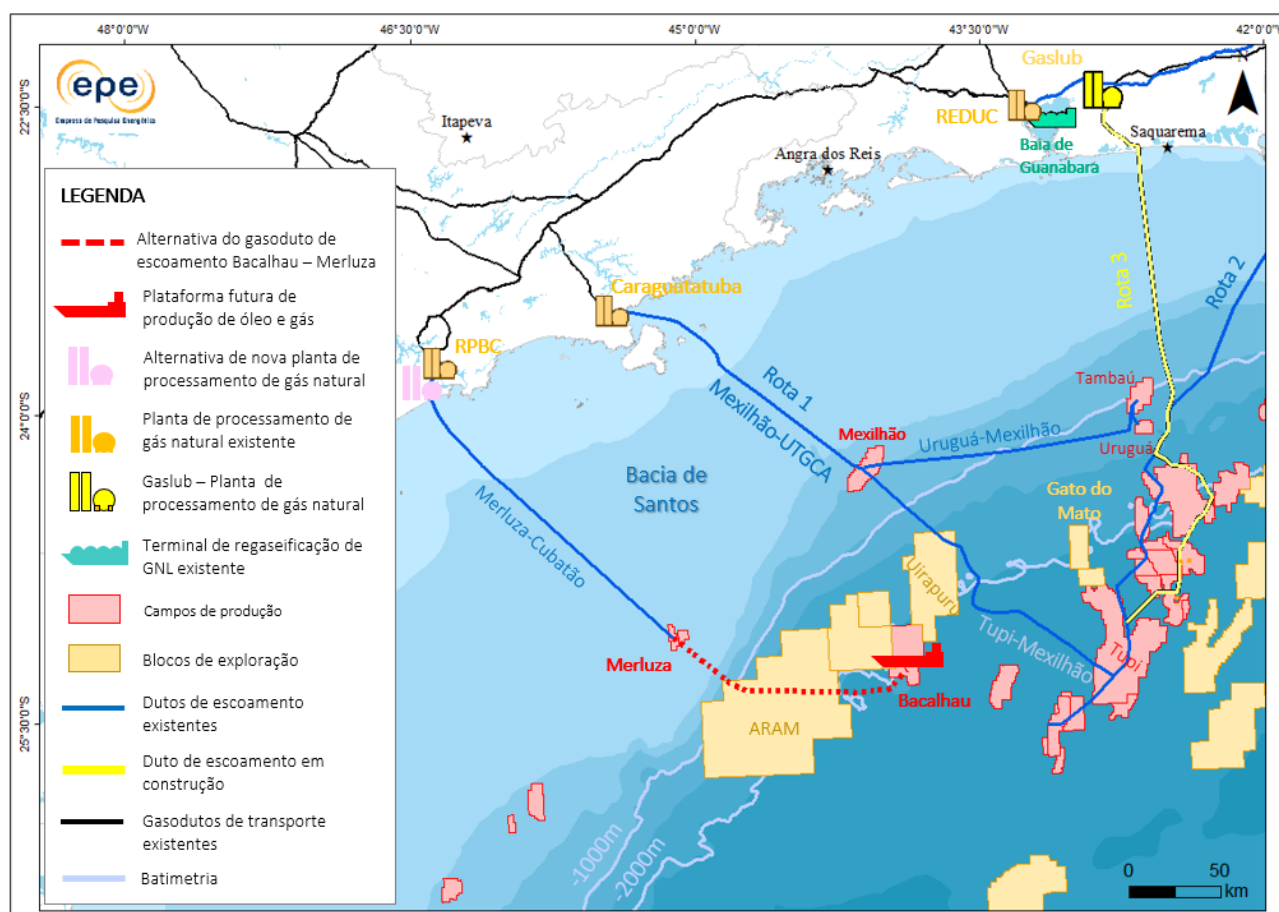


Figura 7. Projeto Bacalhau – Merluza

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 5** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Bacalhau – Merluza, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 1,2 bilhão. Este projeto permite a conexão com o gasoduto Merluza-Cubatão via *tie-back*, de proprietário distinto, devido à possibilidade de acesso de terceiros a essa infraestrutura de escoamento.

Tabela 5. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – Merluza

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	603,4	48,8%
Construção e montagem	391,0	31,6%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	40,5	3,3%
Seguros e Certificação	41,4	3,3%
Contingências	161,4	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	1.237,8	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Assim como na alternativa Bacalhau-RPBC detalhada na seção 3.1.2, a UPGN projetada tem capacidade superior a capacidade existente da RPBC (2,5 milhões de m³/dia), o que para consolidar a opção de acesso de terceiros, seriam necessários novos investimentos em expansão desta unidade. Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tivesse custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso fossem satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

A **Tabela 6** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para a UPGN de Bacalhau – Merluza, com data-base de abril de 2023. Neste caso, considerando-se a tecnologia de turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R\$ 740,4 milhões para uma capacidade de processamento de 5 milhões de m³/dia, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em RPBC.

Tabela 6. CAPEX da UPGN Bacalhau – Merluza

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	406,1	54,9%
Construção e montagem	111,7	15,1%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	119,6	16,2%
Seguros e Certificação	6,4	0,9%
Contingências	96,6	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	740,4	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.1.4. Bacalhau-Mexilhão

A alternativa Bacalhau – Mexilhão tem como objetivo escoar o gás natural produzido no campo de Bacalhau, um projeto de gás associado no Pré-Sal na Bacia de Santos, até o trecho de gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1 via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba, São Paulo.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Bacalhau – Mexilhão considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria exportada via navio aliviador, enquanto um novo gasoduto escoaria o gás natural até o trecho de Mexilhão-UTGCA da Rota 1, que então movimentaria o gás até uma UPGN próxima à UTGCA para posterior processamento.

O gasoduto Mexilhão-UTGCA tem capacidade de escoamento de 20 milhões de m³/dia, podendo receber 10 milhões de m³/dia da produção do Pré-Sal, oriundo do trecho Tupi-Mexilhão do Rota 1, e 10 milhões de m³/dia do gás do Pós-sal, através do gasoduto Uruguá-Mexilhão. O gás proveniente do Pós-sal é oriundo dos campos de Uruguá, Tambaú e Mexilhão, os quais se encontram em declínio de produção, ocasionando ociosidade no trecho Mexilhão-UTGCA do Rota 1. Portanto a infraestrutura de escoamento existente e ociosa poderia ser utilizada para viabilizar o escoamento

da produção de gás de outros projetos. Nesse sentido, foi elaborada a alternativa Bacalhau-Mexilhão apresentada nesse ciclo do PIPE (PUC-RIO, 2023).

Foi considerada como premissa uma distância de 112 km entre a plataforma *offshore* e o gasoduto Mexilhão-UTGCA, resultando em um gasoduto de escoamento com 112 km de extensão e 16 polegadas de diâmetro, com vazão de 5 milhões de m³/dia. Na **Figura 8**, o projeto é apresentado esquematicamente.

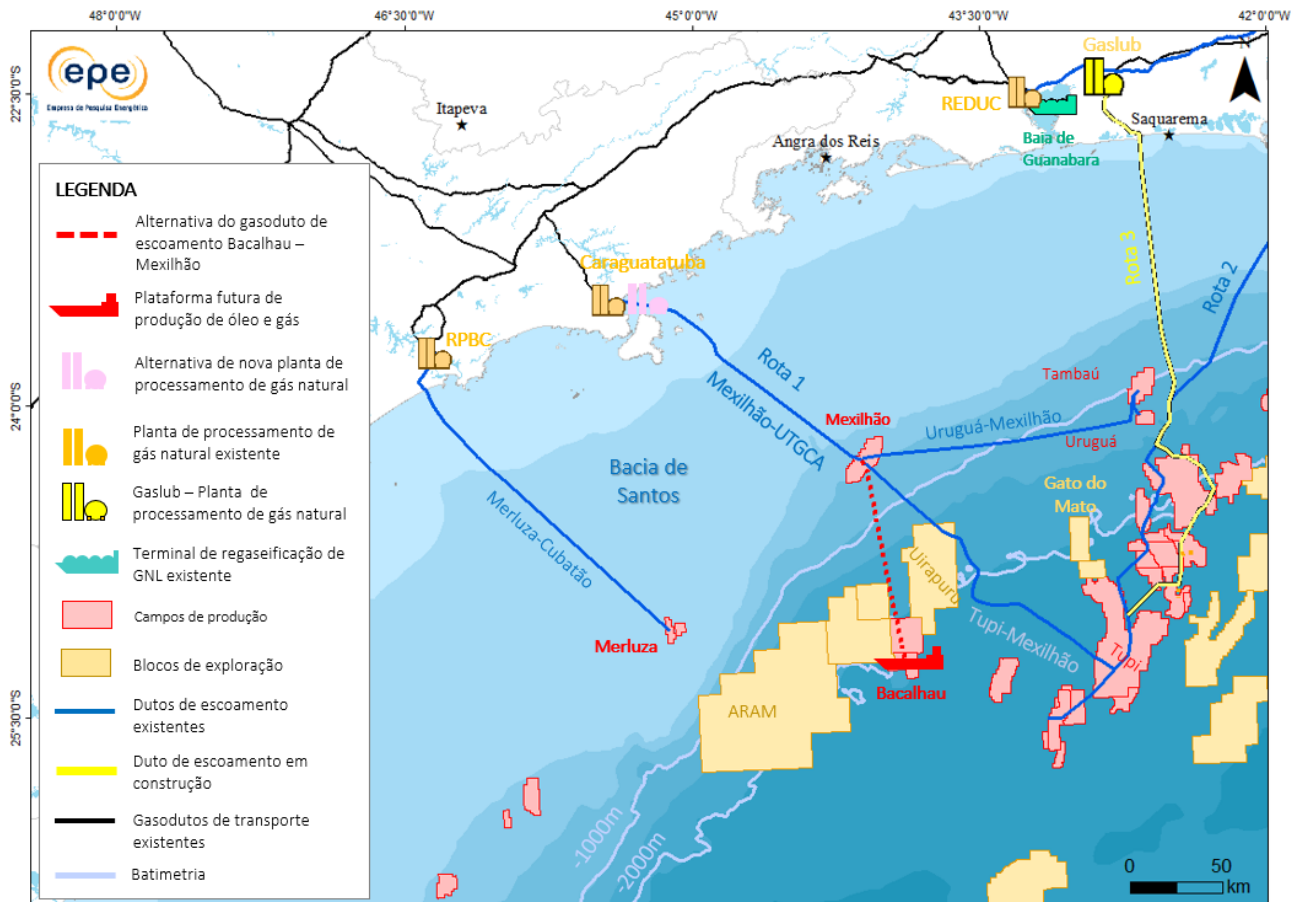


Figura 8. Projeto Bacalhau – Mexilhão

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 7** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Bacalhau – Mexilhão, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 1,0 bilhão. Este projeto permite a conexão com o gasoduto Mexilhão-UTGCA via *tie-back*, de proprietário distinto, devido à possibilidade de acesso de terceiros a essa infraestrutura de escoamento.

Tabela 7. CAPEX do gasoduto de escoamento para Bacalhau – Mexilhão

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	510,2	49,0%
Construção e montagem	325,9	31,3%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	35,2	3,4%
Seguros e Certificação	34,8	3,3%
Contingências	135,9	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	1.042,0	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Para o processamento do gás natural, o modelo de negócios contemplaria a construção de uma nova UPGN próxima à UTGCA, ou o pagamento pelo acesso de terceiros a instalação existente, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tivesse custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso fossem satisfatoriamente atendidas (como por exemplo: composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Quanto ao acesso de terceiros à UTGCA, vale ressaltar que essa unidade, atualmente, possui restrições em sua capacidade de separação dos líquidos do gás rico do Pré-Sal, o que limita o seu rendimento. Por conta disso, o acesso careceria de adequação da instalação ou de existência de compatibilidade da composição do gás do novo *player* devido à limitação da UPGN de Caraguatatuba já em operação. Outra possibilidade de acesso de terceiros seria através da ampliação da capacidade de processamento desta unidade.

A **Tabela 8** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para a UPGN de Bacalhau – Mexilhão, com data-base de abril de 2023. Neste caso, considerando-se a tecnologia de turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R\$ 740,4 milhões para uma capacidade de processamento de 5 milhões de m³/dia, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em UTGCA.

Tabela 8. CAPEX da UPGN Bacalhau – Mexilhão

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	406,1	54,9%
Construção e montagem	111,7	15,1%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	119,6	16,2%
Seguros e Certificação	6,4	0,9%
Contingências	96,6	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	740,4	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.1.5. Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão

A alternativa Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão tem como objetivo escoar o gás natural produzido pelo Sistema Integrado Gato do Mato, um projeto de gás associado no Pré-Sal na Bacia de Santos, até o trecho de gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1 via *tie-back*, procedendo o envio do gás natural até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades da Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba, São Paulo. A Shell, operadora da área, anunciou que pode levar de 12 a 24 meses para anunciar uma decisão final de investimento no projeto (PETRONOTÍCIAS, 2022; EPBR, 2022).

O cenário de desenvolvimento de produção do Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural de Gato do Mato e Sul de Gato do Mato produzidas seriam separadas e tratadas. A produção complementar de Epitonium seria exportada via *subsea tieback* para a FPSO, sendo também separada e tratada, não modificando o dimensionamento do Sistema Integrado. A corrente de óleo seria movimentada via navio aliviador, enquanto um novo gasoduto escoaria o gás natural até o gasoduto Mexilhão-UTGCA da Rota 1, que então movimentaria o gás natural até uma UPGN próxima à UTGCA para posterior processamento.

O gasoduto Mexilhão-UTGCA tem capacidade de escoamento de 20 milhões de m³/dia, podendo receber 10 milhões de m³/dia da produção do Pré-Sal, oriundo do trecho Tupi-Mexilhão do Rota 1, e 10 milhões de m³/dia do gás do Pós-sal, através do gasoduto Uruguá-Mexilhão. O gás proveniente do Pós-sal é oriundo dos campos de Uruguá, Tambaú e Mexilhão, os quais se encontram em declínio de produção ocasionando ociosidade no trecho Mexilhão-UTGCA do Rota 1. Portanto, a infraestrutura de escoamento existente e ociosa poderia ser utilizada para viabilizar o escoamento da produção de gás de outros projetos. Nesse sentido, foi elaborada a alternativa Gato do Mato-Mexilhão apresentada nesse ciclo do PIPE (PUC, 2023).

Foi considerada como premissa uma distância de 135 km entre a plataforma *offshore* e o gasoduto Mexilhão-UTGCA, resultando em um gasoduto de escoamento com 135 km de extensão e 20 polegadas de diâmetro, com vazão de 8,5 milhões de m³/dia. Na **Figura 9**, o projeto é apresentado esquematicamente.

Alternativamente, outra opção seria conexão do gasoduto à plataforma de Mexilhão (PMLX-1), permitindo uma compressão adicional intermediária para a movimentação do gás através do gasoduto Mexilhão-UTGCA. Deste modo, os custos do novo gasoduto seriam alterados, decorrente da modificação do diâmetro necessário para o gasoduto. Entretanto, esta alternativa não foi analisada.

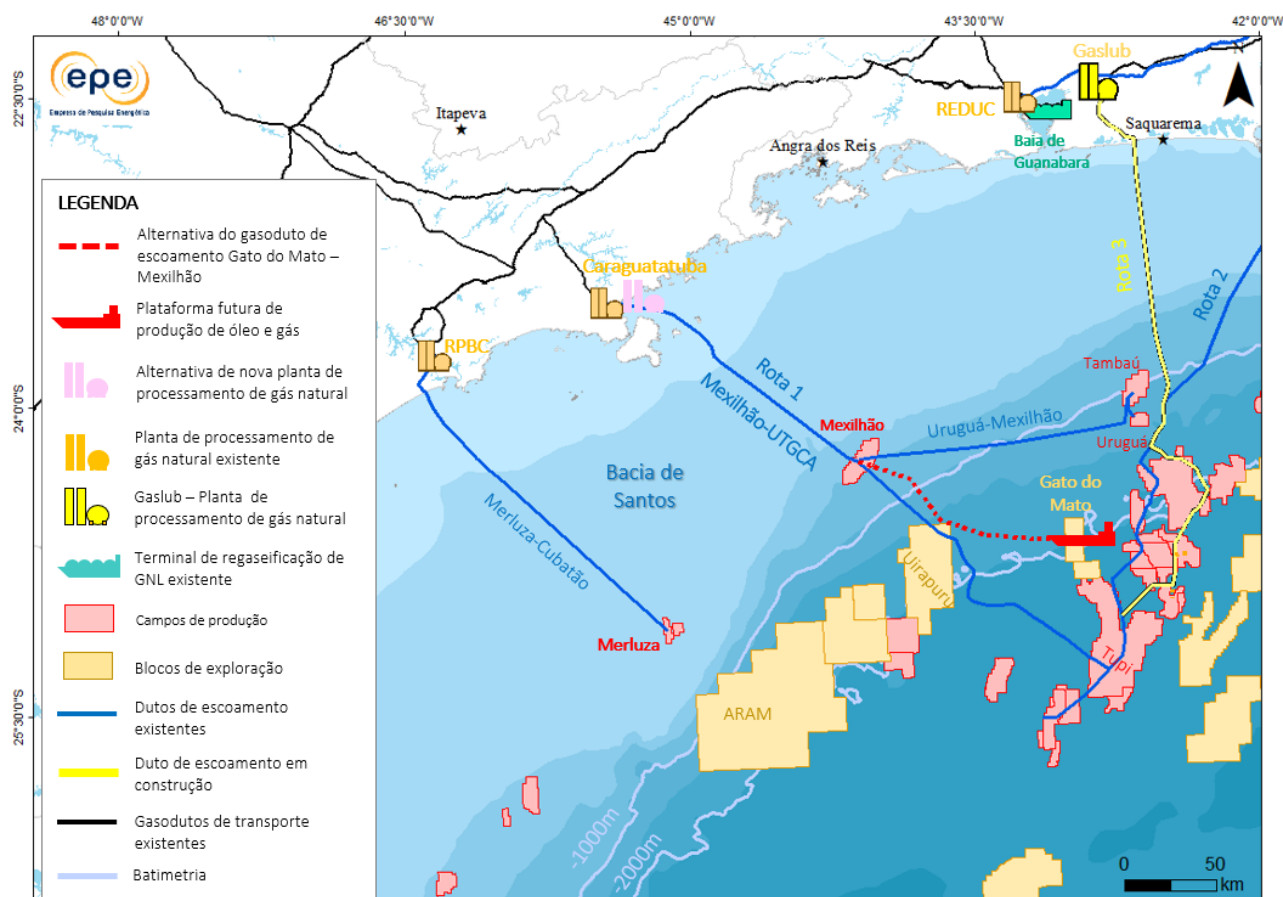


Figura 9. Projeto do Sistema Integrado Gato do Mato – Mexilhão

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 9** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Gato do Mato – Mexilhão, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 1,3 bilhão. Este projeto permite a conexão com o gasoduto Mexilhão-UTGCA via *tie-back*, de proprietário distinto, devido à possibilidade de acesso de terceiros a essa infraestrutura de escoamento.

Tabela 9. CAPEX do gasoduto de escoamento para Gato do Mato – Mexilhão

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	711,7	53,8%
Construção e montagem	354,7	26,8%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	40,4	3,0%
Seguros e Certificação	44,3	3,3%
Contingências	172,6	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	1.323,6	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Para o processamento do gás natural, o modelo de negócios contemplaria a construção de uma nova UPGN próxima à UTGCA, ou o pagamento pelo acesso de terceiros a esta instalação, por meio da assinatura de um contrato sob a égide da Nova Lei do Gás (artigo 28 da Lei nº 14.134/2021, e artigo 16 do Decreto nº 10.712/2021). Para fins de estimativa de custos, foi considerada a instalação de uma nova UPGN, porém a opção do acesso de terceiros poderia ser escolhida pelos empreendedores caso tivesse custo igual ou menor do que esta alternativa, e caso as condições de acesso fossem satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras).

Quanto ao acesso de terceiros à UTGCA, vale ressaltar que essa unidade, atualmente, possui restrições em sua capacidade de separação dos líquidos do gás rico do Pré-Sal, o que limita o seu rendimento. Por conta disso, o acesso careceria de adequação da instalação ou de existência de compatibilidade da composição do gás do novo *player* devido à limitação da UPGN de Caraguatatuba já em operação. Outra possibilidade de acesso de terceiros seria através da ampliação da capacidade de processamento desta unidade.

A **Tabela 10** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para a UPGN de Gato do Mato – Mexilhão, com data-base de abril de 2023. Neste caso, considerando-se a tecnologia de turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R\$ 1,3 bilhão para uma capacidade de processamento de 8,5 milhões de m³/dia, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima às instalações existentes em UTGCA.

Tabela 10. CAPEX da UPGN Gato do Mato – Mexilhão

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	729,3	53,8%
Construção e montagem	212,5	15,7%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	225,4	16,6%
Seguros e Certificação	11,7	0,9%
Contingências	176,8	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	1.355,8	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.2. Bacia de Campos

A Bacia de Campos se estende por uma área de aproximadamente 100 mil km², ocupando o litoral norte do estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo. Esta bacia foi o berço da exploração de petróleo em águas profundas e ultra profundas no Brasil (ANP, 2021c).

Conforme já comentado na seção 3.1, as principais bacias sedimentares produtoras de gás associado brasileiras são as Bacias de Santos e de Campos, e estima-se que as produções de petróleo e gás natural dos próximos anos serão influenciadas significativamente pela produção de reservatórios do Pré-Sal, também na Bacia de Campos. 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.

Cabe ressaltar que o aproveitamento comercial do gás natural do Pré-Sal concorre, em parte, com o aproveitamento do produto na forma de reinjeção, principalmente em razão dos altos teores de CO₂ encontrados em alguns reservatórios do Pré-Sal e como mecanismo para manutenção de pressão nos reservatórios, a fim de aumentar a recuperação final de petróleo (ANP, 2020).

Nesta seção será descrito o projeto de gás não associado analisado na Bacia de Campos: Raia – TECAB, a ser tratado na seção 3.2.2, e se refere à alternativa de monetização de gás natural da área de desenvolvimento do contrato de concessão BM-C-33, referente ao Bloco C-M-539. Conforme já mencionado na seção 2.1, a Equinor submeteu recentemente à ANP, em nome do BM-C-33, a declaração de comercialidade para duas áreas de desenvolvimento, denominadas Raia Manta e Raia Pintada. Essas áreas foram oriundas dos resultados da avaliação realizada pela Equinor, no contexto do PAD de Gávea-Seat-Pão de Açúcar (ANP, 2023a). Essa concessão está localizada em águas profundas, com lâmina d'água aproximada de 3.000 m, a 200 km de distância do Rio de Janeiro.

O projeto de Raia, que contém óleo leve (Raia Manta, 48° API e Raia Pintada, 36° API), com baixo teor de CO₂ (2%), terá uma plataforma tipo FPSO de 16 milhões m³/dia de gás natural e será o primeiro projeto brasileiro a conectar o gás natural produzido à malha integrada de gasodutos de transporte, através de um gasoduto de escoamento, sem necessidade de processamento adicional em terra. A Equinor tomou a decisão final de investimento em maio de 2023, com previsão de início de produção para a segunda metade do decênio. Estima-se que a intensidade média de CO₂ durante toda a vida útil dos desenvolvimentos seja inferior a 6 kg por barril de óleo equivalente. A baixa intensidade de carbono é possibilitada por meio de turbinas a gás de ciclo combinado no FPSO (EQUINOR, 2023b; S&P GLOBAL, 2023f).

3.2.1. Análise Socioambiental Raia – TECAB

A Equinor divulgou em nota recente que o escoamento do gás produzido pelo projeto Raia será realizado a partir de um gasoduto de 200 km, partindo de uma plataforma FPSO e seguindo até o Terminal de Cabiúnas, no município de Macaé/RJ (EQUINOR, 2023b). A alternativa de traçado proposta não foi recebida diretamente da Equinor, tendo sido estabelecida por metodologia da EPE. Destaca-se que não foi possível acessar o traçado estabelecido para o gasoduto pela Equinor. Portanto, foi elaborada uma diretriz (**Figura 10**) que possui a mesma extensão, buscando otimizar o caminhamento em relação à batimetria, evitar cruzamento com dutos existentes e reduzir a interferência em áreas de recifes e rodolitos, conforme base de dados disponível.

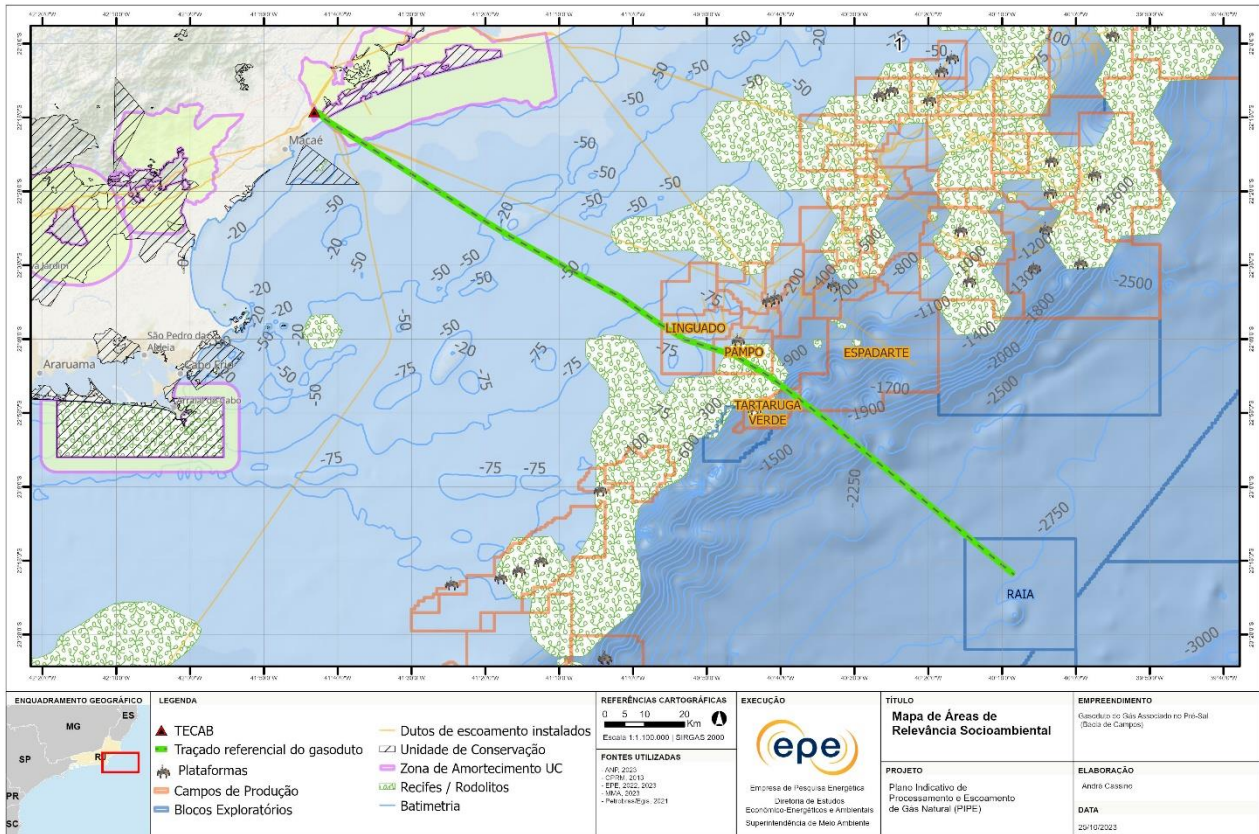


Figura 10. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Raia – TECAB

Fonte: Elaboração Própria.

O traçado parte do bloco BM-C-33 em um ponto de interseção das áreas divulgadas dos campos de Raia Manta e Raia Pintada a aproximadamente 3.000 m de profundidade. Em seguida a diretriz sobe o talude continental, cruzando dois campos operados pela Petrobras – Espadarte e Tartaruga Verde. Já no limite do talude e na plataforma continental são atravessados dois campos operados pela Trident Energy – Pampo e Linguado. Portanto, no momento de definição do traçado final do duto, deve ser evitada interferência nas estruturas de produção e escoamento instaladas, tais como árvores de natal, manifolds, dutos e estruturas de ancoragem (MINERAL/PETROBRAS, 2012).

No trecho costeiro e terrestre, o traçado interfere em segmentos da zona de amortecimento do Parque Nacional da Restinga de Jurubatiba, unidade de conservação (UC) federal de proteção integral. Dessa forma, devem ser consultadas as restrições e condicionantes estabelecidas no Plano de Manejo dessa área protegida.

Na porção terrestre a diretriz segue nas faixas de servidão de dutos entre o limite da UC mencionada e o bairro macaense de Lagomar, chegando em Cabiúnas, no terminal da Petrobras A **Figura 11** apresenta o mapa da área de chegada em terra do gasoduto Raia-TECAB.



Figura 11. Área de chegada do gasoduto Raia – TECAB em terra.

Fonte: Elaboração Própria.

São atravessadas majoritariamente planícies marinhas (terraços marinhos e cordões arenosos) em região de relevo plano, fato que, em princípio, não representa complexidade construtiva para a implantação do gasoduto. Destaca-se o cruzamento com polígono de processo minerário em fase de requerimento de pesquisa referente à extração de areia para uso na construção civil (ANM, 2023).

Em função da grande quantidade de dutos que chegam em Cabiúnas, é importante minimizar cruzamentos e avaliar a possibilidade de compartilhamento com as faixas de servidão existentes.

3.2.2. Raia – TECAB

A alternativa Raia – TECAB tem como objetivo escoar o gás natural produzido nas áreas de desenvolvimento da concessão de Raia, um projeto *stand-alone* de gás não associado localizado no Pré-Sal na Bacia de Campos (EQUINOR, 2023b). O gás tratado na plataforma *offshore* seria escoado para o Terminal de Cabiúnas (TECAB), em Macaé, Rio de Janeiro, conforme já comentado. Esta alternativa com chegada em Cabiúnas foi tratada no PIPE 2021 enquanto no PIPE 2019 alternativas partindo desse bloco foram elaboradas com destino a outros pontos na costa. Além disso, no PIPE 2019 foi considerado que o processamento desse gás ocorreria em UPGNs em terra, porém com a maturidade do projeto e a evolução do modelo de negócio da Equinor para esse bloco o operador optou pelo processamento *offshore*.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Raia – TECAB considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria exportada via navio aliviador enquanto o gás especificado na plataforma seria movimentado via gasoduto de escoamento. Visto que o gás já se encontra

especificado não será necessário o processamento em UPGNs em terra, tornando-o adequado à injeção na malha integrada de gasodutos de transporte.

Foi considerada como premissa uma distância de 200 km entre a plataforma *offshore* e o TECAB, resultando em um gasoduto de escoamento com 200 km de extensão, 16 polegadas de diâmetro e vazão de 16 milhões de m³/dia (REPSOL SINOPEC, 2023). Na **Figura 12**, o projeto é apresentado esquematicamente.

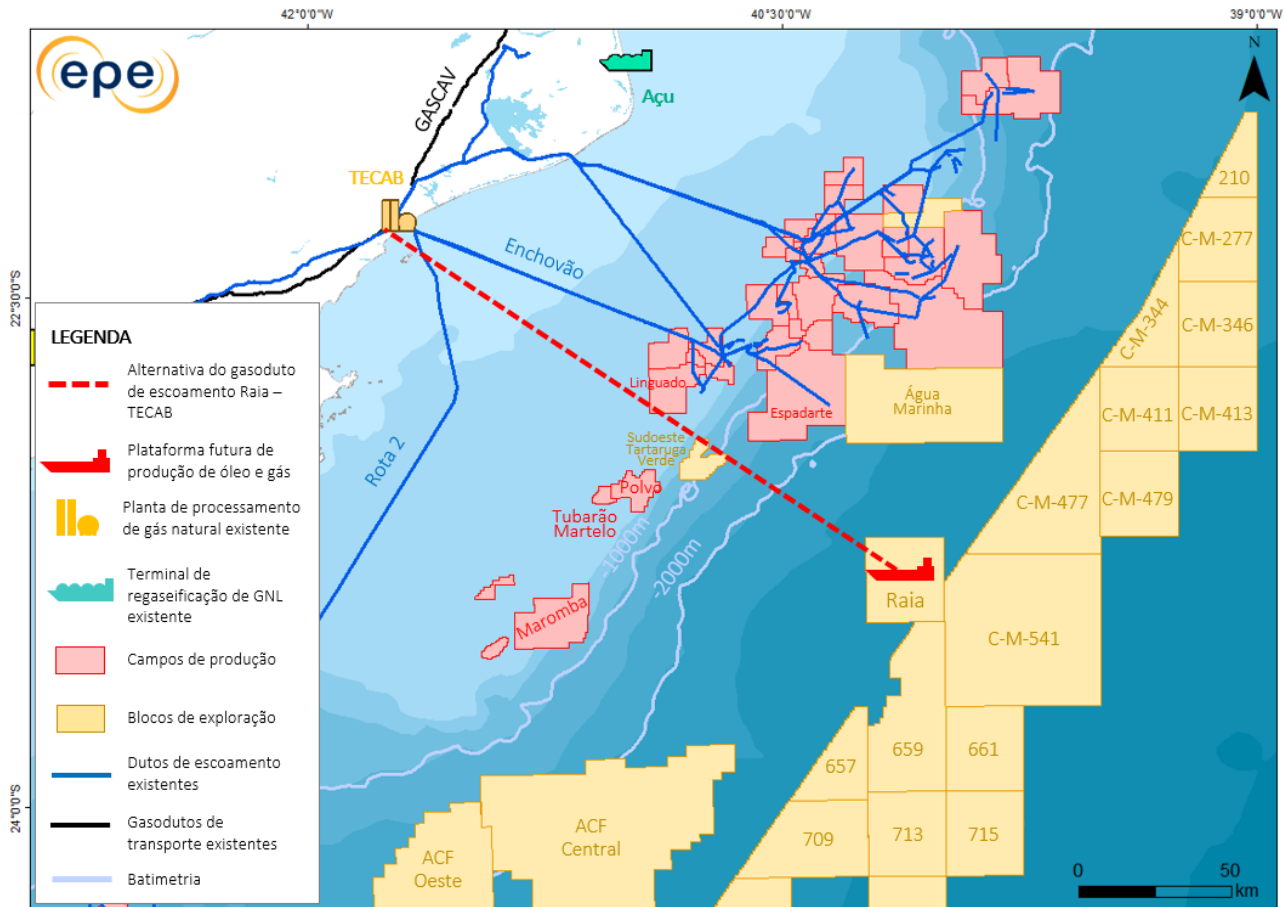


Figura 12. Projeto Raia – TECAB

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 11** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Raia – TECAB, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 1,9 bilhão.

Tabela 11. CAPEX do gasoduto de escoamento para Raia – TECAB

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	887,5	46,0%
Construção e montagem	649,7	33,7%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	74,3	3,9%
Seguros e Certificação	64,5	3,3%
Contingências	251,4	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	1.927,3	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.3. Bacia de Tucano Sul

A Bacia de Tucano Sul, localizada no estado da Bahia, faz parte do sistema de riftes intracratônicos¹⁴ do nordeste brasileiro, assim como a Bacia do Recôncavo, Tucano Norte e Tucano Central, além de Jatobá. Dentre essas bacias, apenas as bacias do Recôncavo (altamente explorada) e de Tucano Sul são produtoras de petróleo e gás natural.

Com extensão de 7.400 km², a Bacia de Tucano Sul passou por uma fase de intenso esforço exploratório na década de 1960, e atualmente conta com 7 campos e 9 blocos exploratórios sob concessão. Destacam-se os blocos TUC-T-139 e TUC-T-147, que estavam em processo de avaliação de descoberta e tiveram declaração de comercialidade recente, sendo denominados Tucano Grande e Tucano Grande Sul. A área é apresentada como promissora e com expectativa para gás natural pelas concessionárias dos blocos exploratórios. As atividades de E&P na bacia se concentram na região norte e oeste, sendo a grande área central carente de conhecimento geológico. Existem blocos para Oferta Permanente na região, porém ainda em fase de estudo (ANP, 2023c, ANP, 2023e).

Quanto à produção atual, a bacia possui 5 campos maduros em produção, com potencial de aumento do fator de recuperação. Esses campos foram responsáveis por volumes médios produzidos de gás natural na ordem de 113 mil m³/dia no ano de 2022 (ANP, 2023h). A produção de gás na bacia de Tucano Sul apresentou um crescimento relevante a partir do ano de 2019. Como o gás é não associado ao petróleo, nesta bacia não há indicação de injeção de gás natural.

3.3.1. Análise Socioambiental Tucano Sul – Quererá

O traçado referencial estabelecido para o gasoduto possui 22,5 km e atravessa dois municípios do nordeste baiano. A diretriz parte do bloco exploratório TUC-T-139, no município de Nova Soure, seguindo até as proximidades do duto de escoamento Quererá-Conceição, no campo de Quererá, em Sátiro Dias. Para a definição do traçado, buscou-se desviar de benfeitorias rurais e minimizar a passagem por áreas de maior declividade.

¹⁴ A bacia sedimentar está posicionada no interior de placa tectônica, com formato de calha alongada, e está limitada por falhas, sendo preenchida, principalmente, por rochas sedimentares com intercalações de rochas magmáticas.

A rodovia estadual BA-084 consiste no principal apoio viário, sendo as demais vias, em sua maioria, não pavimentadas. De forma geral, o uso do solo na região do traçado de referência é majoritariamente formado por fragmentos de vegetação do bioma Caatinga, e pastagens. Há algumas áreas menores com atividade de agricultura de subsistência. Não foram identificados núcleos urbanos.

Predominam ao longo do traçado as unidades de planaltos e baixos platôs, além de colinas com taxas de declividades relacionadas ao relevo plano (0 a 3%) em sua maioria, bem como trechos de suave ondulado (3 a 8%) e ondulado (8 a 20%). Como mencionado, o principal desvio do traçado foi realizado buscando evitar áreas de maior declividade. Não se observam ao longo do traçado sugerido travessias expressivas sobre cursos d'água, tampouco a presença de áreas úmidas (brejos, pântanos), lagos ou reservatórios. As imagens de satélite sugerem a presença de solo exposto, mas sem apresentar indícios de processos erosivos mais incisivos, como ravinas ou voçorocas. Essa configuração do meio físico, em princípio, não representaria relevante complexidade construtiva para a implantação do gasoduto.

De acordo com os dados da Agência Nacional de Mineração, o traçado não interfere em áreas com polígonos de processos minerários (ANM, 2023). A diretriz cruza dois blocos exploratórios (TUC-T-139 e TUC-T-147) da empresa Imetame Energia e dois campos de produção (Fazenda Santa Rosa e Quererá), operados pela empresa Origem Energia (ANP, 2023d). Portanto, no momento de definição do traçado final do gasoduto, deve-se ter atenção à presença de equipamentos de produção e escoamento instalados nesses campos.

Conforme base de dados consultada, o traçado referencial não cruza com unidades de conservação, terras indígenas, quilombolas ou projetos de assentamento rural (INCRA, 2023a, 2023b). Com base nas informações do Cadastro Ambiental Rural (CAR), a diretriz cruza com a reserva legal de 10 propriedades rurais. Não foram identificados sítios arqueológicos ou cavernas próximas ao traçado referencial do gasoduto (SICAR, 2023). A **Figura 13** ilustra mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto.

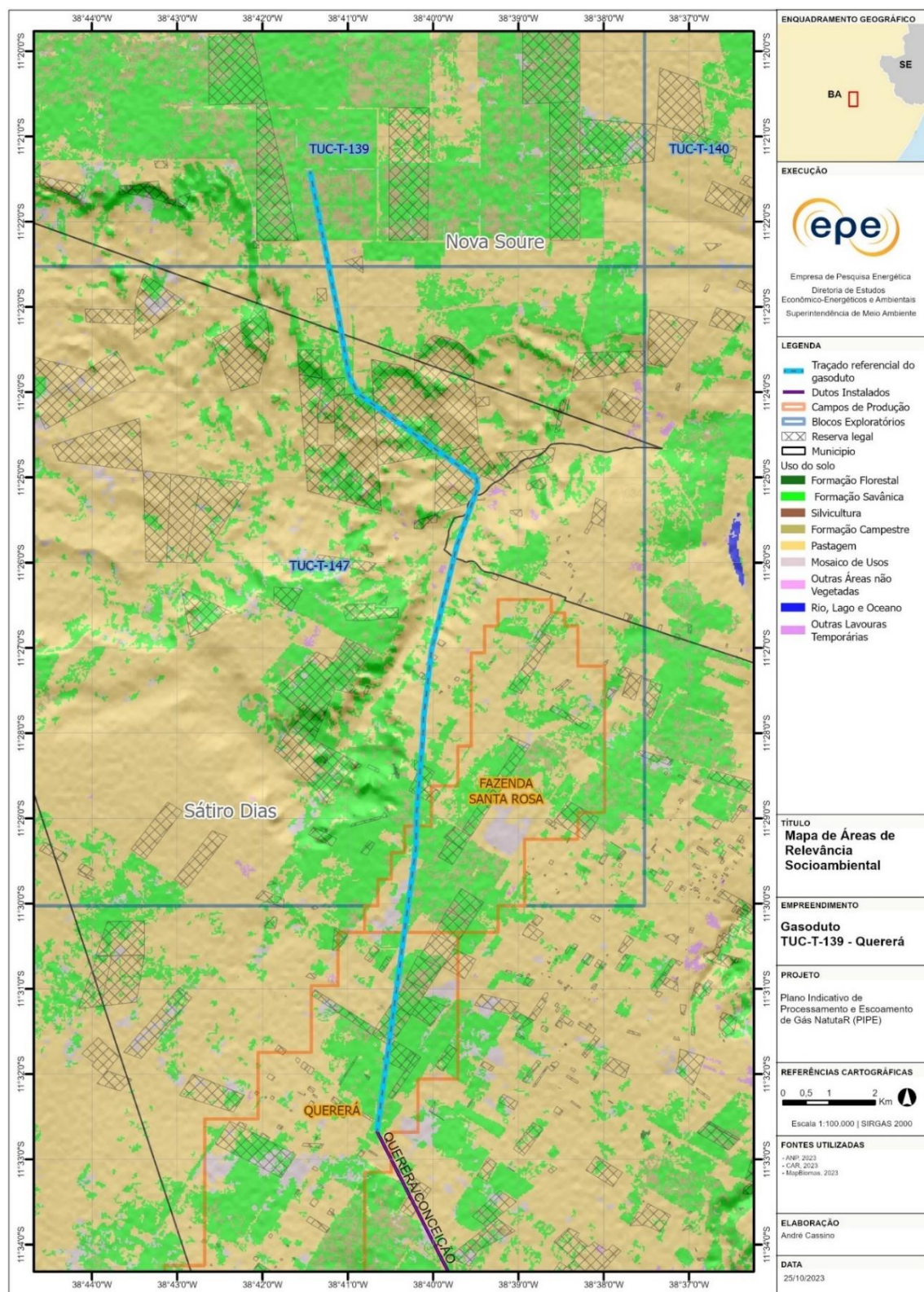


Figura 13. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Tucano Sul – Quererá

Fonte: Elaboração Própria.

3.3.2. Tucano Sul – Quererá

Conforme já comentado na seção 3.3.1, a alternativa Tucano Sul – Quererá tem como objetivo escoar o gás natural a partir dos campos Tucano Grande e Tucano Grande Sul (TUC-T-139 e TUC-T-147), um projeto *stand-alone* de gás não associado localizado na Bacia de Tucano Sul, do consórcio Imetame Energia, EnP Energy Platform e Energia Paranã, até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades do início do gasoduto de escoamento Quererá – Conceição, no campo de Quererá, na Bahia.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Tucano Sul – Quererá considerou o uso de uma Unidade de Produção *onshore*, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria movimentada para um terminal de líquidos, enquanto o gás natural seria escoado para uma UPGN próxima ao início do gasoduto Quererá – Conceição, no campo de Quererá, para posterior processamento.

Foi considerada como premissa uma distância de 22,5 km entre a unidade de produção *onshore* e a UPGN indicativa, resultando em um gasoduto de escoamento de 22,5 km, de 12 polegadas de diâmetro e vazão de 1 milhão de m³/dia. Na **Figura 14**, o projeto é apresentado esquematicamente.

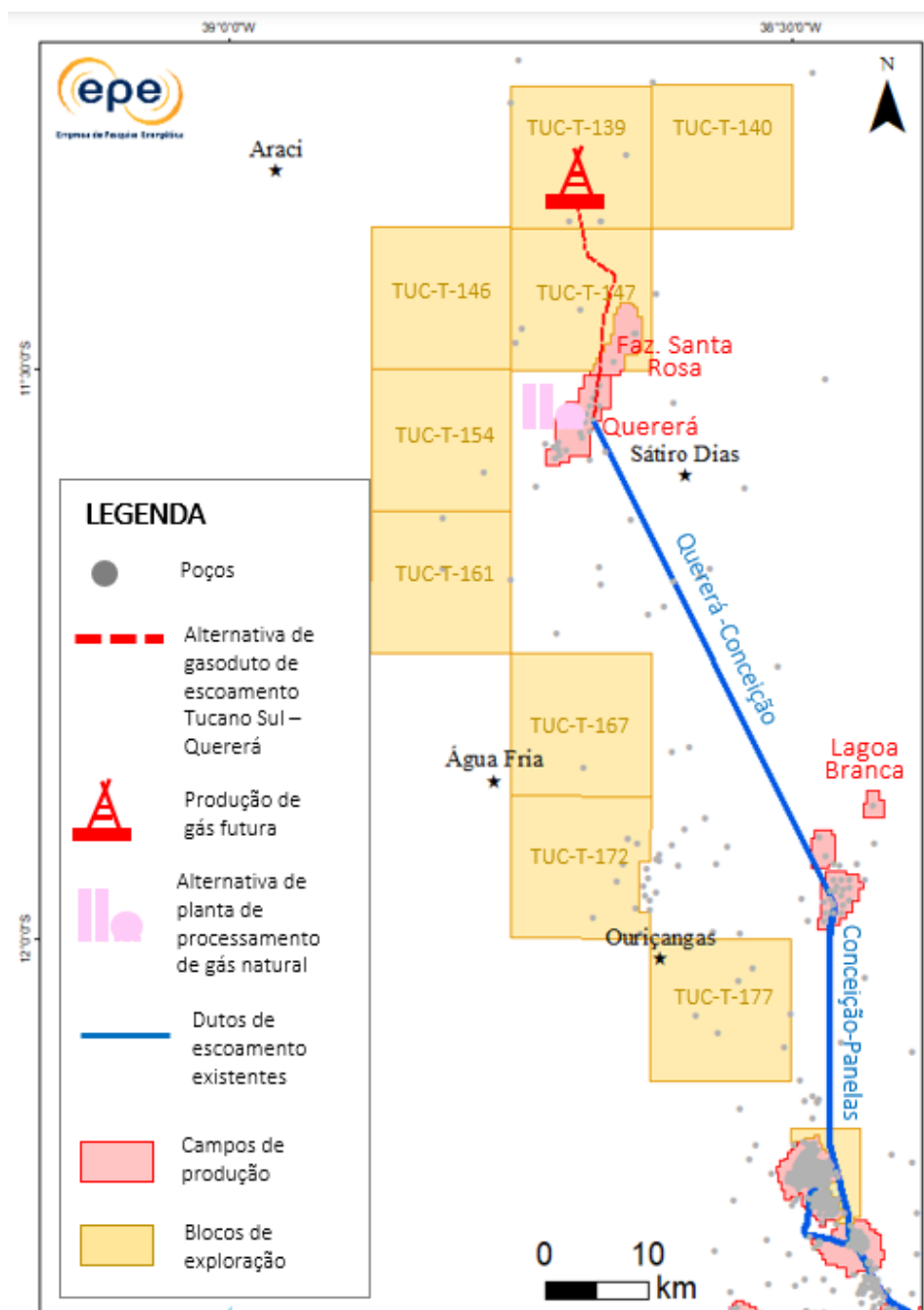


Figura 14. Projeto Tucano Sul – Quererá

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 12** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Tucano Sul – Quererá, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 49,4 milhões.

Tabela 12. CAPEX do gasoduto de escoamento para Tucano Sul – Quererá

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	25,9	52,5%
Construção e montagem	9,5	19,3%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	7,1	14,3%
Seguros e Certificação	0,4	0,9%
Contingências	6,4	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/23)	49,4	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Para a UPGN foi considerada a tecnologia de Turboexpansão, cujo CAPEX foi estimado em R\$ 365,6 milhões, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima ao gasoduto Quererá – Conceição/BA, com capacidade de 3 milhões de m³/dia. Embora o gasoduto dimensionado nesta seção tenha a capacidade de escoamento de 1 milhão de m³/dia, optou-se por projetar uma UPGN com a capacidade de processamento citada devido ao potencial de descobertas de acumulações de gás natural nos blocos pertencentes à Bacia Tucano Sul. Portanto, para esse projeto, foi dimensionada uma UPGN para processamento de um *cluster* de áreas de produção, possibilitando o processamento de um campo específico, bem como outras produções no entorno.

Foi considerada a opção do acesso de terceiros tanto ao gasoduto de escoamento quanto a UPGN, dada a expectativa de produção de áreas próximas aos recém declarados campos de Tucano Grande e Tucano Grande Sul, provenientes de outras empresas, caso as condições de acesso sejam satisfatoriamente atendidas (composição do gás natural, pressão, variações na vazão, entre outras). Assim, a UPGN poderia ser alimentada por diversas Unidades de produção na região de Tucano Sul. A **Tabela 13** ilustra o detalhamento do CAPEX da UPGN Tucano Sul – Quererá.

Tabela 13. CAPEX da UPGN Tucano Sul – Quererá

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	214,0	58,5%
Construção e montagem	52,2	14,3%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	48,6	13,3%
Seguros e Certificação	3,1	0,9%
Contingências	47,7	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	365,6	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.4. Bacia de Sergipe Alagoas

A Bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) se estende por uma área total de 44.370 km², sendo 31.750 km² em mar, até a cota batimétrica de 3.000 m, e 12.620 km² na porção terrestre, e é tradicional produtora de petróleo e gás natural *onshore* e *offshore* (águas rasas). Entretanto, nos últimos anos, foram realizadas novas descobertas de petróleo e gás natural em reservatórios localizados em águas profundas e ultra profundas (ANP, 2017; PETROBRAS, 2019; 2023).

O projeto a ser tratado na seção 3.4.2 se refere à alternativa de monetização de gás natural do Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP), localizado a 100 km da costa em águas ultra profundas, com lâmina d'água de até 2.900 m. O projeto SEAP, a ser operado pela Petrobras, contém múltiplos reservatórios de arenitos turbidíticos de gás associado e gás não associado do pós-sal, contendo óleo leve (38° a 41° API), com baixo teor de H₂S e CO₂ (PETROBRAS, 2019; 2023).

A alternativa SEAP compreende os sistemas de produção SEAP-1 e SEAP-2. Cada um destes sistemas terá uma plataforma FPSO afretada, com capacidade de produção de 120 mil barris por dia de óleo, com previsão de entrada em operação na segunda metade do decênio. O gás natural será especificado na plataforma, já enquadrado para consumo, sem necessidade de processamento *onshore*, reduzindo potencialmente os riscos de cronograma relacionados ao licenciamento ambiental. Foi veiculado que a Petrobras adiou, de 14 de outubro de 2023 para 15 de janeiro de 2024, o prazo de entrega das propostas das licitações de afretamento das duas FPSOs de SEAP-1 e SEAP-2 (PETROLEO HOJE, 2023b). Estima-se que a Petrobras aprovará o FID desse projeto até o primeiro semestre de 2024 (PETROBRAS, 2023).

Vale ressaltar que o projeto SEAP estudado nessa edição do PIPE foi classificado como um novo projeto em relação ao apresentado no PIPE 2019 e PIPE 2021. No PIPE 2019 foi considerada uma alternativa objetivando o escoamento do sistema SEAP-1, enquanto o PIPE 2021 visava o escoamento do sistema SEAP-2. Já nessa edição do PIPE, está sendo contemplado o escoamento de ambos os sistemas de forma integrada, além de atualizações em função de informações publicadas pela Petrobras. Isso inclui alteração do traçado e retirada da UPGN.

A plataforma do Sistema SEAP-1 irá produzir a partir dos reservatórios dos campos de Cavala, Agulhinha, Agulhinha Oeste e Palombeta, localizados nas concessões BM-SEAL-010 e BM-SEAL-011. Já a plataforma do Sistema SEAP-2 irá produzir a partir dos reservatórios dos campos de Budião, Budião Sudeste e Budião Noroeste, localizados nas concessões BM-SEAL-004, BM-SEAL-004A e BM-SEAL-010 (EPBR, 2023b). A empresa estima uma estratégia de drenagem de reservatórios, priorizando primeiro a produção de petróleo e gás associado e, em seguida, a produção de gás não associado para manter a utilização da capacidade a longo prazo (S&P GLOBAL, 2023g; 2023h; PETROBRAS, 2023a).

3.4.1. Análise Socioambiental Sergipe Águas Profundas – malha TAG

A diretriz seguiu uma proposta elaborada pela Petrobras, cujo traçado foi georreferenciado pela EPE. Nesse sentido, o traçado referencial do gasoduto levou em conta aspectos batimétricos, além de evitar interferências em unidades de conservação (Parque Estadual Marituba e APA Litoral Norte), território quilombola, e projeto de assentamento (**Figura 15**).

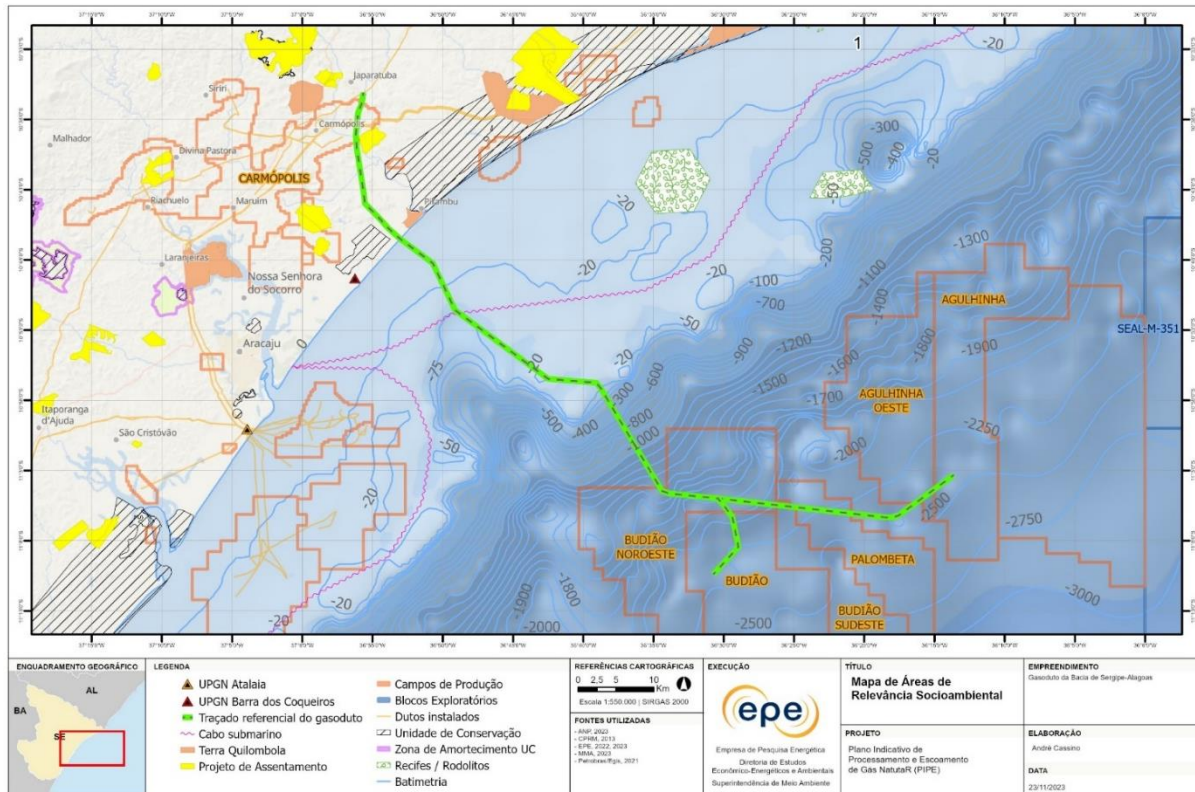


Figura 15. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Sergipe Águas Profundas – malha TAG
Fonte: Elaboração Própria.

As diretrizes dos ramais partem dos campos de Agulhinha, localizado no projeto SEAP-1, e Budião, localizado ao projeto SEAP-2, a aproximadamente 2.500 m de profundidade até encontrarem o gasoduto tronco para, em seguida, realizar caminhamento em direção ao gasoduto Carmópolis-Pilar, na porção terrestre, no município de Japaratuba/SE.

No tocante à infraestrutura, a diretriz do gasoduto tronco cruza um cabo submarino. Não constam dutos ou emissários na região que passa o gasoduto. Destacam-se os cruzamentos com os campos marítimos de Agulhinha Oeste, Palombeta, Budião Sudeste, Budião Noroeste e o campo terrestre de Carmópolis, devendo-se atentar para os equipamentos de produção e escoamento existentes no momento da definição do traçado final.

A região que abrange os traçados atravessa áreas de afloramentos rochosos em águas mais profundas, bem como cascalho, lama e areia lamosa à medida que adentra na plataforma continental (CPRM, 2008; PETROBRAS, 1979). Há ainda, na área de estudo, elevações submarinas (montanhas ou montes) que motivaram desvios nos traçados propostos. Ao atingir a plataforma continental, são atravessadas regiões de recifes e corais, conforme indica a base de dados consultada (MMA, 2002).

Na chegada à costa, após contornar o PAREST Marituba, a APA Litoral Norte e o Projeto de Assentamento Rural Ivan Ribeiro, a diretriz (**Figura 16**) segue na direção noroeste, chegando em um ponto referencial de conexão com o duto de escoamento existente Carmópolis-Pilar.



Figura 16. Área de chegada do gasoduto Sergipe Águas Profundas – malha TAG em terra
 Fonte: Elaboração Própria.

O traçado atravessa áreas de diversos usos do solo, em que se deve atentar para as formações de maior sensibilidade ambiental, como praias e dunas, campo alagado e áreas pantanosas próximas à costa, assim como as formações florestais do Bioma Mata Atlântica existentes na região.

No segmento terrestre, a diretriz cruza majoritariamente relevos de planícies e terraços marinhos e tabuleiros, além de colinas em menor escala de ocorrência (CPRM, 2017). As planícies (costeiras, flúvio-marinhas) apresentam declividades planas (0 a 3%) e correspondem a depósitos sedimentares marinhos ou aluvionares com materiais de granulometria e composições diversas, sugerindo a necessidade de maior detalhamento de estudos geotécnicos. Em relação à atividade minerária, a diretriz interfere em uma grande área de exploração de silvinita¹⁵ em fase de lavra.

O traçado referencial passa a aproximadamente 400 m do projeto de assentamento rural Ivan Ribeiro e cerca de 1.800 m da terra quilombola Pontal da Barra, o que deve exigir a elaboração do Estudo do Componente Quilombola, de acordo com a Portaria Interministerial nº 60, de 24/03/2015. Conforme base de dados consultada, não há interferência em unidades de conservação, cavernas ou sítios arqueológicos.

¹⁵ Mistura dos minerais silvinita (cloreto de potássio) e halita (cloreto de sódio) de onde é extraído o potássio para a produção de fertilizantes.

3.4.2. Sergipe Águas Profundas – malha TAG

A alternativa Sergipe Águas Profundas – Malha TAG tem como objetivo escoar o gás natural produzido e tratado nas áreas de desenvolvimento do Projeto SEAP (Projetos SEAP-1 e SEAP-2), um projeto *stand-alone* de gás associado e não associado localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas. O gás tratado seria escoado até a costa, conectando-se a um gasoduto de interligação, com cerca de 20 km, para ser movimentado até a malha de transporte da TAG.

O cenário de desenvolvimento de produção dos projetos SEAP-1 e SEAP-2 considerou o uso de uma plataforma do tipo FPSO, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. A corrente de óleo seria exportada via navio aliviador enquanto o gás especificado na plataforma seria movimentado via gasoduto de escoamento. Visto que o gás já se encontra especificado não será necessário o processamento em UPGNs em terra, tornando-o adequado à injeção na malha integrada de gasodutos de transporte.

Foi considerado um gasoduto de escoamento com 131 km de extensão, composto de 3 trechos. Os dois primeiros trechos compreendem um ramal de 11 km, entre SEAP-1 e o gasoduto tronco, e outro ramal de 16 km, entre SEAP-2 e o gasoduto tronco, ambos com 16 polegadas de diâmetro. O terceiro trecho é o gasoduto tronco, de 104 km com 18 polegadas de diâmetro. A vazão de todos os trechos será de 18 milhões de m³/dia. Na **Figura 17**, o projeto é apresentado esquematicamente.

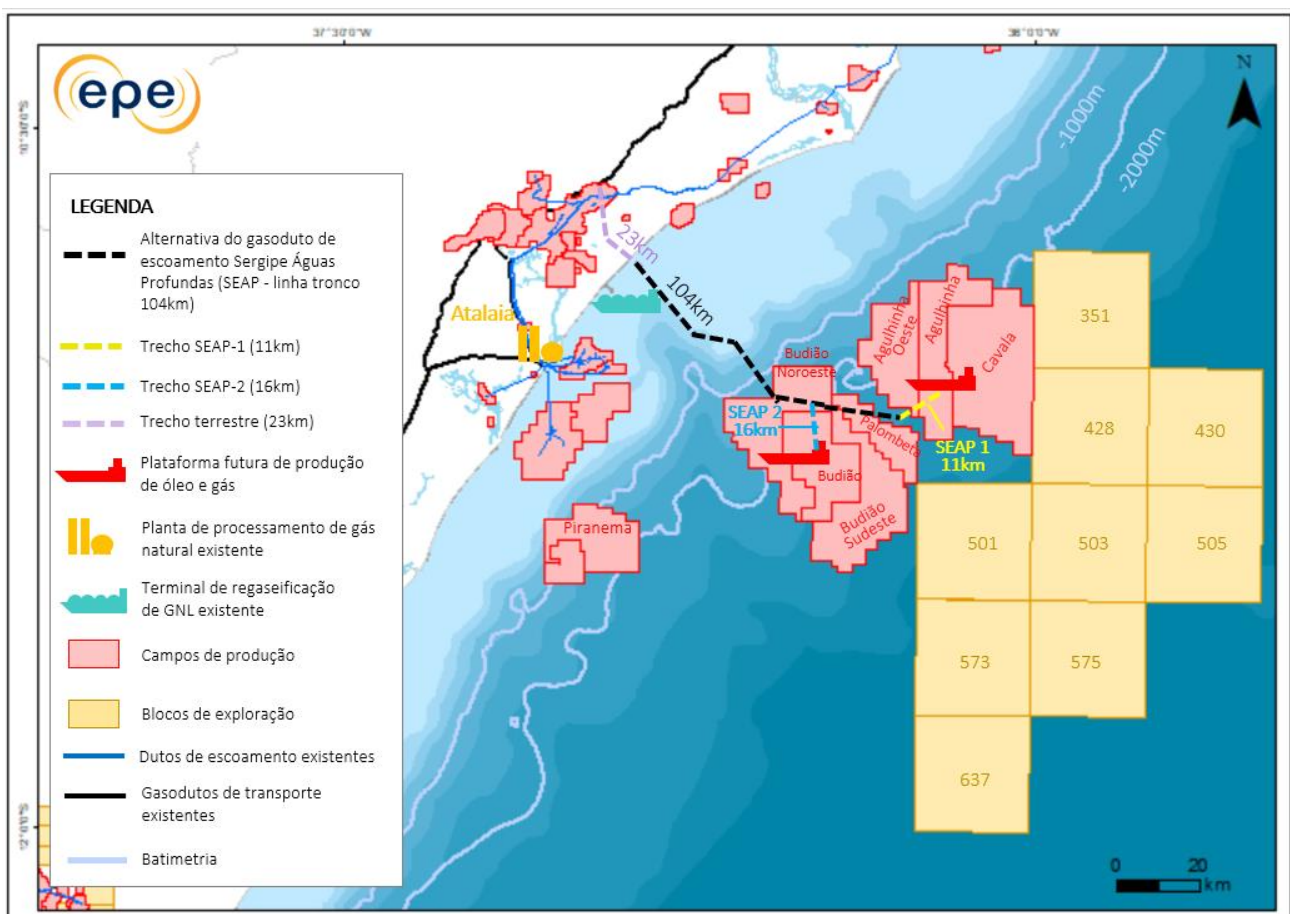


Figura 17. Projeto SEAP – malha TAG

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 14** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Sergipe Águas Profundas – Malha TAG, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 2,3 bilhões.

Tabela 14. CAPEX do gasoduto de escoamento para SEAP – malha TAG

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	913,5	39,7%
Construção e montagem	889,0	38,7%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	119,6	5,2%
Seguros e Certificação	76,9	3,3%
Contingências	299,8	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/23)	2.298,8	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.5. Bacia da Foz do Amazonas

A Bacia da Foz do Amazonas é uma bacia considerada de Nova Fronteira, localizada na Margem Equatorial Brasileira, nos estados do Amapá e Pará. Com extensão de 285 mil km², tem um conjunto de poços e levantamento sísmicos consideráveis, porém oriundos de uma fase exploratória focada em águas rasas.

As descobertas pioneiras que impulsionaram a atratividade da Margem Equatorial Brasileira, da qual a Bacia da Foz do Amazonas faz parte, ocorreram na Bacia de Tano em Gana. A configuração geológica que possibilitou as acumulações petrolíferas encontradas no oeste do continente africano é esperada em toda a Margem Equatorial Brasileira, que possui evolução geológica análoga (ANP, 2023i).

Além disso, na Margem Equatorial Sulamericana, foram feitas descobertas recentes e robustas nas bacias da Guiana, Guiana Francesa e Suriname (EPE, 2023c; 2023d). Devido à similaridade geológica com as bacias citadas anteriormente, abriu-se uma nova fase que visa a exploração da Bacia da Foz do Amazonas em águas profundas e ultra profundas, com o objetivo de se avaliar o potencial da região.

Segundo EPE (2023d), os reservatórios potenciais da bacia são os arenitos da fase rifte (Formação Cassiporé) e os carbonatos plataformais da Formação Amapá em águas rasas, além dos arenitos turbidíticos da fase rifte em águas profundas (Formações Limoeiro e Travosas). Também se vislumbra potencial para acumulações de hidrocarbonetos nos arenitos depositados desde o Mioceno Superior, bem como hidratos de metano na área do Cone do Amazonas, que futuramente pode tornar-se uma importante fonte energética.

Estudos recentes de volumetria, com base em dados sísmicos, de poços e geoquímicos, realizados pela EPE, indicam um potencial de volume *in place* de 80 bilhões de barris de óleo equivalente. Vale ressaltar que esse volume possui uma incerteza muito grande devido à baixa densidade de poços pioneiros, principalmente em águas profundas, reforçando a necessidade da ampliação da campanha exploratória na bacia (EPE, 2023e).

3.5.1. Análise socioambiental Foz do Amazonas – Calçoene

O traçado referencial do gasoduto possui 350 km, e foi estabelecido buscando evitar interferência no Parque Nacional (PARNA) do Cabo Orange (unidade de conservação federal de proteção integral) e sua zona de amortecimento, além de minimizar cruzamento com zonas de recifes e rodolitos, conforme base de dados disponível.

A diretriz parte do ponto central do bloco exploratório FZA-M-59, operado pela Petrobras, a aproximadamente 3.000 m de profundidade. Em seguida, o traçado sobe o talude continental, cruzando dois blocos exploratórios também da Petrobras – FZA-M-88 e FZA-M-125. Ao atingir a profundidade de 200 m, são atravessadas áreas com registro de recifes e rodolitos, fato que, como mencionado, ensejou desvios do traçado de forma a reduzir eventuais impactos sobre esses ambientes (**Figura 18**). É também a partir da profundidade de 200 m que a diretriz entra em área de pesca artesanal, conforme informações do Estudo de Impacto Ambiental da perfuração exploratória no bloco FZA-M-59 (PETROBRAS/EGIS, 2021).

Destaca-se que, como se trata de nova fronteira exploratória, o nível de conhecimento acerca dos ambientes físico e biótico dessa região é menor, quando comparado a outras bacias sedimentares marítimas. Portanto, caso o projeto se viabilize, deverão ser consideradas novas informações levantadas na região para definição do traçado do gasoduto.

De acordo com a base de dados consultada, não há interferência em unidades de conservação, terras indígenas ou quilombolas.

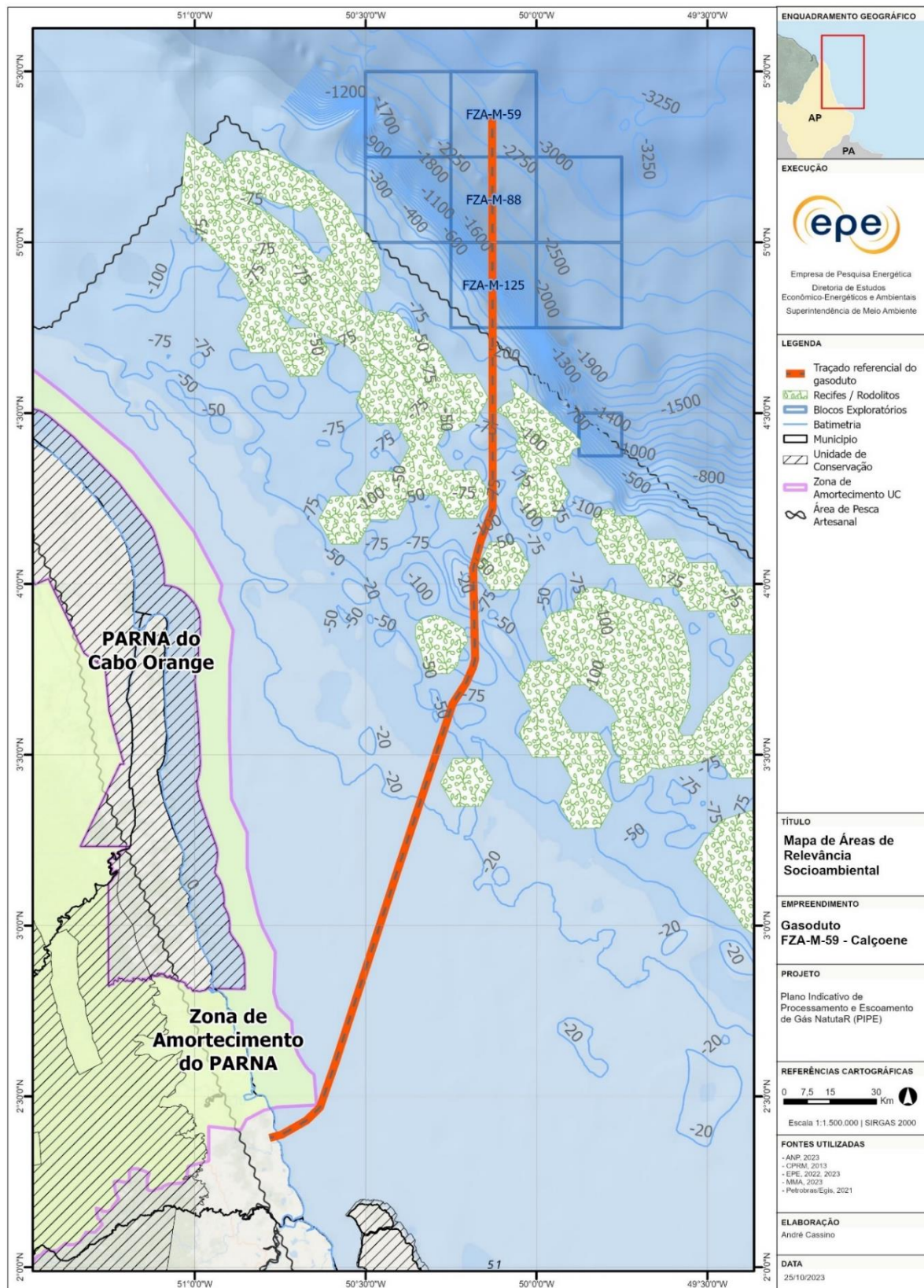


Figura 18. Mapa de áreas de relevância socioambiental na região de implantação do gasoduto Foz do Amazonas - Calçoene

Fonte: Elaboração Própria.

Na chegada a costa, após contornar a zona de amortecimento do PARNA, a diretriz segue na direção oeste, chegando em um ponto hipotético no município amapaense de Calçoene. A região que abrange o traçado atravessa áreas de sedimentação (lama e materiais finos) em sua maioria (CPRM, 2008).

No trecho terrestre, o traçado atravessa áreas de mangue, formação florestal e campestre em região bastante preservada do bioma Amazônia, na área sudeste do município de Calçoene (**Figura 19**). Nesse segmento, a diretriz cruza com relevos de planícies flúvio-marinhas (CPRM, 2013). Essas unidades de relevo 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 (CPRM, 2013).



Figura 19. Área de chegada do gasoduto Foz do Amazonas - Calçoene em terra

Fonte: Elaboração Própria.

3.5.2. Foz do Amazonas – Calçoene

A alternativa Foz do Amazonas - Calçoene tem como objetivo escoar o gás natural produzido no bloco exploratório FZA-M-59, um projeto *stand-alone* de gás associado, localizado na Bacia do Foz do Amazonas, até uma UPGN indicativa, localizada nas proximidades do município de Calçoene, no Amapá.

Vale ressaltar que o bloco exploratório FZA-M-59 possui estudos e diagnósticos ambientais apresentados ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA),

bem como detalhes dos projetos ambientais elaborados para monitorar e mitigar os impactos ambientais identificados durante o processo de licenciamento. No entanto, a licença para realizar a Perfuração Marítima do primeiro poço exploratório da região, no bloco FZA-M-59, foi negada em maio de 2023 pelo órgão, considerando as “...inconsistências identificadas sucessivamente no projeto analisado, a notória sensibilidade socioambiental da área de influência e da área sujeita ao risco, aliadas às complexidades e limitações técnicas e logísticas envolvidas nas operações, e ainda pela latente necessidade de se elaborarem avaliações mais amplas e aprofundadas para atestar a adequabilidade da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás na região” (IBAMA, 2023). Portanto, ainda há desafios, principalmente ambientais, para o desenvolvimento dos projetos na Nova Fronteira da Margem Equatorial.

O cenário de desenvolvimento de produção do projeto Foz do Amazonas - Calçoene considerou o uso de duas plataformas do tipo FPSO, de 220 mil barris de óleo por dia cada, onde as correntes de óleo e gás natural produzidas seriam separadas e tratadas. O óleo produzido seria exportado via navio aliviador, enquanto o gás natural seria escoado para uma UPGN próxima ao município de Calçoene através de um gasoduto de escoamento, para posterior processamento.

Foi considerada como premissa uma distância de 350 km entre as plataformas *offshore* e a UPGN Foz do Amazonas - Calçoene, resultando em um gasoduto de escoamento com trecho *offshore* de 350 km de extensão, 32 polegadas de diâmetro e vazão de 20 milhões de m³/dia. A **Figura 20** ilustra a alternativa Foz do Amazonas – Calçoene.

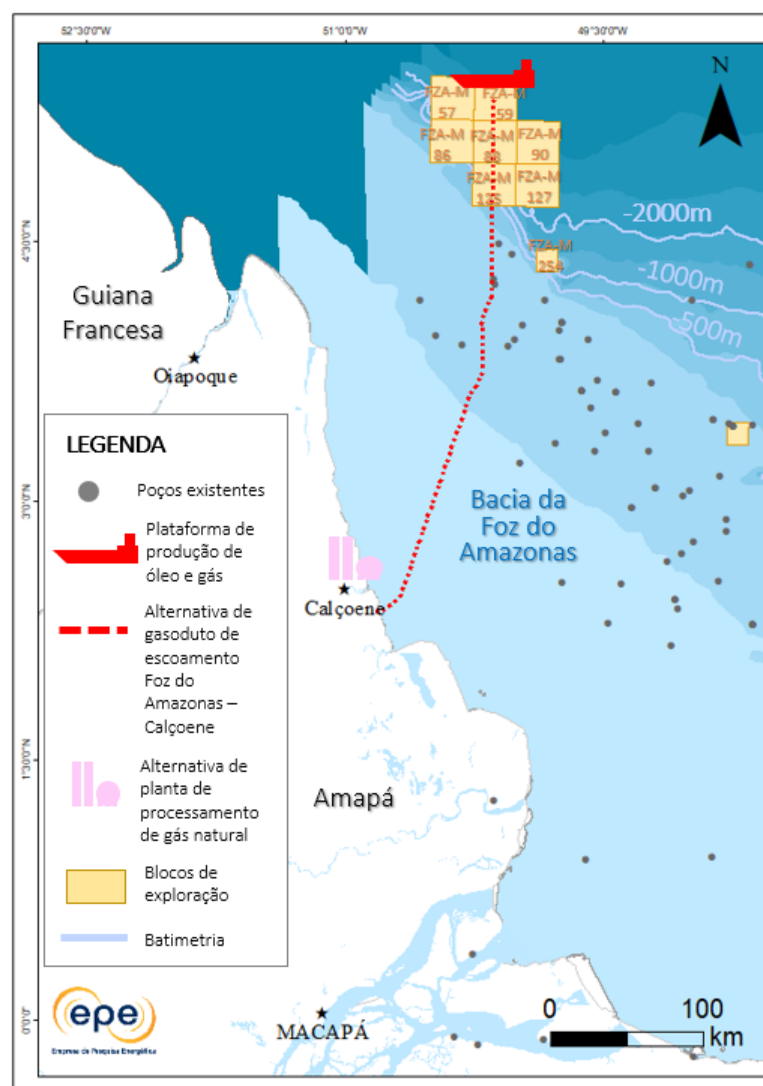


Figura 20. Projeto Foz do Amazonas - Calçoene

Fonte: Elaboração Própria.

A **Tabela 15** apresenta os custos de investimento diretos e indiretos para instalação do gasoduto de escoamento Foz do Amazonas – Calçoene, com data-base de abril de 2023, resultando-se em um CAPEX estimado de R\$ 7,2 bilhões.

Tabela 15. CAPEX do gasoduto de escoamento para Foz do Amazonas - Calçoene

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	4.129,0	57,1%
Construção e montagem	1.815,4	25,1%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	105,8	1,5%
Seguros e Certificação	242,0	3,3%
Contingências	943,8	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/23)	7.236,0	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

No caso da UPGN, considerando-se a tecnologia de Turboexpansão, estimou-se o CAPEX em R\$ 2,5 bilhões, relacionado à instalação de uma nova unidade de processamento próxima ao município de Calçoene, no Amapá. Na **Tabela 16**, é apresentado o resumo dos custos para esta alternativa.

Tabela 16. CAPEX da UPGN Foz do Amazonas - Calçoene

Descrição	R\$ mi	
Custos Diretos		
Materiais e equipamentos	1.272,2	51,8%
Construção e montagem	409,3	16,6%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	432,9	17,6%
Seguros e Certificação	21,1	0,9%
Contingências	320,4	13,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	2.456,1	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

3.6. Estimativas de emprego e renda dos projetos

O valor e a estrutura dos investimentos totais e por empreendimento considerados na simulação tomou como base as informações levantadas nas seções anteriores do Capítulo 3. Na simulação dos impactos econômicos e sociais com o 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. No entanto, é importante mencionar que o aumento dos impostos pode representar novos ciclos de aumento do PIB e do emprego não capturados na modelagem utilizada.

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 17**. De forma sintética, considerando o total de investimentos estudados, espera-se uma expansão de 0,15% do PIB ou um pouco mais de R\$ 14 bilhões. Em termos de emprego, espera-se um aumento de 0,07% ou quase 67 mil pessoas ocupadas durante a execução dos projetos, em decorrência dos investimentos, também conforme apresentado na **Tabela 17**.

Tabela 17. Impactos sobre o PIB e empregos

Tabela de resultados	CAPEX (R\$ Milhões) ¹	Investimento Efetivo ² (R\$ Milhões)	Impacto no PIB (R\$ Milhões)		Impacto no Emprego ³ (unidades)	
			Valores	Var (%)	Valores	Var (%)
Gasoduto Bacalhau-RPBC	2.726,04	1.372,88	1.837,59	0,02	9.287,14	0,01
UPGN Bacalhau-RPBC	740,37	371,23	477,31	0,00	1.792,40	0,00
Gasoduto Bacalhau-Merluza	1.237,76	543,81	728,38	0,01	3.654,54	0,00
UPGN Bacalhau-Merluza	740,83	371,24	477,32	0,00	1.792,46	0,00
Gasoduto Bacalhau-Mexilhão	1.042,04	455,29	610,04	0,01	3.055,88	0,00
UPGN Bacalhau-Mexilhão	740,83	371,24	477,32	0,00	1.792,46	0,00
Gasoduto Gato do Mato-Sul de Gato do Mato	1.323,60	505,17	678,07	0,01	3.357,78	0,00
UPGN Gato do Mato-Sul de Gato do Mato	1.355,80	706,36	906,44	0,01	3.388,98	0,00
Gasoduto Raia - Tecab	1.927,30	906,72	1.214,64	0,01	6.103,04	0,01
Gasoduto Tucano Sul	49,39	19,57	26,84	0,00	125,03	0,00
UPGN Tucano Sul	365,65	164,29	210,36	0,00	794,60	0,00
Sistema SEAP - Gasoduto	2.298,84	1.248,27	1.672,57	0,02	8.427,86	0,01
Gasoduto Foz do Amazonas	7.235,97	2.487,65	3.329,84	0,03	16.608,42	0,02
UPGN Foz do Amazonas	2.456,07	1.362,15	1.745,71	0,02	6.508,60	0,01
Total	24.240,49	10.885,87	14.392,43	0,15	66.689,19	0,07

Fonte: Elaboração Própria.

Nota: (1) CAPEX informado pela DPG em R\$; (2) CAPEX excluindo vazamentos (impostos + importação); (3) População ocupada

4. Atualização dos custos de processamento e do *hub* de gás – PIPE 2021

Neste Capítulo são apresentadas as novas estimativas de custos para as UPGNs dimensionadas no PIPE 2021, resultante da aplicação da metodologia aprimorada para este tipo de instalação. Este Capítulo trata, também, da atualização dos custos do *hub* de gás do Espírito Santo, em função da atualização da data-base dos custos deste projeto.

4.1. Unidades de Processamento de Gás Natural

A **Tabela 18**, a seguir, apresenta os novos valores de CAPEX para os projetos de UPGN, decorrente da aplicação da metodologia de dimensionamento e orçamentação do PIPE 2023, conforme apresentada na seção 2.6. Destaca-se que os condicionantes para a elaboração dos projetos de processamento foram mantidos, conforme apresentados no PIPE 2021.

Tabela 18. Estimativas de custos das UPGNs do PIPE 2021 a partir da metodologia aprimorada

Projeto de UPGN	Custos Diretos (R\$ milhões)		Custos Indiretos (R\$ milhões)			TOTAL (R\$ milhões)
	Materiais e Equipamentos	Construção e Montagem	Projeto de Engenharia	Seguros e Certificação	Contingências	
UPGN GA Solimões	468,5	123,4	66,7	6,6	99,8	765,0
UPGN GNA Solimões	153,5	58,5	24,8	2,4	35,9	275,1
UPGN GNA Parnaíba	130,7	44,2	24,8	2,0	30,3	232,0
UPGN GA Pré-sal Santos (<i>tie-back</i> 1)	605,3	121,5	130,8	8,6	129,9	996,1
UPGN GA Pré-sal Santos (<i>tie-back</i> 2)	518,4	104,7	113,2	7,4	111,6	855,3
UPGN GA Água Ultra-Profunda (Bacia de Campos)	151,0	41,4	39,1	2,3	35,1	268,9
UPGN GA Mar Costeiro Camamu-Almada	151,1	41,1	38,8	2,3	35,0	268,3
UPGN GNA Mar Costeiro Camamu-Almada	337,5	91,1	89,4	5,2	78,5	601,7
UPGN GA Água Profunda (Bacia do Espírito Santo)	255,3	74,9	76,3	4,1	61,6	472,2
UPGN GNA Água Ultra-Profunda (Bacia do Espírito Santo)	147,5	40,3	37,3	2,2	34,1	227,3
TOTAL	2.918,8	741,1	641,2	43,1	617,7	4.961,9

4.2. Hub de gás do Espírito Santo

Esta seção apresenta os custos atualizados do Hub de gás do Espírito Santo publicados no PIPE 2021, considerando as rubricas de custos diretos e indiretos, tanto para os dutos de escoamento quanto para a plataforma empregada. Destaca-se que os condicionantes considerados, bem como a metodologia para dimensionamento e orçamentação foram os mesmos utilizados no PIPE 2021, alterando-se apenas a data-base destes custos. Este hub permitiria a movimentação de gás *offshore* oriundo da Bacia de Campos e Bacia do Espírito Santo-Mucuri. A **Figura 21** ilustra o projeto do Hub de gás do Espírito Santo.

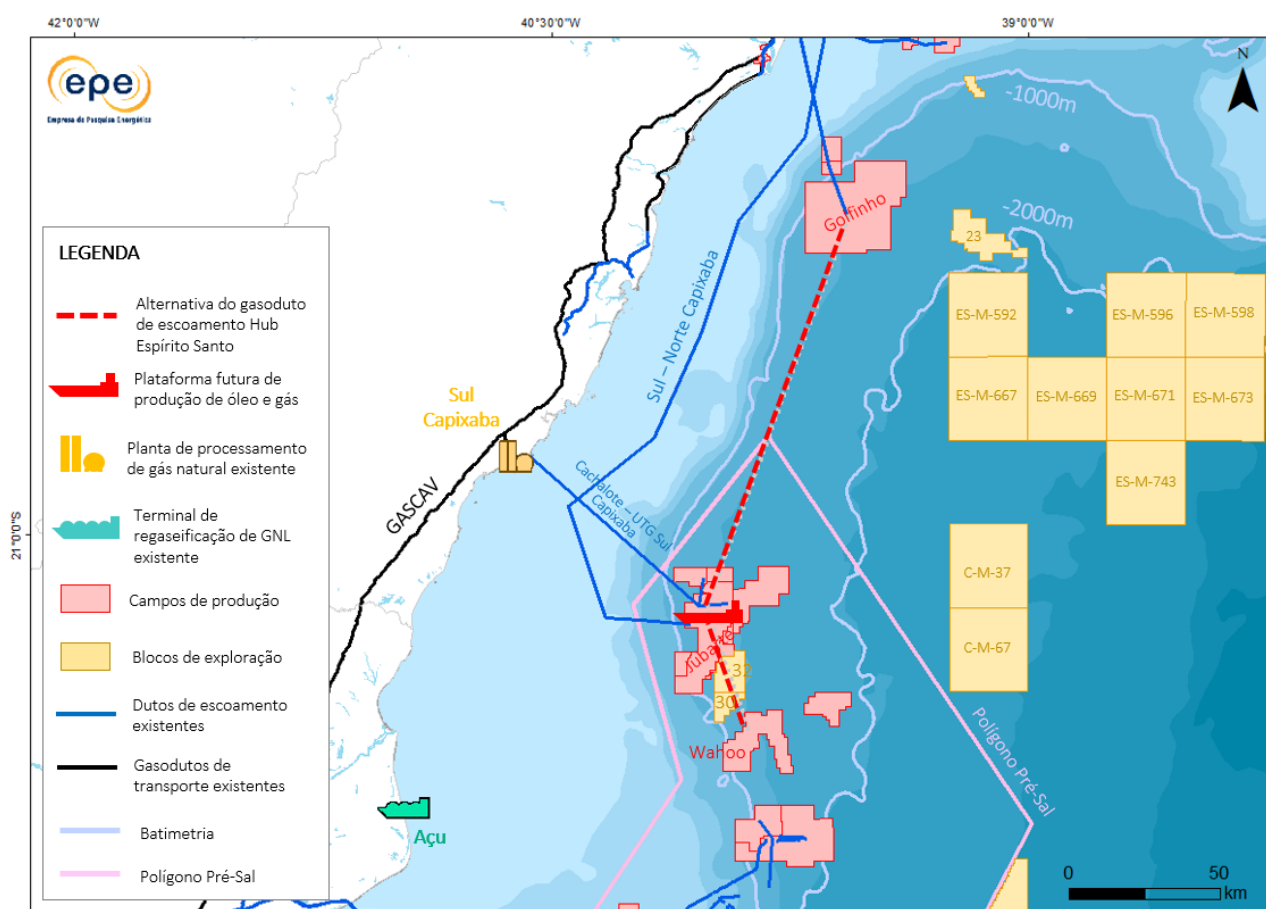


Figura 21. Hub de gás na Bacia do Espírito Santo

Fonte: Elaboração Própria.

Conforme mencionado na seção 3.2, a Bacia de Campos se estende por uma área que engloba parte do litoral norte do estado do Rio de Janeiro e sul do Espírito Santo (ANP, 2021c), sendo uma das principais áreas produtoras de óleo e gás do país.

Com relação à bacia do Espírito Santo-Mucuri, esta se estende por uma área de aproximadamente 115 mil km², sendo pouco mais de 100 mil km² submersos. Sua porção emersa é bem conhecida e classificada como madura, enquanto a porção marinha é relativamente pouco conhecida, sobretudo em águas profundas e ultra-profundas. Na parte marítima houve importantes descobertas nos campos de Congoá, Peroá, Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte, destacando que estes dois últimos foram unitizados (ANP, 2023b).

No PIPE 2021 (EPE, 2021a), o projeto do *Hub* de gás do Espírito Santo foi desenvolvido considerando um sistema composto por plataformas com capacidade de compressão para 20 milhões de m³/dia de gás natural e gasodutos de escoamento, permitindo conexão às malhas de escoamento existentes, ou a projetos mais distantes ou a projetos a serem desenvolvidos. Este *hub* permitiria, assim, a movimentação de produções entre ambas as bacias, de forma a trazer flexibilidade a essas produções pela possibilidade de processamento em UPGNs da região (existentes ou em projeto) bem como possibilitar o aproveitamento da capacidade ociosa de UPGNs no estado do Espírito Santo. Neste sentido, o acesso de terceiros aos dutos de escoamento e UPGNs poderia ter papel relevante para este tipo de alternativa.

Este projeto apresenta similaridades ao *Hub* GasinES da EnP Energy Platform, localizado em águas rasas, onde está prevista a instalação de uma central de operação e distribuição de gasodutos de escoamento de múltiplos produtores (TNT PETROLEO, 2020). Recentemente foi publicado que o *hub* faria parte de um projeto de integração energética nomeado de *Hub* SolarES, que está sendo criado com o objetivo de aproveitar as sinergias energéticas e logísticas entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo (EPBR, 2023c).

Destaca-se que não foram observadas atualizações adicionais com relação ao avanço na implementação do *Hub* de gás do Espírito Santo ou equivalente. No entanto, dado ao potencial desenvolvimento de alternativas com esta configuração, esse projeto foi mantido no PIPE 2023, com o objetivo de apresentar valores atualizados relativos ao CAPEX deste *hub*.

Este projeto foi elaborado considerando, como premissa, uma extensão total de 182 km para os gasodutos de escoamento, que seriam responsáveis pela coleta de gás natural de campos próximos, sendo conectados a uma plataforma de compressão. Tal premissa resultou em gasodutos de escoamento com 28 polegadas de diâmetro. Na **Tabela 19**, é apresentado o resumo dos custos dos dutos de escoamento de coleta para esta alternativa.

Tabela 19. CAPEX dos gasodutos de escoamento para o *Hub* de gás na Bacia do Espírito Santo

Descrição	R\$ mi	%
Custos Diretos		
Materiais	1.299,8	53,8%
Construção	651,7	27,0%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	69,9	2,9%
Seguros e Certificação	80,9	3,3%
Contingências	315,3	13%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/23)	2.417,16	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

A **Tabela 20** apresenta o resumo dos custos da plataforma de compressão para o *Hub* de gás do Espírito Santo.

Tabela 20. CAPEX da plataforma de compressão para o *Hub* de gás na Bacia do Espírito Santo

Descrição	R\$ mi	%
Custos Diretos		
Equipamentos	1.611,3	30,2%
Materiais	891,8	16,7%
Fabricação	1.120,8	21,0%
Instalação e comissionamento	300,4	5,6%
Custos Indiretos		
Projeto de Engenharia	542,4	10,2%
Seguros e Certificação	226,3	4,2%
Contingências	639,0	12,0%
INVESTIMENTO TOTAL (data-base abr/2023)	5.332,1	100%

Fonte: Elaboração EPE.

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

Conforme mencionado no PIPE 2021 (EPE, 2021a), considerou-se que o processamento do gás natural seria realizado nas UPGNs já existentes e que tivessem capacidade de processamento disponível ou até mesmo em unidades em projeto, sendo o *hub* analisado responsável apenas pelo escoamento e pela gestão do fluxo de gás natural entre os dutos conectados ao mesmo.

5. Resultados e Discussão

Conforme abordado no documento, foram estudados no presente ciclo do PIPE um total de 8 projetos que somam 1.447 km de gasodutos de escoamento. Os projetos de gasodutos de escoamento estudados somam um total de quase R\$ 18 bilhões em investimentos, enquanto as UPGNs somam cerca de R\$ 6,4 bilhões, responsáveis por uma capacidade de escoamento e processamento da ordem de 80 milhões de m³/dia. Na **Tabela 21**, são apresentados resumidamente os projetos estudados, assim como suas principais características técnicas e custos estimados.

Tabela 21. Resumo dos Projetos estudados no PIPE 2023

Projeto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)	Vazão (milhões de m ³ /dia)	CAPEX do gasoduto de escoamento (R\$ milhões)	CAPEX da UPGN (R\$ milhões)
Bacia de Santos					
A Bacalhau – RPBC	355	16	5,0	2.726,0	740,4
B Bacalhau – Merluza	141	16	5,0	1.237,8	740,4
C Bacalhau – Mexilhão	112	16	5,0	1.042,0	740,4
D Sistema Gato do Mato – Mexilhão	135	20	8,5	1.323,6	1.355,8
Bacia de Campos					
E Raia – TECAB	200	16	16,0	1.927,3	-
Bacia do Tucano Sul					
F Tucano Sul – Quererá	22,5	12	1,0	49,4	365,6
Bacia de Sergipe-Alagoas					
G Sergipe Águas Profundas – malha TAG	131	18	18,0	2.298,8	-
Bacia da Foz do Amazonas					
H Foz do Amazonas – Calçoene	350	32	20,0	7.236,0	2456,1
TOTAL DOS PROJETOS ESTUDADOS	1.446,5	N.A.	78,5	17.840,9	6.398,7

Nota: As letras na primeira coluna referem-se à localização aproximadas das alternativas no mapa do Brasil (Figura 22).

Fonte: elaboração própria EPE.

Pode-se observar pela **Tabela 21** que, se todos os projetos listados se concretizassem, o valor do CAPEX investido seria elevado. No entanto, os projetos estudados apresentariam inúmeros benefícios para o mercado de gás natural brasileiro, tais como o incremento do volume de gás nacional ofertado, desenvolvimento da indústria local através de um energético potencialmente mais competitivo, além de um potencial redução nas emissões de gases do efeito estufa, quando comparado com outros combustíveis fósseis, favorecendo assim uma economia de baixo carbono neste processo de transição energética. Além disso, conforme observado na seção 3.6, a implantação dos projetos estudados no PIPE 2023 ocasionaria um aumento significativo do número de empregos direto bem como contribuindo para o aumento do PIB nacional.

Vale ressaltar que as alternativas de monetização de Bacalhau são mutuamente excludentes, de modo que o investimento máximo que poderia ser apontado no PIPE 2023 consideraria apenas a alternativa Bacalhau-RPBC, além dos demais projetos estudados. Deste modo, os investimentos nesta condição podem vir a acrescentar quase 70 milhões de m³/dia de capacidade de escoamento em ambiente *onshore* e *offshore* no País, além de uma capacidade total de processamento de gás natural de mais de 30 milhões de m³/dia, totalizando um investimento da ordem de R\$ 20 bilhões.

A **Figura 22** apresenta a localização dos projetos estudados neste documento.

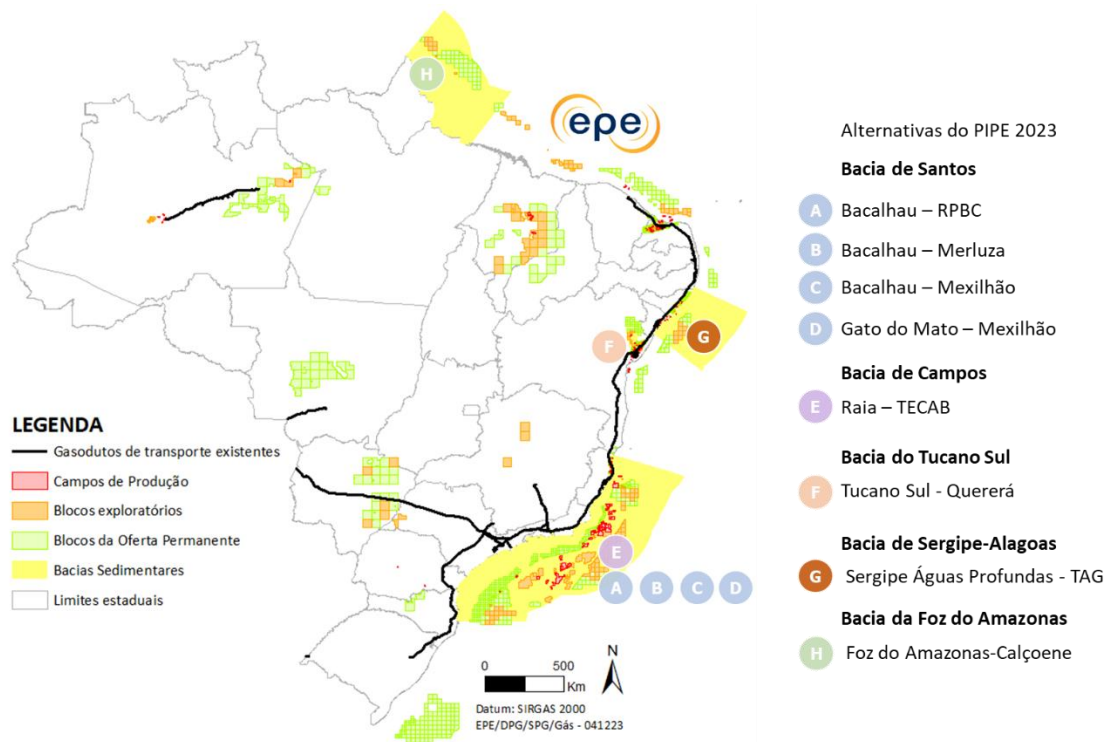


Figura 22. Mapa de localização dos projetos estudados

Fonte: elaboração própria EPE.

Os projetos estudados no Sudeste, relativos à monetização das acumulações de Gato do Mato e das alternativas oriundas do campo de Bacalhau, se mostram como um incremento importante de gás natural na região, com potencial para suprir as possíveis quedas de importação da Bolívia. Já o desenvolvimento da Bacía do Tucano Sul pode se tornar um importante vetor de desenvolvimento das localidades próximas as acumulações, trazendo melhorias sociais e econômicas para as regiões no entorno. Vale ressaltar o importante papel social da exploração e produção *onshore*, principalmente no interior do Nordeste Brasileiro, impactando toda a comunidade local, com geração de empregos e impulso na economia.

Já o desenvolvimento do projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) da Bacía de Sergipe-Alagoas pode desenvolver ainda mais o Estado do Sergipe, além das regiões adjacentes, podendo torná-lo um dos principais *hubs* de gás do Nordeste uma vez que, além do escoamento de gás da bacía, ainda conta com um terminal de importação de GNL.

Por fim, a exploração de gás natural na Bacía da Foz do Amazonas e o eventual escoamento da sua produção, embora ainda necessite de estudos socioambientais mais detalhados, tem potencial de melhorias econômicas e sociais nas regiões impactadas. O escoamento da produção para costa do Amapá poderia ainda estimular o surgimento de um mercado de gás natural local, trazendo mais desenvolvimento para as cidades no entorno. Há ainda a possibilidade deste gás natural, além de ser consumido localmente, ser destinado à liquefação para destinação nacional ou mesmo no mercado internacional, uma vez confirmados volumes que garantam a viabilidade do projeto.

6. Considerações Finais

Nesta edição do PIPE, foram analisadas alternativas de infraestrutura de escoamento e processamento de gás natural proveniente do potencial de produção das bacias de Campos, Santos, Tucano Sul, Sergipe-Alagoas e Foz do Amazonas. Como descrito ao longo do documento, a seleção destas bacias decorreu de seus potenciais de produção, do aumento de maturidade de projetos anunciados, e do crescente interesse para exploração e produção de algumas áreas.

Este ciclo do PIPE 2023 apresentou diversos aprimoramentos metodológicos em relação às edições anteriores. Nesta edição, a análise socioambiental passou a avaliar os impactos dos trechos submarino e terrestre das alternativas de dutos, enquanto o dimensionamento e as estimativas de custos de UPGNs passaram a empregar uma metodologia atualizada. Adicionalmente, neste PIPE 2023 foram calculadas e apresentadas estimativas de emprego e renda decorrente dos investimentos analisados.

Do ponto de vista dos resultados, destaca-se que foram estudados aproximadamente 1.500 km de gasodutos de escoamento, que juntos somam uma capacidade de escoamento de gás natural de mais de 78 milhões de m³/dia. Foi estimado neste plano indicativo um potencial de geração de 67 mil empregos, com um provável impacto de 0,15% no PIB do Brasil. No entanto, destaca-se que as alternativas de monetização do campo de Bacalhau são excludentes, resultando na escolha de apenas uma opção, o que levaria a redução no investimento em gasodutos de escoamento e em novas UPGNs, na geração de empregos e no impacto no PIB.

Vale lembrar que os investimentos a serem realizados pelos empreendedores dependerão da escolha dos traçados a serem efetivamente construídos dentre as opções mapeadas pela EPE. Sendo assim, as alternativas apresentadas nesta edição do PIPE estão sujeitas a alterações, em favor de projetos ou modelos de negócios que melhor se adequem às decisões estratégicas dos produtores de gás natural quanto à monetização dos volumes produzidos. Neste sentido, os projetos apresentados no PIPE 2023 não são exaustivos, de modo que não esgotam neste plano todas as alternativas possíveis para aproveitamento de gás natural dos projetos analisados. Alternativas adicionais, como a conexão ao Sistema Interligado de Escoamento (SIE) para as alternativas do Pré-sal, ou outros modelos de negócio, como os baseados em entrega de gás diretamente para a distribuidora após processamento (no projeto *onshore*), podem também ser consideradas pelos empreendedores.

Por fim, ressalva-se o papel importante do PIPE em mapear as alternativas com o objetivo de apresentar opções aos empreendedores, disseminar informações sobre as áreas estudadas, bem como publicizar estimativas de custos, visando a redução da assimetria de informações relacionada à exploração e produção destes recursos.

7. Referências Bibliográficas

- AACEI. *Association for the Advancement of Cost Engineering International*. 2011. Sistema de Classificação para estimativa de custos. Disponível em: <http://brasil-aacei.org/wp-content/uploads/2016/09/17R-97-Sistema-de-Classificacao-para-Estimativa-de-Custos.pdf>. Acesso em: jun. 2021.
- ANM. Agência Nacional de Mineração. 2023. Processos Minerários (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://www.anm.gov.br/assuntos/ao-minerador/sigmine>. Acesso: out. 2023.
- ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. 2017. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Bacia de Sergipe Alagoas – mar. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios/14a-rodada-licitacoes-blocos/arquivos/areas-oferta/sumario-sergipe-alagoas-mar.pdf>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2020. Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/estudo-sobre-o-aproveitamento-do-gas-natural-do-pre-sal>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2021a. Resolução ANP nº 845 de 14 de junho de 2021. Dispõe sobre o Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural, o Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural e a Declaração de Comercialidade. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-845-2021-dispoe-sobre-o-plano-de-avaliacao-de-descobertas-de-petroleo-ou-gas-natural-o-relatorio-final-de-avaliacao-de-descobertas-de-petroleo-ou-gas-natural-e-a-declaracao-de-comercialidade?origin=instituicao&q=resolu%C3%A7%C3%A3o%20845/2021>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2021b. Reunião de Diretoria nº 1041. Resolução Diretoria nº 163/2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/composicao/diretoria-colegiada/reunioes-da-diretoria-colegiada/resolucoes-da-diretoria-colegiada-banco-de-decisoes/bd/ep/dp/pc/2021/rd-163-2021.pdf>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2021c. Panorama Exploratório das Bacias de Santos e Campos Gigantes Nacionais. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2021/arquivos/Panorama_Exploratorio_das_Bacias_de_Santos_e_Campos_GigantesNacionais_Marina_Abelha.pdf. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2022. *Brazil – World biggest offshore market: measures to keep production growing in medium and long term*. Rodolfo Saboia. Diretor Geral. Agosto 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2022/arquivos/brazil-world-biggest-offshore-market.pdf>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2023a. Sumário Executivo. Áreas de Desenvolvimento de Raia Manta e Raia Pintada. Nome do Contrato de Concessão: BM-C-33. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/arquivos-comercialidade-summarios/sumario-raia-manta-e-raia-pintada.pdf>. Acesso: out. 2023.
- _____. _____. 2023b. Rodadas Concluídas. Resultados. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/resultados/>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2023c. 4º Ciclo da Oferta Permanente – Concessão. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/4o-ciclo-oferta-permanente-concessao>. Acesso: nov. 2023.

- _____. _____. 2023d. Sumário Executivo. Áreas de Desenvolvimento de Tucano Grande e Tucano Grande Sul. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/desenvolvimento-e-producao/pd?b_start:int=0. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2023e. Exploração e Produção de Óleo e Gás. Dados Técnicos. Shapefile de Dados. 08 novembro de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/shapefile-de-dados>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2023f. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2023/anuario-2023.pdf>. Acesso: nov. 2023.
- _____. _____. 2023g. Blocos exploratórios e campos de produção de petróleo e gás natural (arquivos vetoriais). Disponível em: <http://geo.anp.gov.br/mapview>. Acesso: out. 2023.
- _____. _____. 2023h. Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso: out. 2023.
- _____. _____. 2023i. Perspectivas Exploratórias da Margem Equatorial Brasileira. Marina Abelha. Superintendente de Promoção de Licitações. 14 de junho de 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/apresentacoes-palestras/2023/arquivos/2023-06-14-camara-deputados-marina-abelha.pdf>. Acesso: out. 2023.
- ARAUJO, J. P. & SOUZA, N.J. 1998. Sistemas de Leontief. Teor. Evid. Econ., Passo Fundo, v. 6, n. 11, p. 125-144, nov. 1998. Disponível em: http://cepeac.upf.br/download/rev_n11_1998_art7.pdf. Acesso: nov. 2023.
- BP. British Petroleum. 2020. Rising Tieds. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/reimagining-energy/fast-paced-subsea-tiebacks.html>. Acesso: dez. 2023.
- BW OFFSHORE. 2022. Update on the Gato do Mato Project. Publicado em: 21 de novembro de 2022. Disponível em: <https://www.bwoffshore.com/pressrelease/2022/november/update-on-the-gato-do-mato-project/>. Acesso: nov. 2023.
- CPRM. SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL. 2008. Geologia da plataforma continental jurídica brasileira e áreas oceânicas adjacentes, 2008. Disponível em: <https://rigeo.sgb.gov.br/handle/doc/13672>. Acesso: nov. 2023.
- _____. 2013. Mapa Geodiversidade do Estado do Amapá. Disponível em: <https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/17171>. Acesso: nov. 2023.
- _____. 2017. Mapa Geodiversidade do Estado de Sergipe. Disponível em: <https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/17461>. Acesso: nov. 2023.
- ECOLOGY BRASIL/SEABORN. 2015. Estudo Ambiental para a Implantação do Sistema de Cabo Submarino de Fibras Ópticas - SEABRAS-1. 2015. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/>. Acesso em: out. 2023.
- EPBR. 2022. Shell confirma que vai reavaliar projeto de Gato do Mato. 22 novembro 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/shell-confirma-que-vai-reavaliar-projeto-de-gato-do-mato/>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023a. Equinor adia Bacalhau, no pré-sal da Bacia de Santos, para 2025. 09 fevereiro 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/equinor-adia-bacalhau-no-pre-sal-da-bacia-de-santos-para-2025/#:~:text=Sonda%20West%20Saturn%2C%20da%20Seadrill%2C%20contratada%20pela%20Equinor,quarta-feira%20%28%2F2%29%20o%20presidente%20da%20companhia%2C%20Anders%20Opedal>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023b. Petrobras lança licitação para contratar novas plataformas para Sergipe. Disponível em: <https://epbr.com.br/petrobras-lanca-licitacao-para-contratar-novas-plataformas-para-sergipe/>. Acesso em: out. 2023.

_____. 2023c. Hub SolarES: rota de integração do gás natural com novas soluções energéticas. 05 de junho de 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/hub-solares-rota-de-integracao-do-gas-natural-com-novas-solucoes-energeticas/>. Acesso em: out. 2023.

_____. 2023d. Eneva estreia serviço de estocagem de GNL para terceiros em Sergipe. 14 de novembro de 2023. Disponível em: <https://epbr.com.br/eneva-estreia-servico-de-estocagem-de-gnl-para-terceiros-em-sergipe/>. Acesso em: nov. 2023.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. 2019a. PIPE 2019 - Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural--pipe>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2019b. PIG 2019 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte--pig>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2020a. PIG 2020 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte--pig>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2020b. Nota técnica de Monetização de Gás Natural Offshore. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/monetizacao-de-gas-natural-offshore-no-brasil>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2020c. Nota técnica de Monetização de Gás Natural Onshore no Brasil. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-sobre-a-monetizacao-de-gas-natural-onshore-no-brasil>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2021a. PIPE 2021 – Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-processamento-e-escoamento-de-gas-natural--pipe>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2021b. PITER - Plano Indicativo de Terminais de GNL. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-terminais-de-gnl-piter->. Acesso em: nov. 2023

_____. _____. 2022a. PIG 2022 - Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-indicativo-de-gasodutos-de-transporte--pig>. Acesso em: nov. 2023.

_____. _____. 2022b. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Gás Natural. Setembro de 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico->

640/Caderno%20de%20Ga%CC%81s%20Natural%20-%20PDE%202032%20-%20rev1.pdf. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2022c. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural. Superintendência de Petróleo e Gás Natural. Setembro de 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202032_20set22.pdf. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2023a. 14ª edição do Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás. Primeiro semestre de 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2023b. Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - WebMap EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>. Acesso em: out. 2023.

_____. _____. 2023c. Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo & Gás. Número 14. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas#:~:text=O%20Boletim%20de%20Conjuntura%20da,relev%C3%A2ncia%2C%20a%20credibilidade%20e%20a>. Acesso em: out. 2023.

_____. _____. 2023d. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás - Ciclo 2021-2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas>. Acesso em: nov. 2023.

_____. _____. 2023e. Relatório Interno. Estimativa de Volume in Place de Hidrocarbonetos nas Bacias Sedimentares Brasileiras: Estudo de Caso da Bacia da Foz do Amazonas. Em elaboração EQUINOR. 2021. *Final investment decision for Bacalhau phase 1 in Brazil*. 01 de junho de 2021. Disponível em: <https://www.equinor.com/news/archive/20210601-final-investment-decision-bacalhau-phase1-brazil>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2022a. Decisão final de investimento para Bacalhau fase 1 no Brasil. 27 de outubro de 2022. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/noticias/20210601decisao-final-de-investimento-para-bacalhau-fase-1-no-brasil>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2022b. Equinor inicia perfuração no campo de Bacalhau. 03 de novembro de 2022. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/noticias/20221103-equinor-inicia-perfuracao-no-campo-de-bacalhau>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023a. Equinor inicia campanha de instalação marítima no campo de Bacalhau. 14 de fevereiro de 2023. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/noticias/20230214equinor-inicia-campanha-de-instalacao-maritima-no-campo-de-bacalhau>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023b. Equinor submete Declarações de Comercialidade na área do BM-C-33, na Bacia de Campos. 22 de setembro de 2023. Disponível em: <https://www.equinor.com.br/noticias/equinor-submete-declaracoes-de-comercialidade-para-dois-campos-na-area-do-bm-c-33-na-bacia-de-campos>. Acesso: nov. 2023.

GEBCO. 2023. *The General bathymetric Chart of the Oceans*. Disponível em: <https://download.gebco.net/>. Acesso em: out. 2023.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO. 2023. Novo habitat marinho é revelado na Ilha das Couves em Ubatuba. Publicado em março de 2023. Disponível em: <https://www.infraestruturameioambiente.sp.gov.br/fundacaoflorestal/2023/03/novo-habitat-revelado-na-ilha-das-couves/>. Acesso: nov. 2023.

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/wp-content/uploads/MPRA_paper_32566.pdf. Acesso: nov. 2023.

IBAMA. 2023. Parecer técnico nº 128/2023 - Atividade de Perfuração Marítima no Bloco FZA-M-59, Bacia do Foz do Amazonas. Disponível em <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/noticias/2023/ibama-nega-licenca-de-perfuracao-na-bacia-da-foz-do-amazonas/parecer-coexp-fza-59.pdf>. Acesso: nov. 2023.

INCRA. Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária. 2023a. Projetos de Assentamento. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py Acesso: out. 2023.

_____. _____. 2023b. Terras Quilombolas. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: http://certificacao.incra.gov.br/csv_shp/export_shp.py Acesso: out. 2023.

MAPBIOMAS. 2023. Mapeamento do uso do solo do território brasileiro. Disponível em: <https://mapbiomas.org/download>. Acesso em: out. 2023.

MARINHA DO BRASIL. 2023. Cartas Raster. Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/chm/dados-do-segnav/cartas-raster>. Acesso em: out. 2023.

MINERAL/PETROBRAS. 2012. EIA/RIMA - Projeto de Escoamento de Gás para Cabiúnas - Rota Cabiúnas, Bacias de Santos e Campos. 2012. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/>. Acesso em: out. 2023.

MMA. Ministério do Meio Ambiente. 2002. Avaliação e Ações Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade das Zonas Costeiras e Marinha. Fundação Bio-RIO, SECTAM, IDEMA, SNE, Brasília, DF. Acesso: out. 2023.

_____. _____. 2023. Delimitação das Unidades de Conservação do Brasil. Arquivos em formato shapefile. Disponível em: <http://mapas.mma.gov.br/i3geo/datadownload.htm>. Acesso: out. 2023.

MME. Ministério de Minas e Energia. 2022. Notícias. ANP aprova inclusão de blocos exploratórios da Margem Equatorial Brasileira na Oferta Permanente de Concessão. 25 agosto de 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/anp-aprova-inclusao-de-blocos-exploratorios-da-margem-equatorial-brasileira-na-oferta-permanente-de-concessao>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2023a. Secretaria Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Gás para Empregar. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/gas-para-empregar>. Acesso: nov. 2023.

_____. _____. 2023b. Relatório semestral de atividades relacionadas aos contratos de partilha de produção para exploração e produção de petróleo e gás natural. Primeiro semestre de 2023. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/relatorio-de-atividades-relacionadas-aos-contratos-de-partilha-producao-de-petroleo-e-gas-natural/relatorios-publicados/rel_sem1_2023_mme-ppsa.pdf. Acesso: nov. 2023.

OFFSHORE TECHNOLOGY. 2022. *Gato do Mato Oil and Gas Field*, Santos Basin, Brazil. 23 junho 2022. Disponível em: <https://www.offshore-technology.com/projects/gato-do-mato-oil-and-gas-field-santos-basin-brazil/>. Acesso: nov. 2023.

ORIGEM. 2023. Contribuições da Origem Energia no âmbito do Programa Gás para Empregar. Reunião Pública dos Comitês 1 e 2 no Ministério de Minas e Energia. Outubro, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-bicombustiveis/gas-para-empregar/participacao-social-no-gt-ge/apresentacao-de-contribuicoes-em-evento-promovido-pelo-gt-ge/comite-1/origem-energia/view>. Acesso: nov. 2023.

PETROBRAS. 1979. Projeto REMAC. Margem Continental Leste - Mapa Fisiográfico (escala: 1:3.500.000). Rio de Janeiro: PETROBRAS, CENPES.

_____. 2019. Energia para transformar. Conheça a nova fronteira de produção de petróleo e gás do país. Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/conheca-a-nova-fronteira-de-producao-de-petroleo-e-gas-do-pais/>. Acesso em: out. 2023.

_____. 2006. EIA/RIMA - Atividade de Perfuração Marítima na Área Geográfica Bacia de Santos. 2006. Disponível em: <http://licenciamento.ibama.gov.br/>. Acesso em: out. 2023.

_____. 2023a. Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP). Mariana Cavassin Paes. Gerente Executiva Projeto de Desenvolvimento Produção. 16 de agosto de 2023. Sergipe Oil & Gas 2023. 16 e 17 agosto 2023. Aracaju. Disponível em: <http://sergipeoilgas.com.br/wp-content/uploads/2023/08/PETROBRAS-Projeto-Sergipe-Aguas-Profundas-SEAP-Mariana-Cavassin-Paes.pdf>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023b. Novas Fronteiras de Exploração. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/novas-fronteiras>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023c. Comunicação Bacia de Santos. Glossário. Disponível em: <https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/glossario>. Acesso: nov. 2023.

PETROBRAS/EGIS. 2021. Estudo de Impacto Ambiental (EIA) da Atividade de Perfuração Marítima nos Blocos FZA-M-57, FZA-M-86, FZA-M-88, FZA-M-125 e FZA-M-127 Bacia da Foz do Amazonas.

PETROLEO HOJE. 2023. Diferença entre as bacias de Tucano Sul e Recôncavo está no investimento, afirma consultor. Publicado em: 25 maio de 2023. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/diferenca-entre-as-bacias-de-tucano-sul-e-reconcavo-esta-no-investimento-afirma-consultor/>. Acesso: nov. 2023.

_____. 2023b. Entrega de propostas para SEAP 1 e 2 é adiada para 2024. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/entrega-de-propostas-para-seap-1-e-2-e-adiada-para-2024/>. Acesso: nov. 2023.

PETRONOTÍCIAS. 2022. Shell pode levar até mais dois anos para anunciar decisão final de investimento no projeto Gato do Mato. Disponível em: <https://petronoticias.com.br/shell-pode-levar-ate-mais-dois-anos-para-anunciar-decisao-final-de-investimento-no-projeto-de-gato-do-mato/>. Acesso: nov. 2023.

PORTOS E NAVIOS. 2021. Equinor e parceiros decidem desenvolver a fase 1 do campo de Bacalhau, no pré-sal. 01 junho 2021. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/offshore/equinor-e-parceiros-decidem-desenvolver-a-fase-1-do-campo-de-bacalhau-no-pre-sal>. Acesso: nov. 2023.

PUC-RIO. 2023. Estudo sobre Gás Natural como Matéria Prima para as Indústrias de Fertilizantes e Química no Brasil. Instituto de Energia. Julho de 2023. Disponível em: http://iepuc.puc-rio.br/dados/artigos/RelatorioGN-IEPUC_2023.pdf. Acesso: nov 2023.

REPSOL SINOPEC. 2023. Projeto Raia (BM-C-33): uma nova era para o gás natural. Disponível em: <https://repsolsinopec.com.br/noticias/bm-c-33/>. Acesso: nov. 2023.

SICAR. Sistema de Informações do Cadastro Ambiental Rural. 2023. Disponível em: <http://www.car.gov.br/publico/imoveis/index>. Acesso em: out. 2023.

S&P GLOBAL. 2023a. Commodity Insights. Asset Summary. Bacalhau (BM-S-008). 06 de setembro de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023b. Commodity Insights. Asset Summary. Gato do Mato (BM-S-054). 23 de junho de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023c. Commodity Insights. Asset Summary. Sul de Gato do Mato. 23 de junho de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023d. Commodity Insights. Asset Summary. Merluza (Cluster). 03 de novembro de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023e. Commodity Insights. Asset Summary. Lagosta (Merluza Cluster). 03 de novembro de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023f. Commodity Insights. Asset Summary. BM-C-033. 26 de setembro de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023g. Commodity Insights. Asset Summary. Sergipe Alagoas Deep Water (SEAP 1). 03 de novembro de 2023. Plataforma Vantage.

_____. 2023h. Commodity Insights. Asset Summary. Sergipe Alagoas Deep Water (SEAP 2). 03 de novembro de 2023. Plataforma Vantage.

TNT PETROLEO. 2020. O projeto Hub Gasines apresenta uma nova solução para escoamento do GN produzido do offshore da região Sudeste. 30 de novembro de 2020. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/o-projeto-hub-gasines-apresenta-uma-nova-solucao-para-escoamento-do-gn-produzido-do-offshore-da-regiao-sudeste/>. Acesso em: out. 2023.