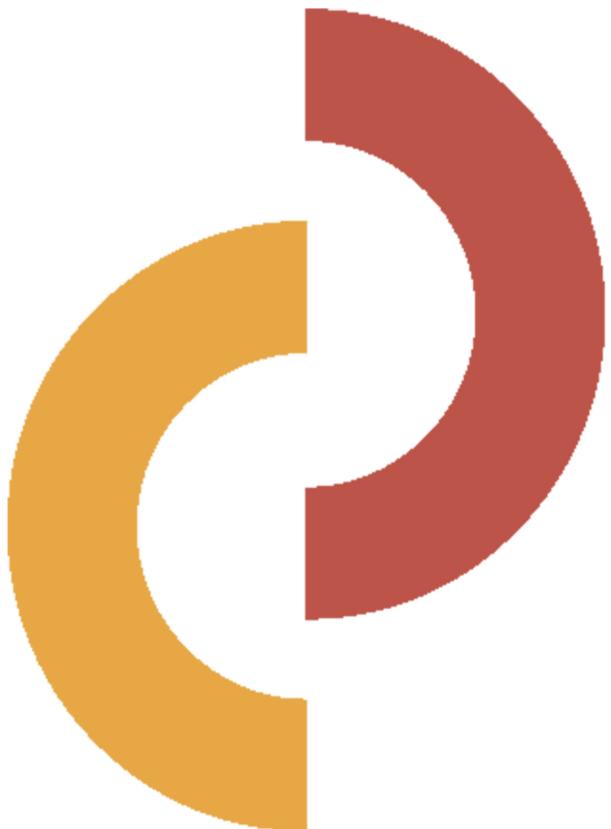


Oportunidades de Investimento e Negócios

Na Indústria Brasileira de Óleo e Gás

Maio de 2025 – 1^a edição



Membros Associados da ONIP:

abemi Associação Brasileira de Engenharia Industrial **ABIMAQ** **CNI** Confederação Nacional da Indústria **FIEB**

FiEMA **FiEMG** **FiERN** **FIESP**

FINDES **Firjan**  **SINAVAL**

Patrocinadores:

 **EBSE**
ENGENHARIA
DE SOLUÇÕES

 **metroval**  **ORGUEL**

CRÉDITOS DOS AUTORES

ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

ENSOTEC - Soluções de engenharia, treinamento, eventos e consultoria

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Firjan - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A.

PPSA - Pré-Sal Petróleo S.A.

SENAI - Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial

SINAVAL - Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore

Relatório encomendado pela Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) e elaborado pela ENSOTEC.

AVISO LEGAL

Este documento da ONIP foi elaborado com base em informações públicas, atualizadas e consideradas confiáveis. Contudo, não se garante a exatidão ou a completude dos dados aqui apresentados, os quais não devem ser considerados como definitivos.

A ONIP se isenta expressamente de qualquer responsabilidade por eventuais imprecisões ou omissões.

Ressalta-se que as declarações contidas neste documento têm caráter meramente prospectivo e poderão divergir substancialmente de resultados ou eventos futuros.

As informações, projeções e opiniões aqui expostas estão sujeitas a revisões ou alterações a qualquer momento, sem necessidade de aviso prévio.

Elaborado pelos consultores da ENSOTEC:

- Ronaldo Martins

e-mail: ronaldomartins@ensotec.com.br

- Roberto Alfradique

e-mail: alfradique@ensotec.com.br

Time ONIP:

- Cynthia Silveira - Diretora Geral

e-mail: cynthia.silveira@onip.org.br

- Marta Lahtermaher - Coordenação Técnica

e-mail: marta.lahter@onip.org.br

- Lucas Costa - Marketing e social media

e-mail: lucas.costa@onip.org.br

ONIP - Organização Nacional da Indústria de Petróleo

Website: www.onip.org.br

Telefone: +55 21 99924-5170

E-mail: onip@onip.org.br

Endereço: Rua Santa Luzia 651,
sala 1206 - Centro
Rio de Janeiro, RJ - 20030-041



Apresentação

Em uma era de mercados de energia dinâmicos, a indústria brasileira de óleo e gás (O&G) se consolida como um setor estratégico, repleto de oportunidades de investimento e com perspectivas sólidas de crescimento sustentável.

Este estudo tem como objetivo oferecer uma visão clara e aprofundada do cenário de investimentos no setor de óleo e gás no Brasil. Foi elaborado para atender a um público amplo — investidores, formuladores de políticas públicas, especialistas da indústria e pesquisadores.

Ao reunir, em um único documento, informações públicas sobre iniciativas em desenvolvimento, buscamos disponibilizar uma ferramenta prática que contribua para a tomada de decisões embasadas e para um planejamento estratégico mais eficaz. A encomenda deste estudo pela ONIP teve dois objetivos principais: em primeiro lugar, destacar as oportunidades

emergentes de investimento nos diversos segmentos do setor de óleo e gás no Brasil; e, em segundo, enfatizar o papel fundamental das parcerias estratégicas ao longo de toda a cadeia de suprimentos.

À medida que o Brasil consolida sua posição como um dos principais atores na produção global de energia — impulsionado pelos avanços recentes na perfuração em águas profundas e pelo desenvolvimento das reservas do pré-sal — torna-se cada vez mais essencial que os agentes da indústria tenham acesso a informações atualizadas e abrangentes sobre as tendências de mercado, mudanças regulatórias e inovações tecnológicas. Os fornecedores da cadeia de suprimentos do setor de óleo e gás (O&G) no Brasil estão estrategicamente posicionados para aproveitar o protagonismo crescente do país nos mercados globais de energia.



Diversas estratégias podem contribuir para que esse ecossistema maximize as oportunidades disponíveis:

- Desenvolvimento de Conteúdo Local:** O ambiente regulatório brasileiro estimula a adoção de metas de conteúdo local, especialmente em projetos offshore e no pré-sal. Os fornecedores da cadeia de suprimentos podem investir em capacitação, certificações e tecnologia para cumprir essas exigências, posicionando-se como parceiras preferenciais tanto para operadores nacionais quanto internacionais.

- Inovação Tecnológica:** Os avanços em perfuração em águas profundas, tecnologias digitais aplicadas à produção de óleo e gás e soluções ambientais – como a captura de carbono – estão transformando o setor. Os fornecedores da cadeia de suprimentos no Brasil podem incorporar essas inovações por meio de parcerias com

empresas de tecnologia, universidades e centros de pesquisa e desenvolvimento (P&D), oferecendo serviços de ponta alinhados às novas demandas da indústria.

- Parcerias Estratégicas e Joint Ventures:** A colaboração com players internacionais pode viabilizar o acesso a capital, conhecimento técnico e mercados globais. Empresas brasileiras podem se beneficiar dessas parcerias para ampliar seu portfólio de serviços, compartilhar riscos e fortalecer sua competitividade com foco na futura exportação de bens e serviços.

- Exportação de Know-how:** À medida que o Brasil consolida sua expertise em operações offshore complexas, os fornecedores da cadeia de suprimentos têm a oportunidade de estruturar e exportar esse conhecimento para outras regiões emergentes em exploração marítima, como a África Ocidental e o Golfo do México. Estratégias de



podem se tornar um importante vetor de crescimento para o setor.

- Sustentabilidade e Liderança em ESG:**

Investidores e operadores globais atribuem importância crescente aos critérios ambientais, sociais e de governança (ESG). Os fornecedores da cadeia de suprimentos no Brasil podem se destacar ao adotar, de forma proativa, práticas sustentáveis — como soluções logísticas de baixa emissão de carbono e apoio a operações de perfuração com menor impacto ambiental.

- Formação de Talentos e Qualificação da Força de Trabalho:**

A crescente complexidade dos projetos de óleo e gás no Brasil exige mão de obra altamente qualificada. Investir em programas de capacitação, com o apoio do SENAI – Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial, em competências técnicas especializadas, será um diferencial competitivo para as empresas do setor.

- Agilidade na Adequação Regulatória:**

Dada a elevada complexidade regulatória do setor de óleo e gás no Brasil, sujeita a alterações em função de fatores políticos e de mercado, é fundamental contar com parceiros locais que disponham de estruturas consistentes de compliance e capacidade de adaptação rápida às novas exigências normativas. Essa estratégia permite reduzir riscos e responder de forma eficiente a novas oportunidades. O fortalecimento da cadeia de suprimentos passa pela integração entre a expertise nacional e uma visão estratégica global, com ênfase em inovação, sustentabilidade e modernização tecnológica. Em síntese, as informações reunidas neste estudo são fundamentais para orientar a atuação em um setor tão complexo quanto o de óleo e gás no Brasil. Ao oferecer uma visão clara sobre o cenário atual e as perspectivas futuras, o documento permite que os diversos agentes identifiquem oportunidades, estabeleçam parcerias estratégicas, avaliem riscos e contribuam para o desenvolvimento sustentável da indústria brasileira de O&G.



Sumário

1. Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP)	5
2. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): propostas de projetos de infraestrutura	8
Investimentos Previstos no Setor de Exploração e Produção (E&P)	8
Refino de petróleo	12
Investimentos em infraestrutura logística de petróleo e derivados	14
Estimativas de investimentos em infraestrutura logística de petróleo e derivados (exceto Petrobras)	16
3. Exploração e Produção (E&P)	17
3.1. ANP – oportunidades da Oferta Permanente de blocos exploratórios ("Open Acreage")	17
O Processo de Oferta Permanente	17
Blocos Exploratórios	18
Oferta Permanente sob regime de Partilha de Produção (OPPP)	19
Diretrizes Ambientais	21
Bacias Offshore	21
Bacias Onshore	22
3.2. Outras oportunidades nas rodadas de licitação da ANP	22
Informações gerais sobre as licitações (fonte: ANP):	23
Oportunidades para a cadeia de suprimentos:	24
3.3. PPSA – oportunidades relacionadas ao pré-sal.....	29
Leilão de óleo da União	33
3.4. PETROBRAS – principais projetos em andamento.....	34
Exploração e Produção	38
Recursos Críticos em Exploração e Produção	40
Refino, Transporte e Comercialização	40
4. Gás Natural	50
4.1. Oportunidades em transporte, GNL, processamento e escoamento	50
Oportunidades no Mercado de Gás Natural	53



Infraestrutura brasileira de transporte e distribuição de gás natural	53
Empresas de Transporte de Gás Natural	53
Consumo e Distribuição de Gás Natural no Brasil (Fonte: ABEGÁS)	56
Distribuidoras de Gás Natural Canalizado (Fonte: ABEGÁS)	58
Principais Produtores e Importadores de Gás Natural.....	59
Terminais de Regaseificação Atualmente em Operação.....	61
Entidades Relacionadas ao Setor de Gás Natural (GN)	61
5. Downstream.....	63
5.1. Oportunidades na área de refino e derivados	63
Refino, Transporte e Armazenamento	63
As unidades de refino no Brasil	63
Panorama Geral do Mercado de Biocombustíveis.....	66
Etanol e Biodiesel: BECCS e a Liderança Brasileira em Biocombustíveis	66
Panorama geral das oportunidades no downstream para empresas EPC brasileiras na indústria de óleo e gás	67
Oportunidades Potenciais	68
6. Logística e Infraestrutura	69
6.1. Petrobras Transporte S.A. TRANSPETRO – atuação e perspectivas logísticas	69
6.2. SINAVAL – panorama dos estaleiros e da indústria naval	72
7. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	76
7.1. Projetos de P&D – parcerias em pesquisa e desenvolvimento no Brasil	76
7.2. SENAI – apoio tecnológico, capacitação e infraestrutura laboratorial	78
8. Visão Institucional	89
8.1. FIRJAN (e demais federações da indústria) – visão institucional sobre o setor de O&G	89
9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	92
Anexos.....	94



OPORTUNIDADES DE INVESTIMENTO E NEGÓCIOS NA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE ÓLEO E GÁS

Este relatório, encomendado pela Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) em março de 2025, tem como objetivo apoiar a cadeia de suprimentos e os potenciais investidores estrangeiros que buscam oportunidades no setor de óleo e gás (O&G) no Brasil. Originalmente publicado em inglês, o documento reúne informações públicas elaboradas por diferentes entidades ligadas aos diversos segmentos da cadeia produtiva de O&G, oferecendo uma visão abrangente (ainda que não exaustiva) sobre o setor, conforme a estrutura a seguir.

1. Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP)

1.1. Oportunidades de parcerias e demandas da indústria

2. EPE – propostas de projetos de infraestrutura

3. Exploração e Produção (E&P)

3.1. ANP – oportunidades da Oferta Permanente de blocos exploratórios ("Open Acreage")

3.2. Outras oportunidades nas rodadas de licitação da ANP

3.3. PPSA – oportunidades relacionadas ao pré-sal

3.4. PETROBRAS – principais projetos em andamento

4. Gás Natural

4.1. Oportunidades em transporte, GNL, processamento e escoamento

5. Downstream

5.1. Oportunidades na área de refino e derivados

6. Logística e Infraestrutura

6.1. TRANSPETRO – atuação e perspectivas logísticas

6.2. SINAVAL – panorama dos estaleiros e da indústria naval



7. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

7.1. Projetos de P&D – parcerias em pesquisa e desenvolvimento no Brasil

7.2. SENAI – apoio tecnológico, capacitação e infraestrutura laboratorial

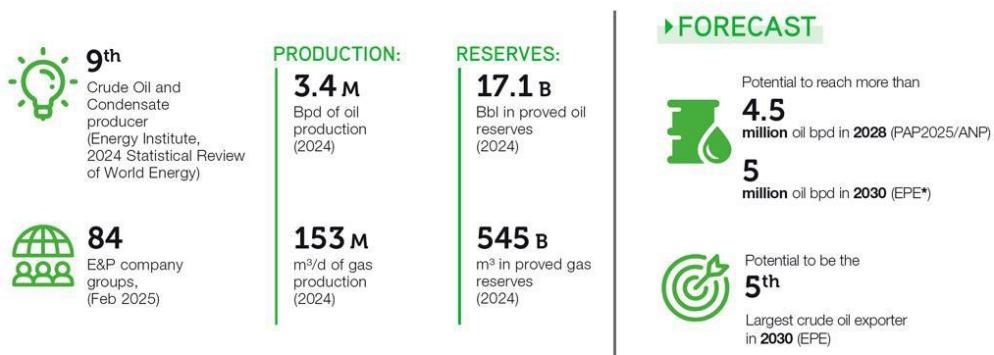
8. Visão Institucional

8.1. FIRJAN (e demais federações da indústria) – visão institucional sobre o setor de O&G

9. Considerações finais

Como complemento aos capítulos acima, o relatório inclui 14 anexos, com informações resumidas sobre cada segmento. Esses anexos funcionam como um guia rápido para que novos entrantes compreendam as oportunidades de negócio no mercado brasileiro de O&G.

O ambiente de negócios do setor de óleo e gás no Brasil é amplo e apresenta elevado potencial de crescimento acelerado, como será ilustrado no infográfico a seguir (atualizado em fevereiro de 2025).



* EPE - Energy Research Office

Figura 1.1 – Visão geral do mercado brasileiro de óleo e gás – Fonte: site da ANP

Os próximos 14 capítulos apresentarão informações segmentadas sobre a indústria de O&G no Brasil, abordando o ambiente de negócios, mapeando as oportunidades e destacando as empresas onde os investimentos estão em curso ou previstos para um futuro próximo.



1. Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP)

A Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) é uma entidade privada, sem fins lucrativos, que reúne entidades representativas da indústria fornecedora de bens e serviços para o setor de óleo e gás, promovendo a articulação entre os elos da cadeia produtiva e representando seus interesses de forma integrada.

Com um quadro de associados de porte sólido e expressivo, composto pelas federações de indústria dos principais estados produtores de petróleo: FIRJAN, FIESP, FINDES, FIEB, FIERN, FIEMA e com associações representativas da cadeia de fornecedores de bens e serviços: FIEMG, ABEMI, ABIMAQ, SINAVAL e a CNI, a ONIP concentra os esforços de defesa da cadeia produtiva, portanto, dos interesses dos fornecedores de bens e serviços a partir da segunda camada da rede de fornecimento do setor óleo e gás, o que lhe confere a visão dos vários elos da cadeia.

Cada uma dessas entidades representa empresas associadas com capacidade para fornecer bens e serviços (B&S) à indústria de óleo e gás — desde pequenos componentes metálicos até unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSOs) de grande porte e alta complexidade.

As federações das indústrias congregam um número expressivo de associados, abrangendo diversos segmentos industriais. A tabela a seguir apresenta uma estimativa do número de indústrias representadas por cada uma dessas instituições:

Tabela 1.1 – Federações de indústria associadas à ONIP

Federação	Número aproximado de associados
FIEB	+22,500
FIEMA	+5,500
FIEMG	+77,500
FIERN	+8,000
FIESP	+146,000
FINDES	+13,500
FIRJAN	+27,500



A ONIP conta ainda com dois parceiros institucionais: a APEX-BRASIL – agência federal de apoio à exportação de empresas brasileiras e à atração de investimentos estrangeiros para o Brasil; e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – estatal vinculada ao Governo Federal, responsável pelos estudos e pelo planejamento do setor energético

A Organização é responsável por manter atualizadas as informações sobre as associações industriais, bem como sobre os fabricantes de bens e os prestadores de serviços – por meio da plataforma CONECTA-ONIP – que são fundamentais para as operadoras de petróleo, os gestores de ativos e os fornecedores de primeiro nível da cadeia de suprimentos da indústria de óleo e gás.

Isso significa que a ONIP pode ser a porta de entrada para empresas brasileiras e estrangeiras que buscam iniciar ou expandir suas atividades no Brasil, com possibilidades de atuação nas seguintes frentes:

- Parceria industrial com empresa local para fabricação no Brasil, sob regime de licenciamento, no caso de empresa estrangeira;
- Parceria para manutenção com empresa local tecnicamente capacitada para realizar o pós-venda e a manutenção programada dos equipamentos;
- Parceria para instalação com empresa local apta a executar a montagem dos equipamentos nas instalações, incluindo comissionamento e, futuramente, o descomissionamento;
- Parceria com empresa local qualificada para conduzir ensaios de calibração, medição ou certificação em equipamentos sujeitos a exigências legais ou a práticas consolidadas da indústria nacional.

Localizada no centro do Rio de Janeiro, a ONIP atua como um hub de soluções para empresas que estão ingressando na cadeia de suprimentos de O&G, além de ser uma importante fonte de informação para operadoras e petrolíferas em busca de novos fornecedores no Brasil.

Mais informações estão disponíveis em: <https://www.onip.org.br>

1.1. Oportunidades de parcerias e demandas da indústria

Com relação às demandas da indústria brasileira de óleo e gás por itens (bens e serviços – B&S), destacam-se, em ordem alfabética e de forma não exaustiva:

- Árvores de Natal Molhadas (WCT) para aplicações em águas profundas;
- Brocas de perfuração;



- Sondas de perfuração e unidades offshore de E&P (SS, FPSO, FSO etc.);
- Sistemas de monitoramento ambiental (offshore e onshore);
- Serviços de EPC (offshore e onshore);
- Equipamentos para as atividades de exploração e produção de óleo e gás;
- Equipamentos e serviços para dutos (válvulas, compressores, manômetros, sistemas de medição, calibração, segurança, automação e controle, detecção de vazamentos, entre outros);
- Risers e linhas flexíveis, além de seus acessórios (conectores, limitadores de curvatura, parafusos/porcas, flanges, bloqueadores de flambagem, sensores de monitoramento etc.);
- Equipamentos para poços inteligentes;
- Embarcações de apoio offshore (em sua maioria com sistemas DP – posicionamento dinâmico);
- Peças e acessórios para sondas de perfuração e serviços sísmicos;
- Tubulações (OCTG) para oleodutos, completação de poços e gasodutos;
- Vasos de pressão para armazenamento e transporte de gás natural, além de tanques para armazenamento de líquidos;
- Sistemas de tratamento de água produzida;
- Projetos e engenharia de unidades de refino (com destaque para projetos térmicos);
- Processamento de dados sísmicos e análise de dados de reservatórios;
- Serviços de poço, como perfuração e completação;
- Sistemas e equipamentos de grande porte para sondas de perfuração;
- Válvulas, conectores e tubos para dutos, instalações onshore e topside.

A maior parte desses bens e serviços já está disponível no mercado fornecedor brasileiro. No entanto, a entrada de novos players é bem-vinda, considerando o crescimento da demanda e a oportunidade de incorporação de novas tecnologias – voltadas para maior segurança, redução de custos operacionais, ganhos de eficiência, menor impacto ambiental e maior confiabilidade das operações.

Outras informações sobre as atividades da ONIP, o cadastro da cadeia de suprimentos (CONECTA-ONIP) e a indústria de óleo e gás no Brasil, podem ser consultados no site: www.onip.org.br.



2. Empresa de Pesquisa Energética (EPE): propostas de projetos de infraestrutura

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) tem como missão apoiar o Ministério de Minas e Energia (MME) na formulação de políticas energéticas, por meio de estudos e pesquisas voltados ao planejamento dos setores de eletricidade, petróleo, gás natural e seus derivados, além de biocombustíveis. Seus trabalhos abrangem áreas como engenharia, economia, modelagem, formulação de políticas e meio ambiente — bem como a interseção entre elas.

A EPE é integralmente estatal e tem como propósito assegurar as bases técnicas e estratégicas para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país. Ao longo dos anos, a empresa consolidou-se como um elemento central no processo de formulação e implementação da política energética nacional, a partir das diretrizes estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e pelo MME. Seus estudos subsidiam decisões fundamentais para o crescimento da indústria de energia no Brasil.

A Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) é responsável por conduzir estudos relacionados à gestão dos recursos e reservas de petróleo e gás natural, bem como à oferta, demanda, comercialização e infraestrutura de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis.

A Coordenação de Estudos do Petróleo desenvolve análises sobre recursos, reservas, produção, infraestrutura, comercialização e regulamentação do petróleo e seus derivados, além das perspectivas de mercado.

Já a Coordenação de Estudos de Gás Natural e Biocombustíveis se dedica a estudos sobre a infraestrutura, processamento e oferta desses combustíveis, bem como suas condições de mercado, regulamentação e projeções futuras.

Investimentos Previstos no Setor de Exploração e Produção (E&P)

Os investimentos projetados para o setor de exploração e produção (E&P) no Brasil somam aproximadamente US\$ 450 bilhões. Desse total, estima-se que 86% sejam destinados ao desenvolvimento da produção, 8% à exploração e 6% ao suporte operacional, infraestrutura e atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I).



Somente os projetos já confirmados de desenvolvimento da produção — como Tupi, Búzios, Atapu, Itapu, Sépia e Mero, além da revitalização de Marlim e do Parque das Baleias, bem como de outras áreas na Bacia de Campos e o projeto Bacalhau — totalizam US\$ 63,6 bilhões em investimentos.

Outros aportes estão previstos, especialmente no aumento da produção onshore, impulsionado pelo processo de desinvestimento da Petrobras em determinadas áreas, que foram adquiridas por empresas de pequeno e médio porte. Essas companhias, por meio de investimentos direcionados, têm contribuído para o aumento do fator de recuperação dos campos maduros.

Os projetos de E&P abrangem um conjunto de atividades organizadas em quatro grandes frentes nas bacias sedimentares brasileiras: abandono e descomissionamento de ativos; desenvolvimento da produção, com destaque para a perfuração de poços produtores e a instalação de Unidades Estacionárias de Produção (UEPs); recuperação ambiental; e atividades exploratórias.

A tabela a seguir traz uma estimativa dos investimentos previstos em projetos de E&P no período de 2025 a 2030, organizados por bacia sedimentar.

Tabela 2.1 – Investimentos estimados para as principais atividades de Exploração e Produção (E&P) no período de 2025 a 2030.

Bacia	Atividade	Investimentos até 2030 (US\$ MM)
Alagoas	Abandono, Descomissionamento e Remoção	1,243
	Desenvolvimento da Produção	229,323
	Recuperação Ambiental	168,3
	Exploração	-
Amazonas	Abandono, Descomissionamento e Remoção	103,801
	Desenvolvimento da Produção	97,219
	Recuperação Ambiental	2,014
	Exploração	17,571
Barreirinhas	Abandono, Descomissionamento e Remoção	-
	Desenvolvimento da Produção	336,0
	Recuperação Ambiental	-
	Exploração	1,636
Camamu	Abandono, Descomissionamento e Remoção	152.391,14
	Desenvolvimento da Produção	20,00
	Recuperação Ambiental	4,49
	Exploração	100,00
	Abandono, Descomissionamento e Remoção	11,810,051



Campos	Desenvolvimento da Produção	27,728,983
	Recuperação Ambiental	38,363
	Exploração	809,572
Ceará	Abandono, Descomissionamento e Remoção	540,227
	Desenvolvimento da Produção	-
	Recuperação Ambiental	-
	Exploração	-
Espírito Santo	Abandono, Descomissionamento e Remoção	165,717
	Desenvolvimento da Produção	1,109,928
	Recuperação Ambiental	2,202
	Exploração	9,522
Paraná	Abandono, Descomissionamento e Remoção	-
	Desenvolvimento da Produção	-
	Recuperação Ambiental	6,000
	Exploração	-
Parnaíba	Abandono, Descomissionamento e Remoção	-
	Desenvolvimento da Produção	207,693
	Recuperação Ambiental	-
	Exploração	710
Recôncavo	Abandono, Descomissionamento e Remoção	59,303
	Desenvolvimento da Produção	1,266,095
	Recuperação Ambiental	5,067
	Exploração	596
Sergipe	Abandono, Descomissionamento e Remoção	2,145,307
	Desenvolvimento da Produção	5,802,344
	Recuperação Ambiental	1,751
	Exploração	11,548
Tucano Sul	Abandono, Descomissionamento e Remoção	309
	Desenvolvimento da Produção	21,533
	Recuperação Ambiental	79.4
	Exploração	-
Total Investido		US\$ 125,416,576

Fonte: Plano Estratégico da Petrobras 2025–2029; Compilação do Programa de Trabalho Anual da EPE.

Estimativa de investimentos no setor de gás natural

A projeção de investimentos no segmento de gás natural abrange tanto a infraestrutura de processamento quanto os gasodutos.



Tabela 2.2 – Investimentos previstos em infraestrutura logística de petróleo e derivados (excetuando Petrobras)

Item	Categoria	Projeto	Descrição	Investimento (US\$ MM)
1	UPGN2	São Roque	UPGN em Mata de São João, estado da Bahia, pertencente à Petrorecôncavo	4.79
2	UPGN	Miranga	UPGN em Pojuca, estado da Bahia, pertencente à Petrorecôncavo	65.1
3	Gasoduto de Transporte	GASFOR II Horizonte - Caucaia	Horizonte-Caucaia, gasoduto pertencente à TAG	82.4
4	Gasoduto de Transporte	Corredor Sul do Pré-Sal	Gasoduto pertencente à NTS	1,341
5	ECOMP3	Japeri	ECOMP pertencente à NTS	95.8
6	ECOMP	Itajuípe	ECOMP pertencente à TAG	134.1
7	ECOMP	Expansion of GASBOL4 Compression	ECOMP pertencente à TBG	27.8
8	LNG Terminal	Suape	Terminal de GNL no Porto de Suape	57.5
9	Gas Pipeline	Raia	Gasoduto para exportar produção dos campos Raia Manta e Raia Pintada, pertencente à Equinor	383
10	Gas Pipeline	SEAP	Gasoduto para exportar produção dos campos em águas profundas da Bacia de Sergipe-Alagoas, pertencente à Petrobras	441
Total de investimentos em gás natural:				2,632

Fonte: PDE 2034 da EPE

Considerando os investimentos estimados para os setores de refino e logística, a EPE organiza as projeções em dois grupos:

- investimentos em refino de petróleo;
- investimentos em logística (transporte) de petróleo e seus derivados.



Refino de petróleo

Os investimentos contemplam projetos *greenfield*¹ e *brownfield*², além de iniciativas voltadas à manutenção, confiabilidade operacional e eficiência energética dos ativos existentes. A tabela a seguir apresenta os projetos dos complexos de refino da Petrobras, Dax Oil e SSOil Energy.

Tabela 2.3 – Principais projetos previstos para o parque de refino nacional (2025–2034)

Empresa	Projetos	Início previsto	Item	Fonte
Petrobras	RNEST, Modernização do 1º Trem	2025	1	Plano de Negócios da Petrobras 2025–2029
	RNEST, 2º Trem	2029	2	
	REPLAN, Unidade de Hidrotratamento (HDT) de Diesel	2025	3	
	REPLAN, Modernização das Unidades Geradoras de Hidrogênio (UGHs)	2025	4	
	REPLAN, Modernização das Unidades de Craqueamento Retardado (UCRs)	2029	5	
	REPLAN, Unidade de Hidrotratamento de Gasóleo (HDS)	2030+	6	
	REVAP, Modernização da Unidade de HDT de Diesel	2026	7	
	REPLAN, REDUC, REGAP, RPBC, REPAR, REVAP – Modernização das Unidades de Destilação Atmosférica	2029	8	
	Complexo Energético Boaventura, Unidades de Refino	2028	9	
Dax Oil	Dax Oil, Modernização	2025	10	Refina Brasil (2024)



SSOil Energy	SSOil Energy, Modernização	2026	11	Refina Brasil (2024)
--------------	----------------------------	------	----	----------------------

Fonte: Plano de Negócios da Petrobras 2025–2029 e Refina Brasil

A tabela a seguir apresenta as estimativas de investimento da Petrobras no setor de refino para o período de 2025 a 2029, em dólares americanos. As informações foram extraídas do Plano Estratégico da Petrobras 2025–2029.

Tabela 2.4 – Estimativas de investimento no parque de refino da Petrobras – 2025 a 2030

Investimentos da Petrobras no complexo de refino	Investimento em refino (US\$ bi)
Projetos brownfield e greenfield (itens de 1 a 9 na tabela)	10.6
Manutenção e operação de ativos existentes (paradas programadas)	3.8
Programa RefTop	0.826
Investimento total em refino de petróleo	15.2

Fonte: Plano de Negócios da Petrobras 2025–2029

Tabela 2.5 – Estimativas de investimentos em refino de petróleo por refinarias privadas – 2025 a 2034

Investimentos das refinarias privadas no refino de petróleo	Investimento (US\$ MM)
Expansão da Dax Oil	60 ⁷
Expansão da SSOil Energy	24 ⁸
Investimentos totais no refino de petróleo pelas refinarias privadas	84

Fonte: Refina Brasil

Fonte: Refina Brasil

Os portfólios de projetos da Petrobras e das refinarias privadas associadas à Refina Brasil totalizam investimentos da ordem de US\$ 16 bilhões no setor de refino de petróleo, no período de 2025 a 2034.

- 7. Para uma taxa de câmbio de referência de R\$ 5,22/US\$1,00, custo estimado de US\$ 7.500 por barril e expansão de capacidade de 8 mil barris por dia (b/d).
- 8. Para investimentos de R\$ 125 milhões e taxa de câmbio de referência de R\$ 5,22/US\$1,00.



Investimentos em infraestrutura logística de petróleo e derivados

As estimativas de investimento em infraestrutura logística de petróleo e seus derivados abrangem projetos *greenfield* e *brownfield*, além de iniciativas voltadas ao aumento da eficiência dos ativos já existentes. As informações a seguir foram obtidas a partir do Plano Estratégico da Petrobras 2025–2029 e de projetos integrantes do Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) do Governo Federal.

Tabela 2.6 – Investimentos em infraestrutura logística da Petrobras

Item	Categoria	Projeto	Descrição da Empresa	Fonte	Investimento (US\$ MM)
1	Terminais	BEL09	BEL09 – Terminal de Líquidos a Granel Miramar no Porto de Belém, PA	PPI	25
2	Terminais	CODESA	CODESA – Companhia Docas do Espírito Santo	PPI	64
3	Terminais	IMB05	IMB05 – Manuseio e armazenamento de líquidos a granel – Porto de Imbituba, SC	PPI	5
4	Terminais	MAC11	MAC11 – Terminal de Líquidos a Granel no Porto de Maceió, AL	PPI	4
5	Terminais	MAC11 A	MAC11 A – Terminal de Líquidos a Granel no Porto de Maceió, AL	PPI	9
6	Terminais	MAC12	MAC12 – Terminal de Líquidos a Granel no Porto de Maceió, AL	PPI	7
7	Terminais	PAR50	PAR50 – Arrendamento do Terminal de Líquidos a Granel no Porto de Paranaguá, PR	PPI	65
8	Terminais	STM04	STM04 – Terminal de Combustíveis em Santarém, PA	PPI	4
9	Terminais	STM05	STM05 – Terminal de Combustíveis em Santarém, PA	PPI	2
10	Terminais	STS08A	STS08A – Terminal de Líquidos e Gases a Granel no Porto de Santos, SP	PPI	130



11	Terminais	OT Gás Nordeste (OTGN)	Terminal de GLP em Suape, PE	COPA ENERGIA	307
Investimentos totais em infraestrutura logística (exceto Petrobras)					622

Fonte: Programa de Parcerias de Investimentos – PPI



Estimativas de investimentos em infraestrutura logística de petróleo e derivados (exceto Petrobras)

Com relação aos investimentos da Petrobras em infraestrutura logística de petróleo e derivados, destacam-se os empreendimentos apresentados na tabela a seguir.

Tabela 2.7 – Outros investimentos em infraestrutura logística de petróleo e derivados

Item	Categoria	Projeto	Descrição da Empresa	Início (previsão)
12	Duto / Terminal	OSBRA	Terminal De Senador Canedo	2025
13	Duto / Terminal	OSBRA	Terminal de Uberlândia	2025
3	Terminal	Porto de Santos	Terminal da Alemoa	2026
	Navios	Construção de navios costeiros	8 navios de gás e 4 navios de médio alcance (MR)	2028
6	Dutos / Terminais / Navios	Garantia operacional		2025/2029

Fonte: Plano de Negócios da Petrobras 2025–2029

Os investimentos em terminais de combustíveis e infraestrutura logística totalizam US\$ 4,2 bilhões no período de 2025 a 2034.



3. Exploração e Produção (E&P)

3.1. ANP – oportunidades da Oferta Permanente de blocos exploratórios ("Open Acreage")

O Processo de Oferta Permanente

Desde dezembro de 2021, conforme resolução do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), foi estabelecido que o modelo de Oferta Permanente se tornaria o formato preferencial para a oferta de áreas destinadas à exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Com isso, a ANP passou a estar autorizada a definir e licitar, sob o regime de concessão (OPC), blocos localizados em qualquer bacia terrestre ou marítima, além de campos devolvidos ou em processo de devolução.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), órgão regulador brasileiro responsável pelas rodadas de licitação de blocos de petróleo e gás, criou uma modalidade específica para aquisição de blocos exploratórios e campos maduros: a chamada Oferta Permanente. Por meio desse modelo, as empresas podem manifestar diretamente à agência o interesse em uma ou mais áreas disponíveis.

Em junho de 2025, a ANP promoveu o 5º Ciclo da Oferta Permanente sob o regime de Concessão (OPC, na sigla em português), cuja abertura foi publicada em 12 de fevereiro de 2025. Neste ciclo, estavam disponíveis 332 blocos exploratórios, localizados em diversos setores listados no Edital da OPC, disponível no site da ANP: www.gov.br/anp.

O processo consistiu na oferta contínua de campos marginais devolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios que participaram de rodadas anteriores, mas não foram arrematados ou foram posteriormente devolvidos à agência.

As empresas interessadas em participar do 5º Ciclo da OPC realizaram seu registro no sistema da ANP, e a tabela a seguir apresenta, em ordem alfabética, a lista das companhias habilitadas.

Várias empresas habilitadas já atuam no Brasil, o que indica que, para novos entrantes no mercado brasileiro de óleo e gás, essas companhias – na condição de contratantes – podem ser, ou vir a se tornar, clientes da cadeia de suprimentos de bens e serviços do setor.



A tabela abaixo apresenta a lista das 9 empresas (ou consórcios) que arremataram os 34 blocos no leilão da 5^a rodada da Oferta Permanente de Concessão (OPC), realizado pela ANP em 17 de junho de 2025. Os campos arrematados na 5^a rodada estão detalhados por bloco, incluindo o valor do bônus, no **Anexo 1** deste relatório.

Blocos Exploratórios

Os blocos exploratórios selecionados estão localizados em bacias com diferentes características geológicas e modelos exploratórios, tanto em ambiente terrestre quanto marítimo. Essa diversidade visa ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural; aprofundar o conhecimento sobre as bacias sedimentares; descentralizar os investimentos em exploração no país; atrair empresas nacionais e estrangeiras, além de gerar oportunidades para companhias de pequeno e médio porte.

O edital da Oferta Permanente sob o regime de Concessão (5º OPC) contemplou um total de 332 blocos exploratórios. Esses blocos atendem às diretrizes estabelecidas pela Resolução CNPE nº 17/2017, que determina que as áreas ofertadas devem passar por análise prévia de viabilidade ambiental, realizada pelos órgãos ambientais competentes e formalizada por meio de Declaração Conjunta.

Tabela 3.1 – Resumo da 5^a rodada da Oferta Permanente de Concessão

Empresa	Localização dos campos
Petrobras	Em consórcio com a ExxonMobil, arrematou 10 blocos na Bacia de Foz do Amazonas, sendo 5 sob sua operação.
ExxonMobil	Parte do consórcio com a Petrobras, operadora em 5 blocos da Foz do Amazonas.
Chevron + CNPC	Consórcio arrematou 9 blocos na Bacia de Foz do Amazonas.
Karoon Energy	Arrematou 6 blocos na Bacia de Santos (offshore).
Shell Brasil	Arrematou 4 blocos na Bacia de Santos.
Petrogal Brasil (Galp)	Em consórcio com a Petrobras, adquiriu 3 blocos na Bacia de Pelotas, com participação de 30%.
Dillianz Petróleo & Gás	Estreou no mercado com 1 bloco onshore na Bacia do Parecis.

Os arquivos com mapas e informações sobre os blocos podem ser consultados na seguinte página: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/blocos-exploratorios>



Passo a passo para apresentação de propostas em rodadas da Oferta Permanente da Concessão (OPC)

Para participarem das rodadas da Oferta Permanente sob regime de Concessão (OPC), as empresas petrolíferas interessadas devem estar cientes de que a inscrição é obrigatória e deve ser realizada individualmente, inclusive para aquelas empresas que pretendem participar integrando consórcios.

Para participar do processo licitatório, a empresa interessada deve:

- Preencher o formulário eletrônico de inscrição disponibilizado pela ANP;
- Apresentar a documentação exigida no Protocolo de Licitação; e
- Efetuar o pagamento da taxa de participação.

Estando cumpridas todas as exigências previstas no Protocolo de Licitação e na legislação vigente, poderão participar do processo empresas brasileiras ou estrangeiras, de forma individual ou consorciada, além de Fundos de Investimento em Participações (FIPs), estes apenas na condição de não-operadores e obrigatoriamente por meio de consórcio.

Oferta Permanente sob regime de Partilha de Produção (OPPP)

Em 2025, além da 5^a Rodada da Oferta Permanente sob regime de Concessão (OPC), ocorrida em junho, está programada a realização da 3^a Rodada da Oferta Permanente sob regime de Partilha de Produção (OPPP). A sessão pública de apresentação de ofertas ocorrerá em 22 de outubro de 2025, conforme cronograma oficial da ANP. Essa modalidade permite a oferta contínua de áreas exploratórias e de campos com acumulações marginais, mediante manifestação de interesse por parte das empresas e apresentação das garantias financeiras exigidas. Trata-se de uma oportunidade estratégica para operadoras e investidores, com foco nos ativos localizados em áreas de elevado potencial no pré-sal.

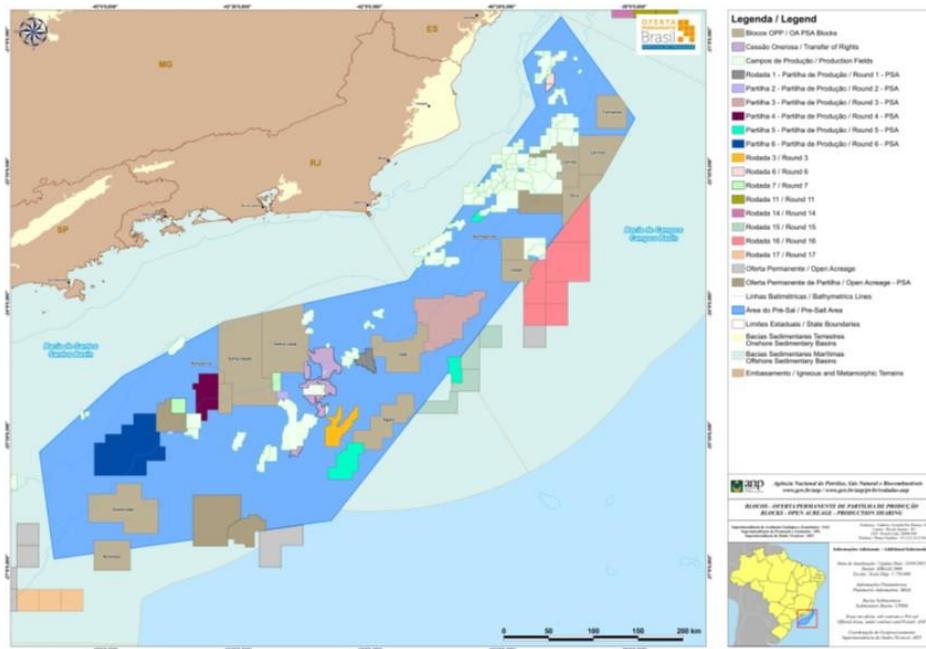
As empresas inscritas podem manifestar interesse por qualquer bloco disponível, desde que apresentem declaração de interesse acompanhada de garantia de oferta, conforme previsto no edital. Para o 3º Ciclo da OPP, a ANP divulgou a lista de 15 empresas habilitadas, sendo 12 já inscritas e 3 novas (3R Petroleum Offshore Ltda., Karoon Petróleo e Gás Ltda. e Prio Forte S.A.). O prazo para manifestação de interesse encerra em 6 de agosto. Os blocos que receberem manifestação válida serão incluídos na sessão pública marcada para 22 de outubro. O edital vigente contempla 13 blocos exploratórios: Ágata, Amazonita, Ametista, Citrino, Esmeralda, Itaimbezinho, Jade, Jaspe, Larimar, Ônix, Safira Leste, Safira Oeste e Turmalina.



Esses blocos atendem ao disposto na Resolução CNPE nº 17/2017, que determina que as áreas ofertadas devem ser previamente analisadas quanto à viabilidade ambiental pelos órgãos ambientais competentes acordadas em uma Manifestação Conjunta.

Tabela 3.2 – Empresas inscritas na OPP e aptas a participar do 3º Ciclo

3R Petroleum Offshore Ltda.
BP Energy do Brasil Ltda.
Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda.
CNOOC Petroleum Brasil Ltda.
Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.
Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.
Equinor Brasil Energia Ltda.
Karoon Petróleo e Gás Ltda.
Petrogal Brasil S.A.
Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras
Petronas Petróleo Brasil Ltda.
Prio Forte S.A.
Qatar Energy Brasil Ltda.
Shell Brasil Petróleo Ltda.
Sinopec Exploration and Production (Brazil) Ltda.
TotalEnergies EP Brasil Ltda.



Diretrizes Ambientais

Em conformidade com a Resolução CNPE nº 17/2017, alterada pela Resolução CNPE nº 3/2020, a inclusão de áreas nas rodadas de licitação promovidas pela ANP deve considerar as conclusões das Avaliações Ambientais de Áreas Sedimentares (AAAS).

Alternativamente, para as áreas ainda não contempladas por uma AAAS, eventuais restrições ambientais deverão ser respaldadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Meio Ambiente — ou de seus delegados — e complementadas por pareceres emitidos pelos Órgãos Ambientais Estaduais, no caso de bacias sedimentares terrestres.

O objetivo desse processo é excluir previamente áreas com restrições ambientais, em razão da sobreposição a regiões onde não é viável ou recomendado realizar atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural. A medida visa conferir maior segurança jurídica e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos do setor.

Bacias Offshore

O licenciamento ambiental de atividades marítimas e em zonas de transição de exploração e produção (E&P) é de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), por meio da Coordenação-



Geral de Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Marinhos e Costeiros (CGMAC).

Mais informações sobre o processo de licenciamento ambiental podem ser consultadas (em português) no site do IBAMA:

<https://www.ibama.gov.br/empreendimentos-e-projetos/licenciamento-ambiental-processo-de-licenciamento>

Bacias Onshore

O licenciamento ambiental de atividades em bacias terrestres é de responsabilidade dos Órgãos Estaduais de Meio Ambiente (OEMAs), quando as operações estiverem restritas aos limites de um único estado.

Alguns OEMAs elaboraram pareceres específicos para as áreas incluídas na Oferta Permanente, enquanto outros validaram as análises realizadas em rodadas anteriores. É fundamental que as empresas interessadas estejam atentas às particularidades regulatórias de cada estado.

O próximo leilão da oferta permanente da ANP será focado no *onshore*, com 78 blocos previstos para as bacias da Bahia. A expectativa é que sejam oferecidos 57 blocos na bacia do Recôncavo e 21 na bacia de Tucano Sul, onde também estão incluídas quatro áreas de acumulações marginais com potencial para gás natural. A expectativa é de que a audiência pública para inclusão dos blocos ocorra no segundo semestre de 2025, com sessão pública no início de 2026.

Informações complementares sobre as rodadas *onshore* podem ser consultadas no site da ANP.

As oportunidades de negócios associadas ao 3º Ciclo da Oferta Permanente sob o regime de Partilha de Produção (OPP), assim como aquelas vinculadas a outras rodadas de licitação, estão destacadas no **Anexo 3** (voltado às empresas petrolíferas) e no **Anexo 4** (direcionado à cadeia de suprimentos).

3.2. Outras oportunidades nas rodadas de licitação da ANP

Além da Oferta Permanente, a ANP também conduz rodadas de licitação de blocos exploratórios, que representam outras importantes oportunidades no segmento de exploração e produção (E&P). Os parágrafos a seguir explicam como acompanhar essas oportunidades e participar dos processos conduzidos pela ANP, distintos do modelo contínuo da Oferta Permanente, cujo leilão mais recente foi realizado em junho de 2025.



Informações gerais sobre as licitações (fonte: ANP):

As Rodadas de Licitação são leilões por meio dos quais a União concede o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no território brasileiro. Desde 1999, foram realizadas diversas rodadas: 17 de blocos exploratórios e quatro de campos maduros sob o regime de concessão, além de seis rodadas no polígono do pré-sal, sob o regime de partilha da produção.

Além dessas, em 2019, ocorreram as sessões públicas do primeiro ciclo da Oferta Permanente (OPC), também sob o regime de concessão, e a Rodada dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, sob o regime de partilha.

Mais de 100 empresas — nacionais e estrangeiras, de diferentes portes — já participaram das rodadas de licitação promovidas pela ANP. Atualmente, a maior parte da produção brasileira de petróleo e gás tem origem em blocos ofertados nesses leilões.

A qualquer momento, é possível acompanhar as rodadas em andamento e aquelas em fase de planejamento por meio da consulta pública. Para 2025, não há novas rodadas programadas pela ANP, além da Oferta Permanente sob os regimes de Concessão (OPC) e Partilha de Produção (OPPP).

<https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/about-the-bidding-rounds/the-bidding-rounds>

Para entendimento do funcionamento das rodadas de licitação conduzidas pela ANP, apresenta-se a seguir um resumo com os principais aspectos do processo.

As rodadas são organizadas pela ANP com base nas diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A partir dessas orientações, a ANP realiza estudos técnicos e identifica as áreas com as características estabelecidas pelo CNPE que, após aprovação, autoriza a Agência a realizar o processo licitatório.

A ANP então publica as minutas do edital e do contrato de concessão, que são submetidas à consulta e audiência públicas. O edital preliminar inclui o cronograma de eventos obrigatórios e publicações, como seminários técnicos, jurídicos, fiscais e ambientais, além da divulgação oficial das áreas que serão ofertadas.

Nessa fase, as empresas interessadas devem apresentar documentação para manifestar formalmente seu interesse em participar da rodada. Os pedidos são analisados pela Comissão Especial de Licitação, responsável por aprovar ou não o credenciamento das empresas. Todo o processo é amplamente divulgado e envolve a participação ativa dos diversos agentes do setor.



De modo geral, a sessão pública para entrega das ofertas ocorre em um único dia, durante um evento aberto ao público, que conta com a presença de autoridades, representantes de empresas e da imprensa. As empresas habilitadas — individualmente ou em consórcio — apresentam suas propostas em envelope lacrado.

As propostas devem conter:

- o valor do bônus de assinatura e
- o Programa Exploratório Mínimo (PEM), no caso de rodadas sob o regime de concessão, ou
- a porcentagem de excedente em óleo ofertada à União, no caso de rodadas sob o regime de partilha da produção.

A análise das ofertas é realizada de forma imediata, conforme as regras estabelecidas no edital, e o resultado com a empresa vencedora é anunciado ao final da sessão.

Oportunidades para a cadeia de suprimentos:

Empresas estrangeiras interessadas em expandir sua atuação no mercado brasileiro de óleo e gás devem considerar os vencedores das rodadas de licitação como potenciais clientes.

As informações completas sobre os resultados das licitações podem ser acessadas em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/rodadas-concluidas/concessao-de-blocos-exploratorios>

Como exemplo, seguem os resultados das quatro rodadas mais recentes (Fonte: ANP):

Tabela 3.3 – 17ª Rodada de Licitações – Out/2021

Empresa	Grupo	Origem	Ofertas Apresentadas	Blocos arrematados
Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda.	Ecopetrol S.A.	Colombia	1	1
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Royal Dutch Shell PLC	UK	5	5



Tabela 3.4 – 16ª Rodada de Licitações – Ago/2021

Empresa	Grupo	Origem	Ofertas Apresentadas	Blocos arrematados
BP Energy do Brasil Ltda.	BP	Reino Unido	4	2
Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda.	Chevron	Estados Unidos	6	5
Equinor Brasil Energia Ltda.	Equinor	Noruega	3	0
ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.	Exxon Mobil Corporation	USA	1	1
Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	Brasil	2	1
Petronas Petróleo Brasil Ltda.	Petronas	Malásia	4	3
QatarEnergy Brasil Ltda.	Qatar Petroleum	Qatar	4	3
Repsol Exploração Brasil Ltda.	Repsol YPF	Espanha	4	4
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Royal Dutch Shell PLC	Reino Unido	3	2
TotalEnergies EP Brasil Ltda.	Total	França	1	1
Wintershall DEA do Brasil Exploração e Produção Ltda.	Wintershall	Alemanha	2	2



Tabela 3.5 – 15ª Rodada de Licitações (offshore) – Out/2021

Empresa	Grupo	Origem	Ofertas Apresentadas	Blocos Arrematados
BP Energy do Brasil Ltda.	BP	Reino Unido	4	4
Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda.	Chevron	Estados Unidos	9	4
Enauta Energia S.A.	QGEP Participações S.A.	Brasil	2	2
Equinor Brasil Energia Ltda.	Equinor	Noruega	6	4
ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.	Exxon Mobil Corporation	Estados Unidos	9	8
Murphy Exploration & Production Company	Murphy Oil Corporation	Estados Unidos	2	2
Petrogal Brasil S.A.	Galp Energia	Portugal	5	1
Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	Brasil	11	7
Petronas Petróleo Brasil Ltda.	Petronas	Malásia	4	3
QatarEnergy Brasil Ltda.	Qatar Petroleum	Qatar	5	4
Repsol Exploração Brasil Ltda.	Repsol YPF	Espanha	3	3
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Royal Dutch Shell PLC	Reino Unido	12	4
TotalEnergies EP Brasil Ltda.	Total	França	2	0
Wintershall DEA do Brasil Exploração e Produção Ltda.	Wintershall	Alemanha	7	7



Tabela 3.6 – 14ª Rodada de Licitações – Jul/2021

Empresa	Grupo	Origem	Ofertas Apresentadas	Blocos arrematados
Bertek Produtos, Serviços e Mineração Ltda.	Stile	Brasil	3	2
CNOOC Petroleum Brasil Ltda.	CNOOC	China	4	1
Enauta Energia S.A.	QGEP Participações S.A.	Brasil	2	2
ExxonMobil Exploração Brasil Ltda.	Exxon Mobil Corporation	Estados Unidos	10	10
Geopark Brasil Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.	Geopark Limited	Bermudas	1	1
Great Energy S.A.	Great	Brasil	1	1
Greenconsult Energia Ltda.	Greenconsult	Brasil	1	1
Guindastes Brasil Óleo e Gás Ltda.	Guindastes	Brasil	2	2
Imetame Energia S.A.	Imetame	Brasil	5	5
Karoon Petróleo e Gás Ltda.	Karoon	Austrália	3	1
Murphy Exploration & Production Company	Murphy Oil Corporation	Estados Unidos	2	2
Parnaíba Gás Natural S.A.	ENEVA	Brasil	5	5
Petroil Óleo e Gás Ltda.	Petroil	Brasil	3	3
Petróleo Brasileiro S.A.	Petrobras	Brasil	8	7
Repsol Exploração Brasil Ltda.	Repsol YPF	Espanha	3	1
Shell Brasil Petróleo Ltda.	Royal Dutch Shell PLC	Reino Unido	2	0
Tek Óleo e Gás Ltda.	HLJW	China	3	2
TotalEnergies EP Brasil Ltda.	Total	França	2	0
Vipetro Petróleo S.A.	Vipetro	Brasil	2	1

Atualmente, esses projetos encontram-se em diferentes fases de desenvolvimento, o que representa oportunidades de negócios para diversos perfis de fornecedores de bens e serviços.



Outras oportunidades estão vinculadas aos reservatórios do pré-sal sob gestão da empresa estatal PPSA (tema abordado em capítulo específico deste relatório), com um resumo dessas oportunidades apresentado no **Anexo 8**.

Linha do Tempo: entendendo o cenário atual

Durante décadas, o mercado brasileiro de óleo e gás – nos segmentos de produção e refino – operou sob regime de monopólio estatal, com atuação predominante da Petrobras, a empresa nacional de petróleo. A companhia liderava as atividades de E&P e detinha praticamente 100% da capacidade de refino do país (à época, apenas duas refinarias de médio porte pertenciam à iniciativa privada).

O mercado de distribuição de combustíveis era majoritariamente atendido pela BR Distribuidora – então subsidiária da Petrobras – posteriormente privatizada e adquirida pela Vibra Energia. O setor hoje também conta com a presença de multinacionais como Shell, Texaco e Exxon, além de empresas brasileiras como Ipiranga, ALE e Forza.

A partir da década de 1990, o governo federal iniciou um processo de abertura do mercado de óleo e gás, criando oportunidades para a entrada de empresas privadas e estrangeiras. Blocos exploratórios terrestres e marítimos passaram a ser ofertados, sendo que o maior interesse se concentrou nos ativos offshore. Diversas companhias internacionais passaram a investir em parceria com a Petrobras, especialmente em áreas de águas profundas – entre elas, Shell, Total e Equinor.

Após esse primeiro movimento e com o acúmulo de experiência no cenário offshore brasileiro, essas empresas passaram a participar das rodadas de licitação de forma independente e, atualmente, são operadoras de blocos próprios – com destaque para Shell e Equinor, que lideram em termos de presença e ativos.

Na primeira década dos anos 2000, a descoberta de petróleo nas camadas do pré-sal marcou o início de uma nova fase no mercado de óleo e gás no Brasil, com reservatórios extensos e poços de alta produtividade. Esses blocos passaram a atrair um número crescente de investidores interessados no potencial retorno financeiro desses ativos.

Vale destacar que grande parte das tecnologias necessárias para viabilizar a exploração em áreas abaixo da camada de sal foi desenvolvida pela Petrobras, em cooperação com seus fornecedores de bens e serviços – tanto no Brasil quanto no exterior.



3.3. PPSA – oportunidades relacionadas ao pré-sal

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja missão é gerir os contratos de partilha de produção no regime do pré-sal, representar a União nos processos de unitização de campos e atuar na comercialização da parcela de petróleo e gás natural pertencente à União.

Atualmente, o Brasil possui 24 contratos de partilha de produção vigentes, sendo nove comerciais (oito já em fase de produção), dez em fase exploratória e cinco em processo de devolução.

Esses contratos representam cerca de 45% das reservas nacionais e aproximadamente 30% da produção brasileira de petróleo e gás natural. Juntas, as oito áreas em produção somam cerca de 1 milhão de barris por dia.

Os contratos envolvem 15 empresas, das quais cinco atuam como operadoras — e, portanto, são responsáveis pelas principais decisões: Petrobras, Equinor, BP (British Petroleum), Shell Brasil e ExxonMobil. A Petrobras é a companhia com maior participação nas áreas contratadas sob o regime de partilha.





Figura 3.1 – Contratos sob gestão da PPSA (Fonte – PPSA)

A produção sob o regime de partilha de petróleo teve início em 2017, na então Área de Desenvolvimento de Mero, com uma média de 7 mil barris por dia (bpd). Progressivamente, outros contratos iniciaram a produção, ultrapassando a marca de 500 mil bpd em 2022 e atingindo quase 1 milhão de bpd em 2024.

A curva de produção sob o regime de partilha deverá crescer de forma contínua até 2030, quando atingirá seu pico, estimado em aproximadamente 2,2 milhões de bpd. A partir desse ponto, prevê-se um período de declínio, ainda que entre 2029 e 2034 esteja prevista a entrada em operação de volumes não descobertos.

Destaca-se que cerca de 96% da produção sob o regime de partilha na próxima década virá de projetos com reservas já descobertas — o que representa oportunidades de longo prazo para operadoras, petroleiras e fornecedores da cadeia de suprimentos.

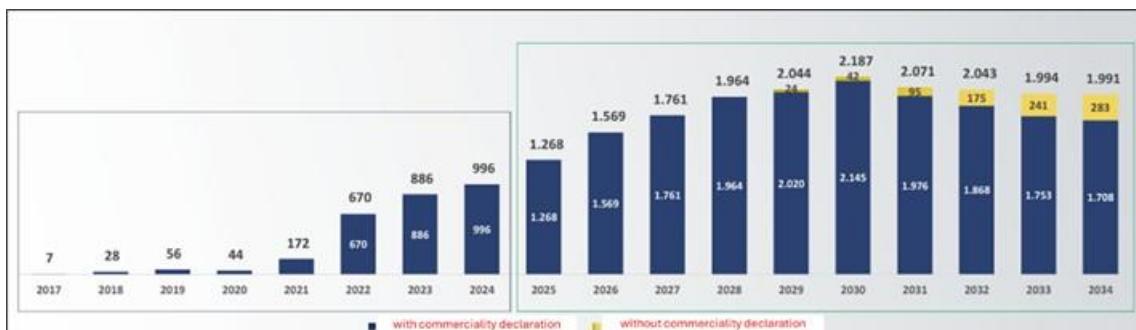


Figura 3.2 – Curva de produção sob o regime de partilha, volumes totais - bpd (Fonte: PPSA)

A produção de gás natural com excedente da União disponível para comercialização no regime de partilha teve início em 2018, com os contratos de Sapinhoá e Tartaruga Verde Sudoeste, alcançando cerca de 500 mil metros cúbicos por dia (m^3/dia). Em 2021, teve início a produção no campo de Búzios, já sob o regime de partilha, e, em 2023, os campos de Espadim e Sépia também passaram a produzir. Em 2024, a produção média diária de gás natural sob esse regime gira em torno de 3,4 milhões de m^3/dia .

A curva de disponibilidade de gás natural da União sob o regime de partilha deverá ter um salto expressivo nos próximos anos. Em 2025, a produção dobra, alcançando 7,3 milhões de m^3/dia , e volta a mais que dobrar até 2030, quando atinge o pico de 16,8 milhões de m^3/dia .

É relevante observar que, conforme ilustrado no gráfico a seguir, aproximadamente 99% da produção de gás natural sob o regime de partilha na próxima década será



proveniente de projetos com reservas já descobertas — o que reforça as perspectivas de longo prazo para os agentes da cadeia de valor do gás natural.

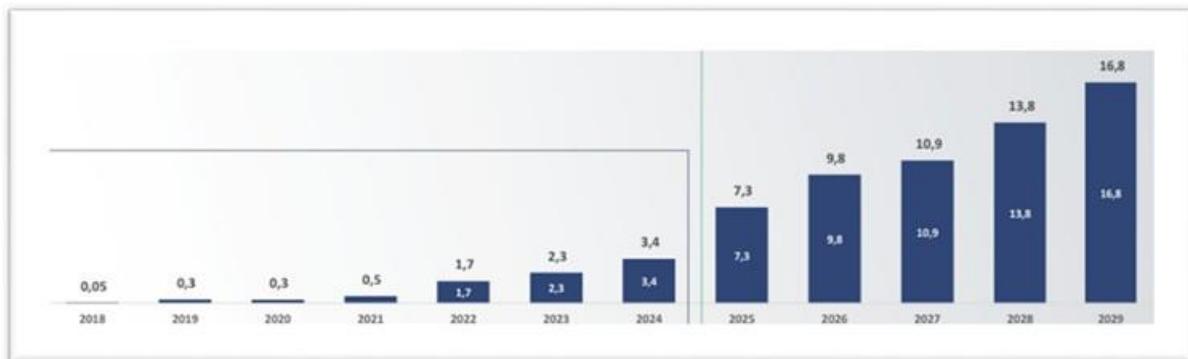


Figura 3.3 – Volume total de gás natural disponível – contratos de partilha de produção (milhões de m³/dia)

Os investimentos previstos para os próximos anos são significativos, conforme ilustrado nos gráficos a seguir. Segundo estimativas da PPSA, até 18 poços exploratórios devem ser perfurados até 2028, refletindo a intensificação das atividades no regime de partilha e a consolidação do pré-sal como uma das principais fronteiras de exploração e produção no Brasil.

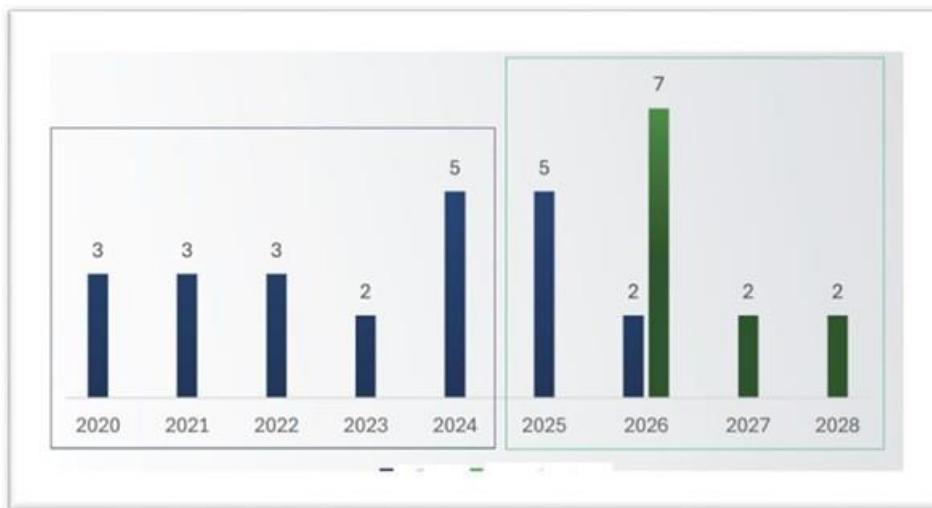


Figura 3.4 – Poços perfurados entre 2020 e 2024 e previsão de perfurações entre 2025 e 2028 (Fonte: ANP)

Por outro lado, a PPSA projeta a perfuração de 134 novos poços de desenvolvimento e produção até 2029.

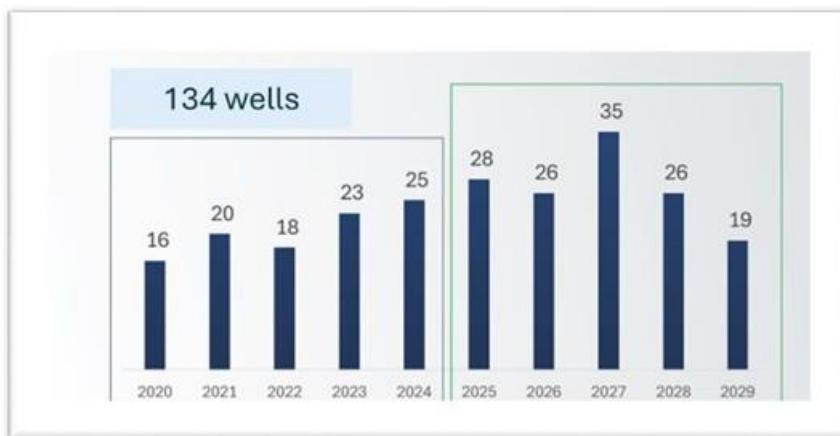


Figura 3.5 – Poços perfurados entre 2020 e 2024 e previsão de perfuração entre 2025 e 2029 (Fonte: ANP)

Para viabilizar o desenvolvimento dos contratos vigentes, estima-se um volume de investimentos da ordem de US\$ 53 bilhões até 2029. O gráfico a seguir apresenta os valores já aplicados e as projeções para os próximos anos.

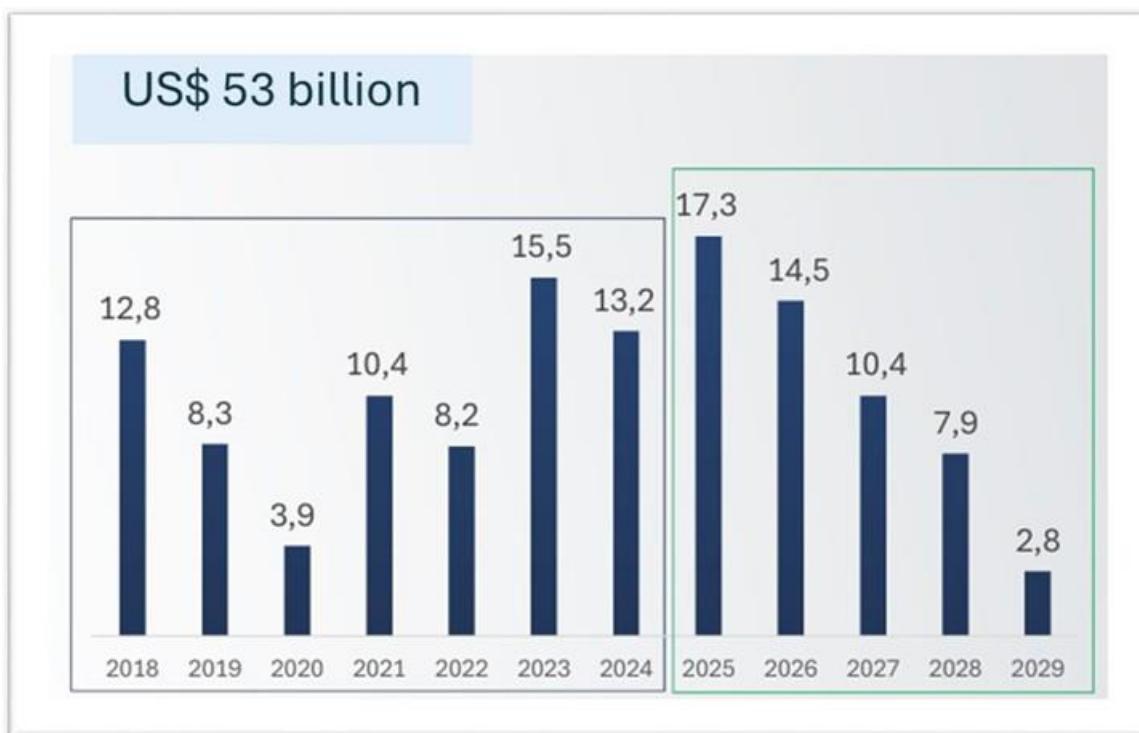


Figura 3.6 – Investimentos realizados entre 2018 e 2024 e projeções para o período de 2025 a 2029 (Fonte: ANP)

Vale destacar que, para viabilizar o desenvolvimento dos campos sob o regime de partilha, o estudo estima a contratação de 11 unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência (FPSOs).



Figura 3.7 – FPSOs por campo no período de 2013 a 2024 e projeções de unidades por campo entre 2025 e 2030 – (Fonte: ANP)

Leilão de óleo da União

No dia 26 de julho de 2025, A PPSA realizou o 5º leilão de óleo da União, na B3 (Bolsa de Valores de São Paulo), alcançando uma arrecadação potencial de aproximadamente R\$ 28 bilhões, valor R\$ 3 bilhões acima das estimativas iniciais. O certame foi marcado por recordes: registrou o maior número de participantes e vencedores, os melhores preços por lote e o maior ágio já observado em comparação aos volumes ofertados.

Foram comercializados 74,5 milhões de barris de petróleo pertencentes à União, oriundos dos campos de Mero, Búzios, Itapu e Sépia, todos localizados no pré-sal da Bacia de Santos. O cronograma de carregamento está previsto para o período entre julho de 2025 e fevereiro de 2027.

Em continuidade à estratégia de maximização dos recursos da União, a PPSA já anunciou a intenção de ofertar cerca de 100 milhões de barris de petróleo em novos leilões ao longo de 2026. A iniciativa reforça o papel da estatal na geração de receitas públicas por meio da comercialização da parcela de petróleo obtida nos contratos de partilha de produção.

As oportunidades de negócios estão resumidas no **Anexo 8**.



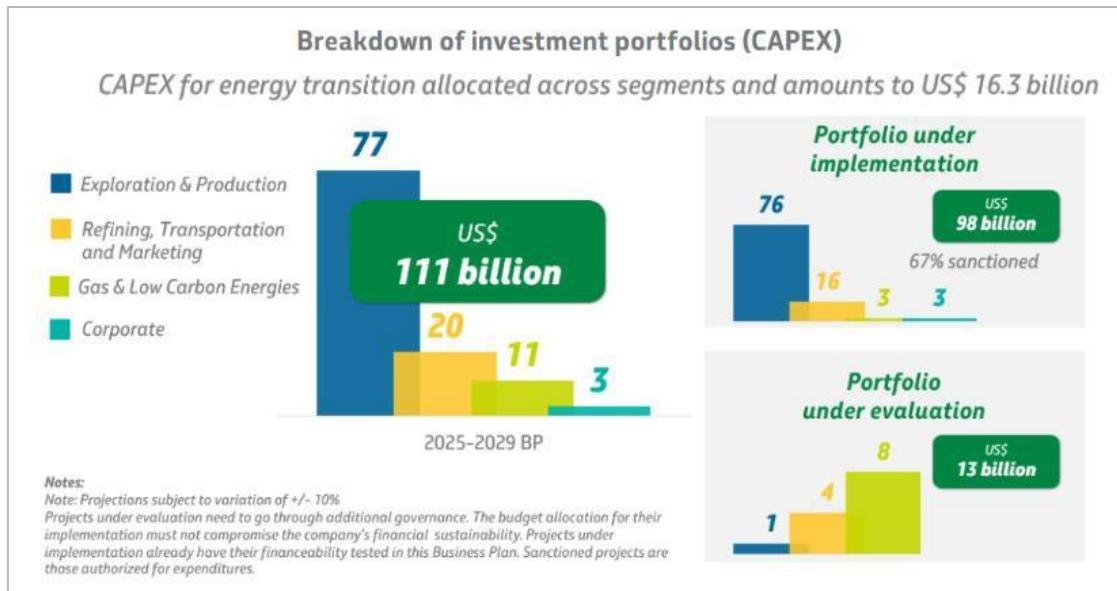
3.4. PETROBRAS – principais projetos em andamento

A Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.) é uma empresa estatal de energia integrada, cujo acionista majoritário é o Governo Federal do Brasil. Em 2024, a companhia ocupou a 99ª posição no ranking da Fortune Global 500. Sua missão é fornecer energia para garantir a prosperidade de forma ética, justa, segura e competitiva.

A atuação da empresa está dividida em seis áreas de negócios:

- Refino, transporte e comercialização – atividades de refino, logística, transporte, operações de comercialização, exportação e importação de petróleo e derivados, além de investimentos no setor petroquímico no Brasil;
- Exploração e produção – atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, gás natural e líquidos de gás natural (LGN) no território nacional;
- Distribuição – distribuição de derivados de petróleo, etanol, biodiesel e gás natural a empresas distribuidoras;
- Gás e energia – transporte e comercialização de gás natural e GNL, geração e comercialização de energia elétrica, e negócios relacionados a fertilizantes;
- Internacional – operações de E&P, refino, transporte, comercialização, distribuição, gás e energia no exterior;
- Biocombustíveis – produção de biodiesel e coprodutos, além de atividades relacionadas ao etanol, como participação societária, produção e comercialização de etanol, açúcar e da energia excedente gerada a partir do bagaço de cana.

No horizonte do Plano Estratégico 2025–2029, a Petrobras prevê investimentos totais de US\$ 111 bilhões, sendo US\$ 98 bilhões destinados ao Portfólio de Projetos em Implementação e US\$ 13 bilhões ao Portfólio de Projetos em Avaliação – este último composto por oportunidades com menor grau de maturidade e que ainda requerem estudos adicionais de viabilidade financeira antes do início de sua execução.



Fonte: Petrobras

A estratégia de negócios da Petrobras está orientada para conciliar sua posição de liderança na transição energética justa com a exploração e produção responsável de petróleo e gás no Brasil. O petróleo produzido pela companhia apresenta uma das menores intensidades de carbono do mundo. Para isso, a empresa adota abordagens específicas para cada segmento de atuação, com investimentos em descarbonização de suas operações, geração de energia renovável e combustíveis sustentáveis.

Na área de exploração e produção, a companhia busca maximizar o valor de seu portfólio com foco em ativos de alta rentabilidade, reposição de reservas de petróleo e gás — incluindo novas fronteiras exploratórias —, ampliação da oferta de gás natural e redução das emissões nas operações.

No segmento de refino, transporte e comercialização, a estratégia é atuar de forma competitiva e segura, promovendo a captura de valor por meio da adequação e modernização do parque industrial e da cadeia logística, buscando a autossuficiência em derivados com integração vertical, maior eficiência operacional, aperfeiçoamento de produtos existentes e desenvolvimento de soluções voltadas para um mercado de baixo carbono.

Em Gás Natural e Energias de Baixo Carbono, a Petrobras opera de forma integrada e competitiva na gestão e comercialização de gás e energia, otimizando o portfólio e promovendo a inserção de fontes renováveis. Também atua em negócios de baixo carbono, com diversificação rentável do portfólio e foco na perenidade da companhia.



A sustentabilidade é um elemento central da estratégia corporativa. A Petrobras conduz seus negócios com integridade, segurança e responsabilidade socioambiental, promovendo a redução de emissões, a diversidade, o desenvolvimento social e contribuindo ativamente para uma transição energética justa. A inovação também é tratada como um pilar fundamental para gerar valor, apoiar a excelência operacional e viabilizar soluções em novas energias e descarbonização.

Em 2024, a Petrobras manteve operações em sete países além do Brasil – Argentina, Bolívia, Colômbia, Estados Unidos, Países Baixos, República Democrática de São Tomé e Príncipe e Singapura. Na América Latina, suas atividades envolvem exploração e produção (*upstream*), comercialização e distribuição. Na América do Norte, a companhia participa da produção de petróleo e gás por meio de uma joint venture.

A Petrobras conta com subsidiárias que dão suporte às suas atividades de comercialização e finanças em Rotterdam, Houston, Buenos Aires e Singapura. Essas unidades atuam como mesas de trading completas e ativas, com alcance global, sendo responsáveis por inteligência de mercado e negociação de petróleo, derivados, gás natural, biocombustíveis, derivativos de commodities e operações de transporte marítimo.

Na África, a empresa mantém atividades exploratórias na República Democrática de São Tomé e Príncipe.

A estrutura organizacional da Petrobras inclui 13 subsidiárias diretas – sendo 11 constituídas segundo as leis brasileiras e duas no exterior – e uma operação direta em regime de *joint operation*. A companhia também possui subsidiárias indiretas, entre as quais se destacam a Petrobras Global Trading B.V., Petrobras Global Finance B.V., Petrobras America Inc. e Petrobras Netherlands B.V.

Tabela 3.7 – Estrutura operacional da Petrobras

Empresa	Localização	% da Petrobras	Outros acionistas
Petrobras Transporte S.A. – Transpetro	Brasil	100 %	-
Petrobras Logística de Exploração e Produção S.A. – PB-LOG	Brasil	100 %	-
Petrobras Biocombustível S.A.	Brasil	100 %	-



Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. – TBG	Brasil	51,0 %.	BBPP Holdings Ltda. (29%) YPFB Transporte S.A. (19,88%) Corumba Holding S.A.R.L. (0,12%)
Procurement Negócios Eletrônicos S.A.	Brasil	72.0 %	72,0% SAP Brasil Ltda. (17%) Accenture do Brasil S.A. (11%)
Araucária Nitrogenados S.A.	Brasil	100 %	-
Termomacaé S.A.	Brasil	100 %	-
Termobahia S.A.	Brasil	98.85 %	Petros (1.15 %)
Baixada Santista Energia S.A.	Brasil	100 %	-
Fundo de Investimento Imobiliário RB Logística – FII	Brasil	99.15 %	Pentágono SA DTVM (0.85 %)
Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. – PBEN-P	Brasil	100 %	-
Fábrica Carioca de Catalisadores S.A. – FCC (1)	Brasil	50.0 %	Ketjen Brazil Holding Ltda. (50 %) (2)
Petrobras International Braspetro – PIB BV	Países Baixos (Holanda)	99.9993 %	Petrobras Comercializadora de Gás e Energia e Participações S.A. (formerly 5283 Participações S.A.) (0.0007 %)
Braspetro Oil Services Company – Brasil	Ilhas Cayman	100 %	-
Associação Petrobras de Saúde - APS	Brasil	93.12 %	Transpetro (6.34 %) TBG (0.35 %) Pbio (0.14 %) Termobahia (0.05 %)

(1) Operações conjuntas.

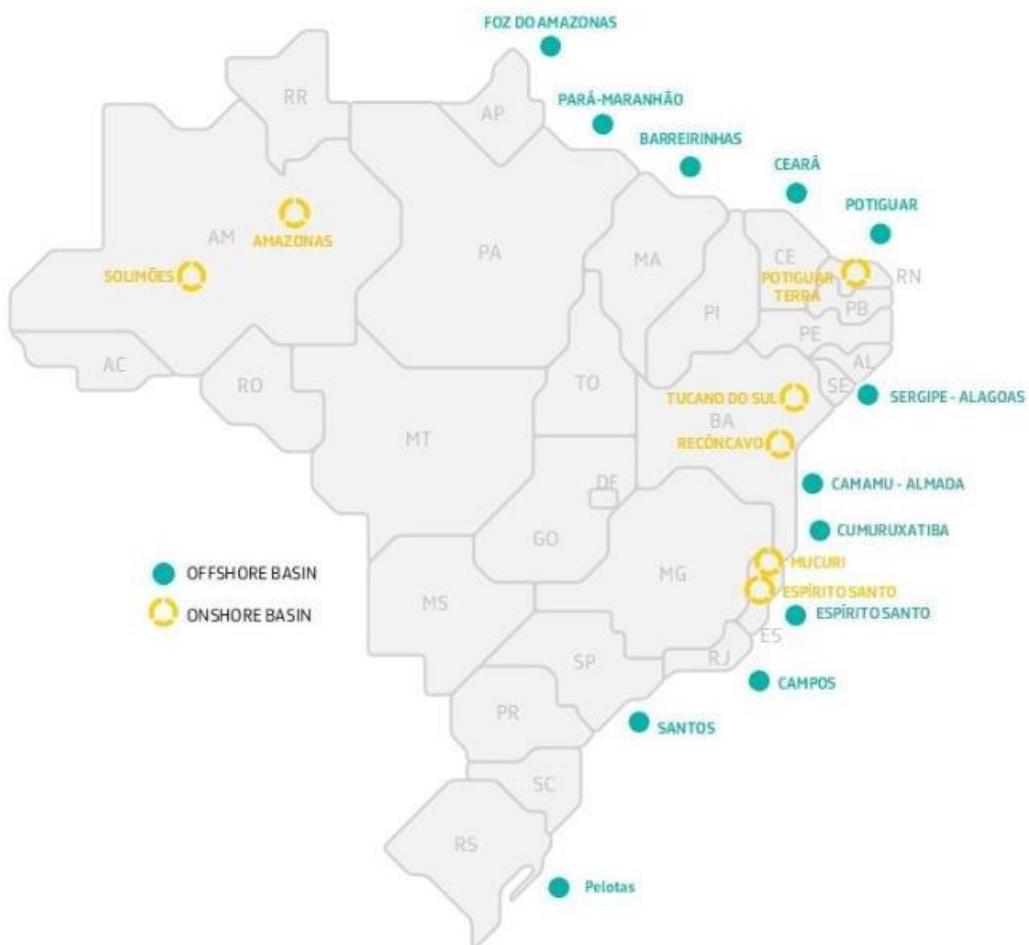
(2) Antiga Albemarle Brazil Holding Ltda.

(3) Associação sem fins lucrativos responsável, desde 2021, pela gestão do plano de assistência médica suplementar da companhia (AMS – Saúde Petrobras).



Exploração e Produção

As atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural da Petrobras são os principais componentes de seu portfólio, englobando as etapas de exploração onshore e offshore, avaliação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de óleo e gás natural, sempre com foco na segurança e na rentabilidade. A atuação da companhia está concentrada, majoritariamente, em reservatórios de petróleo em águas profundas e ultra profundas no Brasil, que responderam por 98% da produção total da empresa em 2024. A Petrobras também mantém operações em campos maduros localizados em águas rasas e em áreas terrestres, além de atividades fora do Brasil. Os ativos brasileiros de exploração e produção representam 88% dos blocos e campos da companhia no mundo, 99% de sua produção global de petróleo e 99,6% de suas reservas totais de óleo e gás natural (ver figura abaixo).



Fonte: Petrobras

Em 31 de dezembro de 2024, a Petrobras contava com 232 blocos e campos em fase de exploração e produção, dos quais 105 operados em regime de consórcios



com outras empresas de óleo e gás, no Brasil e no exterior. Desse total, 201 estão sob Contratos de Concessão, 22 sob Contratos de Partilha de Produção e nove são regulados por Contratos de Cessão Onerosa. Além disso, a companhia aprovou a aquisição de participação no bloco Deep Western Orange Basin (DWOB), localizado na República da África do Sul.

De acordo com o Plano Estratégico da Petrobras, está prevista a entrada em operação de 10 novas Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transferência (FPSOs) nos próximos cinco anos (ver abaixo).

MAIN SYSTEMS TO BE INSTALLED IN THE NEXT YEARS

Start up (Expected year)	Basin	Field/Area	Production unit	Crude oil nominal capacity (bbl/d)	Gas nominal capacity (mmcf/d)	Water depth (meters)	Fiscal regime	Main production source	Type
2025	Santos	Búzios 7	Almirante Tamandaré ⁽¹⁾	225,000	423.8	1,985	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Santos	Búzios 6	Petrobras 7B	180,000	254.3	2,030	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Santos	Mero 4	Alexandre de Gusmão	180,000	423.8	1,890	Production Sharing	Pre-salt	FPSO
2026	Santos	Búzios 8	Petrobras 79	180,000	254.3	1,770	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Santos	Búzios 9	Petrobras 80	225,000	423.8	2,100	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
2027	Santos	Búzios 10	Petrobras 82	225,000	423.8	1,880	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Santos	Búzios 11	Petrobras 83	225,000	423.8	2,045	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Campos	Raia Manta e Raia Pintada	FPSO Raia	126,000	565.0	2,750	Concession	Pre-salt	FPSO
2029	Campos	Barracuda e Caratinga	To be defined	100,000	211.9	950	Concession	Post-salt and Pre-salt	FPSO
	Santos	Atapu 2	Petrobras 84	225,000	353	2,300	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
2030+	Campos	Albacora	To be defined	120,000	211.9	670	Concession	Post-salt and Pre-salt	FPSO
	Campos	Marlim Sul e Marlim Leste	Petrobras 86	140,000	247.2	1,090	Concession	Post-salt and Pre-salt	FPSO
	Santos	Sépia 2	Petrobras 85	225,000	353	2,150	Transfer of Rights/ Production Sharing/ Concession	Pre-salt	FPSO
	Santos	SEAP 2	To be defined	120,000	424	2,550	Concession	Post-salt	FPSO
	Santos	SEAP 1	To be defined	120,000	353	2,550	Concession	Post-salt	FPSO

(1) The FPSO Almirante Tamandaré (Búzios 7) started production in February 2025.

Fonte: Petrobras



Recursos Críticos em Exploração e Produção

A Petrobras busca adquirir, desenvolver e manter todos os recursos críticos necessários para atingir suas metas de produção. Plataformas de perfuração, embarcações especiais, embarcações de apoio e helicópteros são ativos fundamentais para as operações de exploração e produção da companhia, sendo gerenciados de forma centralizada para garantir a conformidade com as especificações técnicas e os prazos adequados. A empresa continuará avaliando a demanda por sondas e embarcações especiais, ajustando o tamanho de sua frota conforme necessário.

Para alcançar suas metas de produção, a Petrobras também assegurou a contratação de diversas embarcações especializadas – como as PLSVs (*Pipe Laying Support Vessels*), utilizadas para interligar poços aos sistemas de produção. Em 31 de dezembro de 2024, a empresa contava com 14 PLSVs em operação. Assim como no caso das sondas, a companhia pretende adequar sua frota de acordo com as necessidades do planejamento estratégico.

O fornecimento de bens e o transporte de pessoal também são fatores essenciais para que a Petrobras atinja suas metas nas atividades de exploração e produção. Por via marítima, a empresa movimenta materiais e produtos químicos; por via aérea, realiza o transporte de trabalhadores para as unidades offshore. Ambos os fluxos ocorrem diariamente, garantindo a continuidade das operações e a manutenção dos padrões de qualidade e desempenho.

Em 2024, a Petrobras movimentou mais de três milhões de toneladas de materiais e transportou mais de um milhão de passageiros para plataformas ao longo de toda a costa brasileira. Para atingir esses resultados, a companhia conta com frotas dedicadas, compostas por embarcações de apoio (*Platform Supply Vessels – PSVs*) e helicópteros. Em 31 de dezembro de 2024, a Petrobras dispunha de 89 PSVs e 90 aeronaves, sendo ambas as frotas consideradas adequadas para suprir as necessidades operacionais da empresa.

Refino, Transporte e Comercialização

A Petrobras é proprietária e opera 10 refinarias no Brasil, com capacidade total de destilação primária de 1,813 milhão de barris por dia. Esse volume representa aproximadamente 78,6% da capacidade total de refino do país, segundo o Anuário Estatístico da ANP publicado em 2025. A maior parte das refinarias da companhia está estrategicamente localizada próxima aos seus próprios oleodutos, unidades de armazenamento, dutos de derivados e complexos petroquímicos, o que facilita



o suprimento de óleo cru e a distribuição dos produtos refinados aos mercados consumidores.

A empresa também controla uma ampla e complexa infraestrutura de dutos, terminais e frota marítima para o transporte de petróleo e derivados, tanto no mercado interno quanto para exportação (detalhada no capítulo sobre a Transpetro).

Por meio de sua subsidiária integral Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), a Petrobras opera 36 terminais próprios. Além disso, mantém contratos de uso da capacidade de armazenamento de 17 terminais de terceiros, e a Transpetro também opera outros nove terminais pertencentes a empresas parceiras.

Oportunidades de investimento e negócios na Indústria Brasileira de Óleo e Gás



1 LUBNOR (Refinaria Lubrificantes e Derivados do Nordeste)	2 REFAP (Alberto Pasqualini)
<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1966 Crude Distillation Capacity: 8 mbbl/d API Gravity: 15.0 	<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1968 Crude Distillation Capacity: 203 mbbl/d API Gravity: 29.7
3 RNEST (Ariau e Lima)	4 RPBC (Presidente Bernardes)
<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 2014 Crude Distillation Capacity: 93 mbbl/d API Gravity: 23.2 	<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1955 Crude Distillation Capacity: 170 mbbl/d API Gravity: 27.0
5 REGAP (Gabriel Passos)	5 REVAP (Henrique Lage)
<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1961 Crude Distillation Capacity: 157 mbbl/d API Gravity: 27.2 	<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1980 Crude Distillation Capacity: 252 mbbl/d API Gravity: 26.4
6 REDUC (Duque de Caxias)	6 REPLAN (Paulínia)
<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1961 Crude Distillation Capacity: 2.9 mbbl/d API Gravity: 29.2 	<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1972 Crude Distillation Capacity: 434 mbbl/d API Gravity: 27.5
7 REPAR (Presidente Getúlio Vargas)	7 RECAP (Capuava)
<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1977 Crude Distillation Capacity: 200 mbbl/d API Gravity: 27.0 	<ul style="list-style-type: none"> Start Operation: 1954 Crude Distillation Capacity: 57 mbbl/d API Gravity: 30.9

1) Operated by Transpetro, a 100% Petrobras subsidiary.

2) The Macaé terminal was leased until February 2025, when the contract ended.

3) The Ariau and Lima Complex terminals make up a single integrated storage and handling system.

Fonte: Petrobras



Main Assets

	2024	2023	2022
Transport and storage			
Pipelines (km)	7,768	7,768	7,768
Own	6,928	6,928	6,928
Third parties ⁽¹⁾	840	840	840
Vessel fleet (owned and chartered)	110	109	110
Own	25	26	26
Chartered	85	83	84
Terminals	62	65	65
Own	36 ⁽²⁾	37 ⁽²⁾	38
Third parties ⁽³⁾	26	28	27
Refining			
Refineries	10	10	11
Brazil	10	10	11
Abroad	—	—	—
Nominal installed capacity (mbbl/d)	1,813	1,813	1,851
Brazil	1,813	1,813	1,851
Abroad	—	—	—

(1) Third party pipelines that have existing Transpetro transport contracts.

(2) The number of terminals in 2023 considered the Ilha Redonda and Ilha Comprida terminals as two different terminals. In 2024, we considered them as a single terminal, as they both make up a single integrated storage and handling system.

(3) Third party terminals that have existing contracts for the use of the storage service, including nine terminals operated by Transpetro.

Fonte: Petrobras

Nos últimos 15 anos, a Petrobras realizou investimentos significativos em suas refinarias, com o objetivo de ampliar a capacidade de processamento de petróleo nacional mais pesado de forma economicamente viável, adequar a qualidade dos derivados às exigências regulatórias mais rigorosas, modernizar suas unidades industriais e reduzir o impacto ambiental das operações de refino.

Um dos destaques desse ciclo de investimentos é a implantação de uma nova unidade de hidrotratamento de diesel (HDT) na Refinaria de Paulínia (REPLAN), atualmente em fase de montagem e instalação dos equipamentos. Com esse projeto, a REPLAN passará a produzir 100% de diesel de baixo teor de enxofre (S-10), além de ampliar sua capacidade de produção de querosene de aviação (QAV),



de forma a atender, com segurança operacional e menor impacto ambiental, às especificações e volumes exigidos pelo mercado futuro.

A nova unidade de HDT terá capacidade de produção de 63 mil barris por dia de diesel S-10 e tem início de operação previsto para 2025, em consonância com o Plano Estratégico da companhia.

Outros projetos relevantes no segmento de refino incluem:

► BOAVENTURA

Em linha com a atual estratégia da Petrobras, o Polo Gaslub, agora denominado Polo Boaventura, localizado em Itaboraí (RJ), está passando por um processo de remodelagem. Novas soluções estão sendo avaliadas, como a implantação de uma nova área de refino, uma unidade de processamento de gás natural e uma usina termelétrica.

O escopo contempla a integração com a refinaria REDUC e prevê a construção de unidades de hidro conversão catalítica, hidrotratamento e hidro isodeparafinização para a produção de óleos básicos do Grupo II — uma nova geração de lubrificantes com maior índice de viscosidade, melhor estabilidade à oxidação e desempenho superior em comparação aos óleos do Grupo I. As unidades também terão capacidade para produzir combustíveis de alta qualidade. Adicionalmente, os investimentos previstos no Plano Estratégico da companhia e a integração com a REDUC deverão elevar a produção de diesel S-10 em 76 mil barris por dia. A contratação da obra está prevista para ocorrer até o fim do primeiro trimestre de 2025.

Está também em andamento um estudo para avaliar a implementação de uma unidade dedicada ao processamento de matérias-primas renováveis (óleos vegetais e gorduras animais) para a produção de combustíveis avançados, como o BioQAV (também conhecido como SAF ou bioquerosene de aviação) e/ou o HVO (*Hydrotreated Vegetable Oil*), com aplicação da tecnologia HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*), além da possível produção de derivados petroquímicos.

Quanto à planta de processamento de gás natural, um novo contrato de construção, gerenciamento e comissionamento foi assinado em março de 2023. As etapas de construção e comissionamento da planta 1 foram concluídas, e sua operação comercial teve início em novembro de 2024. A planta 2 tem início de operação previsto para o segundo semestre de 2025.



A usina termelétrica a gás natural segue em fase de estudo, com o projeto conceitual já finalizado. A licença ambiental prévia foi obtida em novembro de 2024, e os demais passos de planejamento estão em andamento.

► RNEST

A Refinaria Abreu e Lima (RNEST), localizada na região Nordeste do Brasil, iniciou suas operações em 2014 com a entrada em operação do primeiro trem de unidades (Trem I). Por ser a mais nova e tecnologicamente avançada entre as refinarias da Petrobras, a RNEST consolida-se como o principal polo estratégico da companhia nas regiões Norte e Nordeste do país.

A Refinaria Abreu e Lima (RNEST) é o principal projeto da Petrobras voltado à expansão da capacidade de refino, com expectativa de aumento de 94 mil barris por dia na produção de diesel de baixo teor de enxofre (S-10). Esse incremento reforça a vantagem competitiva da companhia por meio do uso mais eficiente do seu parque de refino. Dentre os principais projetos previstos para ampliação da capacidade e melhoria da qualidade dos derivados na unidade, destacam-se a modernização do Trem 1, a implementação do Trem 2 e a conclusão do projeto SNOX.

O projeto SNOX, finalizado em dezembro de 2024, possibilita o processamento de óleos mais pesados, o que pode reduzir os custos de matéria-prima e ampliar as margens de rentabilidade. A modernização do Trem 1 está em andamento, enquanto o Trem 2 encontra-se atualmente em fase de licitação, com início de operação previsto para 2028.

► Outros projetos voltados à produção de diesel S-10

Além da nova unidade de hidrotratamento da REPLAN, com capacidade adicional de 63 mil barris/dia, a Petrobras também prevê investimentos na REVAP, voltados à adequação da unidade de hidrotratamento de diesel existente (U-272D), com o objetivo de ampliar a produção de diesel S-10 em mais 41 mil barris/dia, atendendo às especificações de mercado e aos requisitos ambientais. O início da operação desse projeto está previsto para 2026.

► Petroquímica

A atuação da Petrobras no setor petroquímico se dá por meio da participação em empresas que operam em diferentes elos da cadeia produtiva, com destaque para:

- Braskem: produção de químicos básicos, PVC, eteno, polietileno e polipropileno.



- Metanor S.A. e sua subsidiária Copenor S.A.: produção de formaldeído e hexamina.
- Fábrica Carioca de Catalisadores S.A.: produção de catalisadores e aditivos.
- Petrocoque S.A.: produção de coque de petróleo calcinado.

► Fertilizantes

A Petrobras mantém três unidades de produção de fertilizantes no Brasil: a FAFEN-BA, localizada na Bahia; a FAFEN-SE, em Sergipe; e a Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA), subsidiária situada no Paraná, cuja operação está suspensa desde janeiro de 2020. As principais matérias-primas produzidas por essas plantas são ureia e amônia. Juntas, possuem capacidade instalada de:

- 1,852 milhão de toneladas/ano de ureia
- 1,406 milhão de toneladas/ano de amônia
- 319 mil toneladas/ano de sulfato de amônio
- 800 mil toneladas/ano de ARLA-32 (Agente Redutor Líquido Automotivo)

A companhia também é proprietária da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (UFN-III), localizada em Mato Grosso do Sul, cuja construção foi iniciada em setembro de 2011 e interrompida em dezembro de 2014, com aproximadamente 81% da obra física executada. Em outubro de 2024, a Petrobras decidiu retomar a implementação da UFN-III, cuja entrada em operação está prevista para 2028.

Em consonância com as diretrizes estratégicas do Plano Estratégico 2024-2028+ e reafirmadas no Plano de Negócios 2025-2029, a Petrobras aprovou, em junho de 2024, a retomada das atividades operacionais da ANSA, com o início de todos os trâmites necessários à reabertura da planta. A expectativa é que a unidade volte a operar no segundo semestre de 2025.

► Gás Natural

A Petrobras realiza o processamento do gás natural produzido em seus campos por meio de Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) próprias, que somam capacidade instalada para tratar até 97 milhões de m³/dia no Brasil. A companhia comercializa esse gás, juntamente com volumes importados da Bolívia e GNL adquirido no mercado internacional, atendendo a diversos segmentos consumidores, inclusive usinas termelétricas.

A atuação da Petrobras no setor de energia também inclui geração termelétrica a partir do gás natural e do óleo diesel, bem como a comercialização de energia elétrica.



O gás natural proveniente das atividades de Exploração & Produção da companhia passa obrigatoriamente por etapas de processamento, para ser convertido em produtos comercializáveis. Esses produtos são utilizados como combustível e matéria-prima em diferentes aplicações, como transporte, uso industrial e residencial, além de atender a setores como a indústria de fertilizantes e a geração de energia termelétrica.

As UPGNs da Petrobras estão localizadas nos estados do Amazonas, Ceará, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo, além de uma unidade na Bolívia, com capacidade de processamento de gás em suas formas gasosa e condensada.

► Energia Elétrica

A Petrobras atua na geração e comercialização de energia elétrica por meio de um parque termelétrico composto por 13 usinas, próprias ou arrendadas, operando sob o regime de autorização como produtora independente de energia. Essas usinas utilizam gás natural ou óleo diesel como combustível, com capacidade instalada total de 4.910 MW.

As termelétricas são despachadas de forma complementar pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) — responsável pela coordenação e controle das instalações de geração e transmissão no Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados — sempre que necessário, com o objetivo de suplementar a geração proveniente de usinas hidrelétricas e, mais recentemente, de fontes eólicas e solares fotovoltaicas.

Como a Petrobras Contrata

A Lei nº 13.303/2016 introduziu mudanças significativas nos procedimentos licitatórios da Petrobras. Os processos de contratação são abertos a qualquer interessado que atenda aos requisitos do edital e são conduzidos, preferencialmente, de forma eletrônica, de acordo com os procedimentos previstos no Regulamento de Licitações e Contratos da Petrobras (RLCP). As modalidades licitatórias incluem:

- Modo de concorrência aberto
- Modo de concorrência fechado
- Modo de concorrência combinado
- Rito de leilão aberto

Em situações específicas previstas na própria Lei, também é possível realizar contratação direta.



Cadastro de Fornecedores de Bens e Serviços

O Cadastro de Fornecedores de Bens e Serviços reúne empresas brasileiras e estrangeiras interessadas em participar dos processos de contratação da Petrobras. Por meio desse cadastro, a companhia realiza uma avaliação prévia da situação econômica e jurídica dos fornecedores, o que reduz o risco de desclassificação e confere maior agilidade aos processos de contratação.

O processo de cadastramento é realizado por meio de um sistema informatizado, disponível no Portal Petronect, e permanece aberto de forma contínua para empresas interessadas.

As linhas de fornecimento disponíveis para cadastro são organizadas em famílias, levando em consideração as especificidades dos bens a serem fornecidos ou dos serviços a serem prestados. A escolha dessas famílias define a participação no:

- Cadastro Corporativo: destinado ao fornecimento de bens e serviços de maior complexidade, porte ou valor. Está disponível para empresas brasileiras e estrangeiras.
- Cadastro Simplificado: voltado a bens e serviços de interesse local, com menor complexidade, porte ou valor. Está disponível exclusivamente para empresas brasileiras.

Antes de iniciar o cadastro, é fundamental que o fornecedor identifique as famílias de interesse, pois elas determinam os requisitos e a modalidade de cadastro aplicável.

O Cadastro de Fornecedores desempenha um papel estratégico nas etapas de habilitação e pré-habilitação que antecedem a celebração de contratos com a Petrobras. Ao se cadastrar previamente, o fornecedor assegura o atendimento aos requisitos legais, econômicos e técnicos exigidos, o que o isenta da apresentação de parte da documentação durante os processos licitatórios, reduzindo o risco de desclassificação. O uso do cadastro como instrumento de habilitação e pré-habilitação está previsto no Artigo 22 do Regulamento de Licitações e Contratos da Petrobras (RLCP).

Outro benefício relevante para os fornecedores cadastrados é o recebimento automático de notificações sobre novas oportunidades públicas. Sempre que um novo aviso de contratação é publicado no Portal Petronect, as empresas registradas cujas famílias de fornecimento estejam relacionadas ao objeto do contrato – seja de bens ou serviços – são informadas por e-mail. Isso dispensa a necessidade de



monitoramento manual das publicações no Diário Oficial da União (DOU) ou no próprio portal, otimizando o processo de prospecção para os fornecedores.

Empresas cadastradas contam com mais um benefício estratégico: a possibilidade de participar das Seleções Automatizadas, modalidade utilizada pela Petrobras para contratação de bens e serviços com dispensa de licitação em função do valor, conforme previsto na legislação vigente. Esse processo é realizado por meio de sistema eletrônico e busca agilidade e eficiência nas contratações de menor porte.

Para participar das Seleções Automatizadas, é imprescindível que a empresa esteja devidamente cadastrada nas linhas de fornecimento correspondentes ao objeto da contratação.

Um resumo dos principais projetos da Petrobras está disponível no **ANEXO 9** deste relatório.



4. Gás Natural

4.1. Oportunidades em transporte, GNL, processamento e escoamento

O mercado de gás natural (GN) tem se consolidado como um segmento em expansão no Brasil, impulsionado por um novo marco regulatório moderno e recente. Diversas empresas vêm investindo em diferentes elos dessa cadeia – como GNL, transporte, petroquímica e geração de energia.

Entre as medidas que promoveram uma transformação sem precedentes na indústria de óleo e gás e impulsionaram, de fato, a abertura do setor, destaca-se a saída da Petrobras das atividades de transporte e distribuição de gás natural. Essa decisão representa a primeira abertura efetiva do mercado de GN no país.

Atualmente, devido à limitação de infraestrutura de transporte economicamente viável, grande parte do gás natural produzido nos campos do pré-sal é reinjetada nos reservatórios, com a perspectiva de aproveitamento futuro, quando houver maior disponibilidade de infraestrutura para escoamento.

Os cenários de incerteza gerados pela guerra entre Rússia e Ucrânia — que impactaram diretamente o fornecimento de gás natural para a Europa e aceleraram o aumento dos preços do barril de petróleo e do metro cúbico de gás — podem tornar o gás natural do pré-sal mais competitivo do ponto de vista econômico, alterando o equilíbrio da viabilidade desse recurso no contexto brasileiro.

É importante destacar que não existem barreiras tecnológicas que impeçam o aproveitamento do gás natural do pré-sal. Até o momento, o principal entrave tem sido a baixa viabilidade econômica da maioria dos projetos, o que tem levado as operadoras a reinjetarem grandes volumes de gás nos reservatórios.

Outro ponto de atenção fundamental é a infraestrutura de transporte: o Brasil ainda possui uma rede limitada de gasodutos, com poucos dutos atravessando o interior do país. A Figura 4.1, publicada pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) em 2016, ilustra essa realidade, que permanece praticamente inalterada até hoje.

O novo marco regulatório tem impulsionado a expansão do uso do gás natural como fonte energética alternativa no interior do Brasil. Projetos potenciais — cujos dados foram majoritariamente compilados por fontes diversas e sistematizados pela FIRJAN (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro) — estão previstos



para os próximos anos e são detalhados no Capítulo 10 e no Anexo 12 deste relatório.

No que se refere ao mercado de gás natural, cabe à ANP regular atividades como: exploração e produção, processamento, liquefação, transporte, regaseificação, armazenamento e comercialização do gás natural, no âmbito da competência federal — ou seja, até o ponto de entrega às distribuidoras estaduais (*city-gate*).

Em 2021, foi sancionada a Lei nº 14.134, conhecida como Nova Lei do Gás, que atribuiu novas competências à ANP. Desde então, a Agência vem adotando uma série de medidas com o objetivo de promover maior abertura e concorrência no mercado, incluindo ações regulatórias, concessão de autorizações para novos agentes, além da ampliação da transparência por meio da divulgação de contratos, preços e volumes comercializados.

Em 2024, o Brasil registrou uma produção média de 154 milhões de m³/dia de gás natural, parte da qual foi reinjetada nos reservatórios. As reservas provadas alcançaram 545 bilhões de m³.

A produção de gás natural no Brasil é majoritariamente associada à extração de petróleo em campos offshore. Outras fontes de suprimento incluem a importação por gasodutos, principalmente da Bolívia, e o gás natural liquefeito (GNL), recebido por terminais de regaseificação.

Atualmente, apenas cerca de 40% da produção nacional é efetivamente consumida no mercado interno, devido à combinação de fatores como infraestrutura limitada, baixa demanda regionalizada e o elevado custo do gás.

Nos últimos anos, no entanto, observou-se um crescimento significativo na demanda por gás natural, impulsionado pela recuperação econômica e pela pior seca dos últimos 90 anos, que exigiu o acionamento prolongado das usinas termelétricas.

Em 2024, o consumo médio de gás natural no país foi de aproximadamente 52,5 milhões de metros cúbicos por dia, representando um crescimento de 0,7% em relação a 2023 (Fonte: ABEGÁS).

Esses dados representam a soma dos volumes consumidos por clientes dos segmentos industrial, automotivo, comercial, residencial, geração de energia elétrica, cogeração, uso como matéria-prima industrial, entre outros. As informações são baseadas em levantamento estatístico mensal realizado pela ABEGÁS, junto às concessionárias de distribuição de gás canalizado em todo o país.



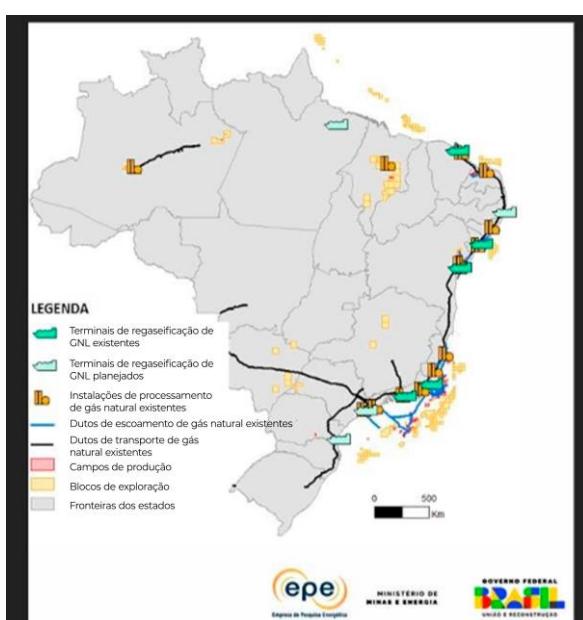
O destaque de 2024 foi o aumento do consumo médio de gás natural para geração termelétrica, com crescimento de 22,9%, impulsionado pelo maior despacho de gás natural para as usinas, determinado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O volume médio despachado para geração foi de 14,66 milhões de metros cúbicos por dia.

O Brasil possui um potencial expressivo de produção de gás natural nos reservatórios offshore do pré-sal, atualmente os mais produtivos do país.

Atualmente, o gás natural chega a mais de 4,7 milhões de consumidores no Brasil, por meio de uma infraestrutura de distribuição local que soma cerca de 45 mil quilômetros de redes espalhadas pelo território nacional.

Com o objetivo de ampliar o aproveitamento econômico desse recurso, a ANP tem conduzido um esforço relevante voltado à monetização do gás natural, especialmente a partir do potencial existente em bacias terrestres. Entre as áreas com maior perspectiva de produção destacam-se quatro bacias de origem paleozóica: Parnaíba, Solimões, Amazonas e Paraná. Grande parte das atividades exploratórias em bacias terrestres de novas fronteiras está voltada à produção de gás. Projetos relevantes de geração integrada — modelo conhecido como reservatório-a-fio (*reservoir-to-wire*) — estão em andamento nas bacias do Parnaíba e Amazonas.

Figura 4.1 – Mapa da malha de gasodutos – Fonte: ANP





Oportunidades no Mercado de Gás Natural

- A chamada Nova Lei do Gás, sancionada em 2021, representa um passo decisivo na construção de um mercado aberto, transparente, viável e competitivo;
- Uma agenda regulatória consistente está em curso para consolidar o novo mercado de gás natural, gerando amplas oportunidades no Brasil;
- Estão sendo envidados esforços para viabilizar a monetização do grande potencial de gás natural do pré-sal.

Por outro lado, grande parte da atividade exploratória em bacias terrestres de novas fronteiras está voltada à produção de gás natural, com destaque para projetos do tipo *reservoir-to-wire* (geração integrada próxima ao ponto de produção) nas bacias do Parnaíba e Amazonas.

Infraestrutura brasileira de transporte e distribuição de gás natural

Para identificar as oportunidades de negócios no mercado de gás natural no Brasil, é fundamental compreender o cenário atual da infraestrutura instalada no país.

De acordo com a EPE, em levantamento de fevereiro de 2024, a infraestrutura brasileira conta com:

- 9,4 mil km de gasodutos de transporte de gás natural;
- 6,3 mil km de gasodutos de escoamento e transferência;
- 16 unidades de processamento de gás natural (UPGNs);
- 5 terminais de regaseificação de GNL em operação, com potencial de expansão para até 11 terminais nos próximos anos (incluindo os em construção e os já planejados);
- 3 rotas de escoamento offshore em operação (gasodutos submarinos) a partir da região do pré-sal, com a Rota 3 em fase final de obras e comissionamento;

Estão previstas, ainda, pelo menos outras duas rotas de escoamento a serem construídas nos próximos anos: SEAP e Raia.

Empresas de Transporte de Gás Natural

No Brasil, o gás natural é escoado até as distribuidoras por meio de gasodutos de transporte. Após sua produção, o gás percorre esse sistema até chegar às distribuidoras, que então o entregam ao consumidor final. A infraestrutura



associada aos gasodutos inclui pontos de recebimento e entrega, estações de interligação e estações de compressão.

De acordo com a regulamentação federal vigente, as transportadoras não podem comercializar gás natural, sendo autorizadas apenas a utilizar o volume necessário para suprir suas próprias instalações e manter estoques operacionais. A aquisição do gás junto ao produtor é feita pelo carregador (*shipper*), que contrata o serviço da transportadora para movimentar o gás até o ponto de entrega.

O Brasil possui atualmente 110 gasodutos, totalizando cerca de 11.700 km de rede para movimentação de gás natural. Desse total, 48 dutos (9,4 mil km) são utilizados para transporte e 62 dutos (2,3 mil km) para transferência.

O Brasil apresenta uma das menores densidades de infraestrutura de transporte interno de gás natural entre os principais mercados do mundo. A rede de gasodutos existente é responsável por atender 187 pontos de entrega (city-gates), 33 estações de compressão, 14 unidades de processamento de gás natural (UPGNs) com capacidade total de 96 milhões de m³/dia, e 3 terminais de regaseificação de GNL, com capacidade combinada de 47 milhões de m³/dia.

Atualmente, o país conta com cinco empresas autorizadas a operar o transporte de gás natural.

Abaixo as transportadoras de gás natural em operação no Brasil:

1 – TRANSPORTADORA ASSOCIADA DE GÁS S.A. (TAG / ENGIE)

A empresa atua nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste, com capacidade de movimentação de 74,7 milhões de m³/dia de gás natural.

Atualmente, a TAG (Transportadora Associada de Gás) pertence ao grupo ENGIE, multinacional francesa do setor de energia, responsável pela maior malha de transporte de gás natural do Brasil, com cerca de 4.500 km de gasodutos, que atravessam 10 estados e 191 municípios. A aquisição da TAG foi concluída em 2020.

No Brasil, a ENGIE também se destaca como maior geradora privada de energia renovável do país, atuando nos segmentos de geração, comercialização e transmissão de energia elétrica, transporte de gás natural e soluções energéticas integradas. A empresa possui uma capacidade instalada própria de aproximadamente 10 GW, distribuída em 82 usinas, o que representa cerca de 6% da capacidade nacional. Toda a geração provém de fontes renováveis e de baixa emissão de gases de efeito estufa (GEE), como usinas hidrelétricas, eólicas, solares e de biomassa.



Com cerca de 2.600 colaboradores, a ENGIE registrou uma receita de R\$ 11,7 bilhões (aproximadamente US\$ 2,2 bilhões) no Brasil em 2023.

2 – TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A. (TBG)

A empresa atua por meio do Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), atendendo as regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul do país. Sua operação permite a entrega de até 30 milhões de m³/dia de gás natural para sete distribuidoras locais, que, juntas, atendem cerca de 1,2 milhão de consumidores finais.

3 – TRANSPORTADORA SULBRASILEIRA DE GÁS (TSB)

A empresa atua na Região Sul e é responsável pela implantação de um gasoduto que ligará as cidades de Uruguaiana e Canoas, no Estado do Rio Grande do Sul. A Fase I do projeto foi concluída em maio de 2000, compreendendo dois trechos de 25 km localizados nas extremidades do gasoduto.

Atualmente, a empresa está à frente da construção e operação do Gasoduto Uruguaiana – Porto Alegre, cujo traçado prevê 615 km de extensão no estado, dos quais 50 km já foram concluídos na primeira fase. O trecho terá capacidade de escoamento de até 15 milhões de m³/dia de gás natural.

4 – GASOCIDENTE DO MATO GROSSO LTDA. (GOM)

A empresa é responsável pelo trecho brasileiro do Gasoduto Bolívia-Mato Grosso, que transporta gás natural da Bolívia até o estado do Mato Grosso. A infraestrutura se inicia na fronteira entre os dois países, no município de Cáceres (MT), e possui 645 km de extensão, sendo 362 km em território boliviano e 283 km em território brasileiro.

A capacidade máxima de transporte do gasoduto é de 4 milhões de m³/dia, podendo alcançar até 5,74 milhões de m³/dia em condições operacionais otimizadas.

5 – NOVA TRANSPORTADORA DO SUDESTE S.A. (NTS)

Os gasodutos da NTS (Nova Transportadora do Sudeste) conectam os estados do Rio de Janeiro, Minas Gerais e São Paulo – responsáveis por cerca de 50% do consumo de gás natural no Brasil – ao Gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), além de integrarem terminais de GNL e unidades de processamento de gás natural (UPGNs).

A malha da NTS conta com mais de 2.000 km de extensão, com uma capacidade contratual de transporte de 158,2 milhões de m³/dia.



As oportunidades relacionadas ao segmento de transporte estão detalhadas no Anexo 5 deste relatório.

Consumo e Distribuição de Gás Natural no Brasil (Fonte: ABEGÁS)

Industrial — O consumo do setor industrial registrou uma queda de 3,6% em relação a 2023, reflexo do ritmo mais lento da atividade econômica em 2024 e do elevado custo da molécula de gás natural.

Automotivo — O uso do GNV em veículos leves apresentou retração de 14,3% em 2024. O alto custo do gás também impactou esse segmento, reduzindo sua competitividade frente a combustíveis líquidos como o etanol.

Comercial — O segmento apresentou crescimento de 2,4% em 2024, acompanhando a tendência de recuperação do setor de serviços no país, com consumo médio de 897,6 mil m³/dia.

Residencial — O consumo residencial teve leve alta de 1,4% em 2024 em comparação ao ano anterior, com média de 1,4 milhão de m³/dia, evidenciando a continuidade dos investimentos das distribuidoras na expansão da rede de gás canalizado.

Cogeração e Matéria-Prima — O consumo nesses segmentos recuou 28,4% e 11,4%, respectivamente, refletindo maior sensibilidade ao desaquecimento da economia ao longo de 2024.

Geração de Energia Elétrica — Em 2024, as usinas termelétricas a gás natural foram mais acionadas para garantir a segurança energética do país, principalmente em razão de uma nova crise hídrica, provocada por um período prolongado de seca, além de ondas de calor atípicas, que elevaram significativamente o consumo de eletricidade. Como resultado, houve um aumento de 22,9% no volume de gás natural destinado à geração termelétrica, totalizando 14,6 milhões de m³/dia.

Para contextualizar melhor o ambiente de negócios em gás natural no Brasil, as duas figuras a seguir apresentam mapas do território nacional e suas fronteiras internacionais, com a divisão por regiões geográficas e unidades da federação.

Oportunidades de investimento e negócios na Indústria Brasileira de Óleo e Gás



Figura 4.2 – Mapa do Brasil (regiões geográficas – Fonte: IBGE)



Legenda	
Límite de Estado	
Límite do País	
Capital do Estado	*
Capital do País	★
Região	
Norte	
Nordeste	
Sudeste	
Sul	
Centro-Oeste	

www.ibge.gov.br 0800 721 8181

IBGE



Figura 4.3 – Mapa do Brasil, unidades federativas e países fronteiriços (Fonte: IBGE)



Distribuidoras de Gás Natural Canalizado (Fonte: ABEGÁS)

As concessionárias locais de distribuição de gás natural (LDCs) atuam de forma regionalizada no Brasil, sendo responsáveis pelo fornecimento local de gás natural a residências, indústrias e estabelecimentos comerciais. Essas empresas são representadas pela ABEGÁS – Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (www.abegas.org.br – Av. Ataulfo de Paiva, 245, salas 601 a 605 – Leblon, Rio de Janeiro – CEP: 22440-032 – telefone: +55 21 3995-4325).

Para acompanhar os projetos em desenvolvimento por essas concessionárias, recomenda-se o acesso direto ao site da associação, indicado acima.

Como exemplo, a Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) anunciou recentemente o início das obras do Gasoduto Centro-Oeste, que ampliará em 300 quilômetros a malha de gasodutos do estado, representando um acréscimo de 23% em relação à atual rede da empresa.

O projeto prevê um investimento estimado em torno de US\$ 140 milhões, e a Gasmig planeja investir R\$ 910 milhões até 2032 na expansão de sua infraestrutura de distribuição.

Nesta fase inicial, o gasoduto atenderá oito municípios: Betim, Divinópolis, Igarapé, Itaúna, Juatuba, Mateus Leme, São Joaquim de Bicas e Sarzedo — que, juntos, respondem por 10% do PIB industrial e 7% do PIB total de Minas Gerais. Essas cidades somam aproximadamente 1 milhão de habitantes, o que representa cerca de 5% da população do estado.

Segundo a Gasmig, o projeto tem potencial de consumo estimado em 230 mil metros cúbicos por dia, com a previsão de atendimento a cerca de mil novos clientes industriais e comerciais. O gasoduto principal será implantado em uma região industrial estratégica do estado de Minas Gerais.

Atualmente, a Gasmig está presente em 47 municípios mineiros e opera uma rede com 1.675 quilômetros de extensão, atendendo a 95.887 consumidores nos segmentos comercial, industrial e residencial.

As principais concessionárias regionais de distribuição de gás natural estão listadas na tabela a seguir, em ordem alfabética:



Tabela 4.1 – Principais distribuidoras de gás por região

Nome / Região	Contato
1. ALGÁS – Gás de Alagoas S/A - NE	Telefone: +55 (82) 3218-7700 Website: www.algas.com.br
2. BAHIAGÁS – Companhia de Gás da Bahia - NE	Telefone: + 55 (71) 3206-6000 Website: www.bahiagas.com.br
3. CEBGAS – Companhia Brasiliense de Gás - MW	Telefone: +55 (61) 3322-2100 Website: www.cebgas.com.br
4. Companhia de Gás do Ceará - NE	Telefone: +55 (85) 3266-6900 Website: www.cegas.com.br
5. Companhia de Gás do Amazonas S/A - N	Telefone: +55 (92) 3303-3200 Website: www.cigas-am.com.br
6. COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo - SE	Telefone: +55 (11) 3325-6600 Website: www.comgas.com.br
7. COMPAGAS – Companhia Paranaense de Gás - S	Telefone: +55 (41) 3312-1900 Website: www.compagas.com.br
8. COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás - NE	Telefone: +55 (81) 3184-2000 Website: www.copergas.com.br
9. ES Gás – Companhia de Gás do Espírito Santo - SE	Telefone: +55 (27) 3347-8971 Website: www.esgas.com.br
10. Companhia de Gás do Pará - N	Telefone: +55 (91) 3224-2663 Website: www.gasdopara.com.br
11. GASMAR – Companhia Maranhense de Gás - NE	Telefone: +55 (98) 2109-7179 Website: www.gasmar.com.br
12. GASMIG – Companhia de Gás de Minas Gerais - SE	Telefone: +55 (31)3265-1000 Website: www.gasmig.com.br
13. MSGÁS – Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul – MW	Telefone: +55 (67) 3312-2400 Website: www.msgas.com.br
14. NATURGY – Rio de Janeiro - SE	Telefone: +55 (21) 3115-6565 Website: www.naturgy.com.br
15. Necta Gás Natural S/A – São Paulo - SE	Telefone: +55 (16) 3305-1800 Website: https://nectagas.com.br
16. PBGÁS – Companhia Paraibana de Gás - NE	Telefone: +55 (83) 3219-1700 Website: www.pbgas.com.br
17. POTIGÁS – Companhia Potiguar de Gás - NE	Telefone: +55 (84) 3204-8500 Website: www.potigas.com.br
18. SCGÁS – Companhia de Gás de Santa Catarina - S	Telefone: +55 (48) 3229-1200 Website: www.scgas.com.br
19. SULGÁS – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - S	Telefone: +55 (51) 3287-2200 Website: www.sulgas.rs.gov.br

Principais Produtores e Importadores de Gás Natural

Mais de 50 empresas petrolíferas estão habilitadas junto à ANP como produtoras de petróleo e/ou gás natural. As companhias com maior volume de produção de gás estão listadas na tabela a seguir, em ordem alfabética:



Tabela 4.2 – Principais produtoras de gás natural

Produtores Brasileiros de Gás Natural	website
BRAVA ENERGIA (a merging of 3R PETROLEUM and ENAUTA)	https://bravaenergia.com
ENEVA	https://eneva.com.br
ENGIE	https://www.engie.com.br
EQUINOR	https://www.equinor.com.br
PETROBRAS	www.petrobras.com.br
PETRO RIO - PRIO	https://prio3.com.br
SHELL	www.shell.com.br
TOTAL ENERGIES	https://totalenergies.com.br
TRIDENT ENERGY	www.trident-energy.com/pt

Por outro lado, a título de exemplo, nos meses de agosto e setembro de 2024, os principais importadores de gás natural no Brasil foram aqueles apresentados na tabela a seguir (fonte: ANP):

Tabela 4.3 – Principais importadores de gás natural no Brasil

Empresa importadora de gás natural (ordem aleatória)	Cidade Alfandegária	Origem
YPFB Energia do Brasil LTDA.	Corumbá	Bolivia
Karpowership Brasil Energia LTDA.	Rio de Janeiro	UK
ENEVA S.A.	Aracajú	USA
Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS	Salvador	USA
Compass Comercialização S.A.	Santos	USA
UTE GNA I Geração de Energia SA	Campos dos Goytacazes	UK
Companhia Mato-grossense de Gás - MTGAS	Cáceres	Bolivia
MGAS Comercializadora de Gás Natural LTDA	Corumbá	Bolivia
CELBA - Centrais Elétricas Barcarena SA	Belém	USA
Excelerate Energy Comercializadora de Gás Natural LTDA.	Salvador	USA

Informações detalhadas sobre esses e outros períodos — desde 2002, com atualização mensal — podem ser consultadas no banco de dados da ANP, disponível em:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/importacoes-e-exportacoes/relatorios>



As oportunidades de negócios no segmento de gás natural estão destacadas nos **Anexos 4 e 5** deste relatório.

Terminais de Regaseificação Atualmente em Operação

O Brasil conta, atualmente, com oito terminais de regaseificação, que representam potenciais clientes no segmento de gás natural:

- Baía de Guanabara (PETROBRAS) e Porto do Açu (GNA), ambos no estado do Rio de Janeiro;
- Porto do Pecém (PETROBRAS), no estado do Ceará;
- Porto de Sergipe (ENEVA), no estado de Sergipe;
- Baía de Todos os Santos (arrendado pela PETROBRAS à Excelerate Energy), no estado da Bahia;
- Barcarena (PA), de propriedade da NFE – New Fortress Energy.
- Porto de Santos (SP), de propriedade da COMPASS Gás e Energia;
- Baía da Babitonga (SC), de propriedade da NFE – New Fortress Energy.

Entidades Relacionadas ao Setor de Gás Natural (GN)

As instituições e associações listadas a seguir possuem atuação direta no setor de gás natural, com capacidade de influência em diferentes etapas da cadeia de valor do GN, representando os interesses das empresas do segmento, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tabela 4.4 – Entidades relacionadas ao setor de gás natural

Sigla	Website	Descrição	Propósito
ABEGÁS	www.abegas.org.br	Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Distribuidores regionais de gás natural (revendedores)
ABEP / IBP	www.abep.org.br	Associação Brasileira de Empresas de Pesquisa	Produtores de gás natural e petróleo (sob coordenação do IBP)
ABNT	https://abnt.org.br	Associação Brasileira de Normas Técnicas	Responsável pela normalização técnica no Brasil, apoiando o desenvolvimento tecnológico brasileiro.



			Trata-se de uma entidade privada, sem fins lucrativos e de utilidade pública, fundada em 1940
ABPIP	https://abpip.org.br	Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo	Representa os interesses das empresas independentes que atuam na produção de petróleo e gás natural no Brasil.
ABRACE	https://abrace.org.br	Associação Brasileira de Grandes Consumidores	Grandes consumidores de gás natural
ABRACEEL	https://abraceel.com.br	Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia	Comerciantes de Gás Natural



5. Downstream

5.1. Oportunidades na área de refino e derivados

Refino, Transporte e Armazenamento

É importante destacar que entre as atribuições da ANP está a responsabilidade de autorizar a construção, operação e ampliação de refinarias, unidades de processamento e armazenamento de gás natural, bem como a infraestrutura de transporte de gás natural, petróleo e derivados. Todas essas atividades estão sujeitas à fiscalização da Agência.

As unidades de refino no Brasil

De acordo com o Anuário Estatístico da ANP, publicado em junho de 2025 com dados referentes ao ano de 2024, é possível identificar a capacidade instalada de refino de cada uma das unidades em operação no país.

Tabela 5.1 – Unidades de refino no Brasil

Nome da Refinaria	Estado	Capacidade (barris/dia)
Riograndense	Rio Grande do Sul	17.014
Lubnor	Ceará	10.378
Manguinhos	Rio de Janeiro	14.303
Recap	São Paulo	62.898
Reduc	Rio de Janeiro	251.592
Refap	Rio Grande do Sul	220.143
Regap	Minas Gerais	166.051
Refman	Amazonas	45.916
Repar	Paraná	213.854
Replan	São Paulo	433.996
Revap	São Paulo	251.592
Refmat	Bahia	377.388
RPBC	São Paulo	179.184
RPCC	Rio Grande do Norte	44.658
Rnest	Pernambuco	115.009
Univen	São Paulo	5.158
Dax Oil	Bahia	4.007
Ssoil	São Paulo	12.498
Paraná Xisto	Paraná	-
Total (barrel por dia de calendário)		2.425.639



Outras informações detalhadas estão disponíveis para consulta e download no seguinte endereço eletrônico:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2025>

Vale destacar que, ao comparar a capacidade instalada das refinarias com a produção média diária, observa-se uma taxa de utilização próxima a 90%, o que indica que quase toda a capacidade de refino do país está atualmente em operação.

A tabela a seguir apresenta as empresas controladoras das refinarias em operação no Brasil. Do ponto de vista da cadeia de suprimentos, todas representam potenciais contratantes de serviços – como modernizações (*revamps*), paradas programadas para manutenção, atualizações de sistemas e melhorias operacionais –, configurando-se, portanto, como possíveis clientes para novos fornecedores que desejam ingressar no mercado brasileiro de óleo e gás.

No entanto, é fundamental considerar o local de tomada de decisão para contratação. Refinarias controladas por grupos estrangeiros podem definir e executar suas estratégias de suprimento fora do Brasil, diretamente por suas matrizes no exterior.

Tabela 5.2 – Refinarias e suas empresas controladoras

Nome da Refinaria	Orgão Responsável
Riograndense (RS)	Petrobras, Ultrapar and Braskem
Lubnor (CE)	Petrobras
Refit/Manguinhos (RJ)	Grupo Andrade Magro
Recap (SP)	Petrobras
Reduc (RJ)	Petrobras
Refap (RS)	Petrobras
Regap (MG)	Petrobras
Refman (AM)	Atem Group
Repar (PR)	Petrobras
Replan (SP)	Petrobras
Revap (SP)	Petrobras
Refmat (BA)	Mubadala Capital
RPBC (SP)	Petrobras
RPCC (RN)	3R Petroleum
Rnest (PE)	Petrobras
Univen (SP)	Grupo Vibrapar



Dax Oil (BA)	Dax Oil Refino SA
Ssoil (SP)	SSOil Energy SA
Paraná Xisto (PR)	Forbes Resources Brazil Holding S.A. (Group Forbes&Manhattan Resources)

Outras atividades que também exigem autorização da ANP e são objeto de fiscalização pela Agência incluem:

- importação e exportação de petróleo, gasolina, diesel, biodiesel e etanol;
- postos de combustíveis;
- produção e armazenamento de biodiesel e etanol;
- transporte por dutos de gás natural e derivados de petróleo;
- distribuição de Gás Natural Comprimido (GNC) e Gás Natural Liquefeito (GNL).

Outro mercado relevante e correlato, igualmente regulado pela ANP, é o de biocombustíveis (BECCS), que no contexto brasileiro é majoritariamente representado pelo etanol (frequentemente produzido a partir da cana-de-açúcar) e pelo biodiesel (obtido a partir de diversas fontes vegetais).

Como um dos mercados emergentes mais atrativos para investimentos em energias renováveis e ocupando a posição de segundo maior produtor e consumidor de biocombustíveis do mundo, o Brasil destaca-se por ter 30% de sua matriz veicular movida por fontes renováveis, sendo que mais de 70% da frota de veículos leves é composta por modelos flex fuel (motores ciclo Otto).

Diversos incentivos têm gerado resultados concretos, entre os quais se destacam:

RenovaBio – Programa federal que visa expandir a produção de biocombustíveis no Brasil. Em 2020, mais de 14 milhões de toneladas de emissões de gases de efeito estufa (GEE) deixaram de ser emitidas graças às metas de descarbonização do programa.

Programa Combustível do Futuro – Iniciativa do Governo Federal que promove:

- o uso em larga escala do etanol de segunda geração;
- pesquisa e desenvolvimento voltados à tecnologia de células a combustível;
- a criação de corredores verdes para abastecimento de veículos pesados movidos a biometano;
- a introdução no mercado do BioQAV (Bioquerosene de Aviação);
- o desenvolvimento de tecnologias de captura e armazenamento de carbono a partir de biomassa (BiCCS), entre outras ações.



Panorama Geral do Mercado de Biocombustíveis

O Brasil foi um dos pioneiros mundiais na implementação de projetos em larga escala de biocombustíveis, com o lançamento, no início da década de 1980, do programa de utilização de motores ciclo Otto movidos a etanol (produzido a partir da cana-de-açúcar), aplicados em diversos tipos de veículos – desde modelos populares até caminhões de médio porte.

Desde então, uma porcentagem de etanol passou a ser misturada à gasolina convencional, proporção que atualmente chega a 30% em cada litro de gasolina comercializada nos postos.

Anos mais tarde, uma política semelhante foi aplicada ao óleo diesel, com a incorporação de até 15% de biodiesel ao diesel de origem fóssil, disponível nas bombas de abastecimento em todo o país.

E탄ol e Biodiesel: BECCS e a Liderança Brasileira em Biocombustíveis

No Brasil, o etanol e o biodiesel, classificados como BECCS (bioenergia com captura e armazenamento de carbono), são produzidos por empresas privadas e misturados aos combustíveis fósseis nas bases de distribuição. As principais matérias-primas utilizadas na produção desses biocombustíveis incluem cana-de-açúcar, soja, colza, milho e palma.

Como amplamente reconhecido, as emissões de gases de efeito estufa associadas à bioenergia podem ser significativamente menores, pois o cultivo de novas plantas após a colheita permite a reabsorção do dióxido de carbono (CO_2) da atmosfera, promovendo um ciclo mais sustentável.

Na década de 1990, foi implementada em larga escala no país uma tecnologia desenvolvida por montadoras brasileiras: os motores ciclo Otto “flex fuel”, capazes de operar com qualquer proporção de gasolina e etanol. Desde os anos 1980, os consumidores brasileiros encontram em todos os postos de combustíveis do país tanto o etanol hidratado quanto a gasolina com 27% a 30% de etanol anidro misturado.

Atualmente, quase 100% dos veículos leves produzidos no Brasil com motores ciclo Otto – incluindo automóveis, motocicletas e pequenos caminhões – são flex, o que transforma o projeto original de incentivo ao etanol (conhecido como PROÁLCOOL) no maior programa de biocombustível veicular do mundo.



Todos os motores ciclo Otto vendidos no país são projetados para operar com pelo menos 30% de etanol anidro misturado à gasolina, podendo chegar até 100% de etanol hidratado. Já os motores a diesel, tanto novos quanto antigos, estão preparados para operar com até 15% de biodiesel misturado ao diesel convencional – sendo que, atualmente, a mistura obrigatória é de 10% (B10).

É importante destacar que estudos independentes recentes sobre o balanço energético e ambiental de diferentes fontes de energia para o setor de transportes – como etanol, gasolina, diesel, hidrogênio e veículos elétricos – vêm demonstrando que o etanol apresenta a melhor performance ambiental, mantendo-se competitivo também sob a ótica da eficiência energética.

Esses resultados indicam que o etanol desponta como uma das alternativas mais promissoras para investimentos no curto e médio prazo, no que se refere à produção de combustíveis sustentáveis para o transporte.

Panorama geral das oportunidades no downstream para empresas EPC brasileiras na indústria de óleo e gás

Desde o final da década de 1960, o Brasil consolidou a presença de grandes empresas de EPC (Engenharia, Suprimentos e Construção), com capacidade técnica e operacional para executar projetos de grande porte, como: refinarias; usinas hidrelétricas; siderúrgicas; portos; aeroportos; rodovias; ferrovias; pontes; terminais de petróleo; plataformas offshore; navios de grande porte, embarcações militares e submarinos; usinas termelétricas; plantas petroquímicas; e até usinas nucleares.

Essas empresas contam com o suporte de uma ampla cadeia de fornecedores industriais, capaz de atender às demandas mais complexas da indústria de óleo e gás. Entre os segmentos que compõem essa cadeia, destacam-se:

- siderúrgicas,
- fabricantes de equipamentos de grande porte (colunas de processo, compressores, turbinas, separadores, tanques, tubulações, vasos de pressão de grandes dimensões e metalurgia especial),
- equipamentos eletroeletrônicos,
- sistemas de automação e controle,
- sistemas de içamento de alta capacidade,
- equipamentos submarinos para águas profundas,
- e máquinas pesadas para construção industrial, entre outros.



A combinação entre a capacidade instalada da cadeia de suprimentos e a expertise em engenharia projetou as empresas brasileiras de EPC ao cenário internacional, permitindo que essas companhias disputassem e vencessem licitações tanto no mercado nacional quanto no exterior.

Oportunidades Potenciais

Para as empresas de EPC (Engenharia, Suprimentos e Construção) com atuação voltada para o setor de óleo e gás no Brasil, os segmentos mais promissores nos próximos anos incluem:

- *revamps* (modernizações) em ativos anteriormente pertencentes à Petrobras e adquiridos por empresas privadas;
- atualização de plataformas em águas rasas, com incorporação de sistemas inovadores de automação, controle e inteligência artificial;
- construção de refinarias de pequeno porte, planejadas para diversos estados brasileiros;
- implantação de terminais de GNL (Gás Natural Liquefeito);
- modernização e construção de usinas voltadas à produção de biocombustíveis e etanol de cana-de-açúcar;
- implantação de termelétricas a gás natural e biomassa;
- instalação de gasodutos e terminais de gás natural;
- atualização de usinas a gás natural, diesel e biomassa, com conversão de ciclo aberto para ciclo combinado;
- descomissionamento de instalações onshore e offshore.

As oportunidades estão detalhadas no **Anexo 7** deste relatório.



6. Logística e Infraestrutura

6.1. Petrobras Transporte S.A. TRANSPETRO – atuação e perspectivas logísticas

A TRANSPETRO é a subsidiária da Petrobras responsável pelas atividades de transporte e logística de produtos, atuando em toda a cadeia de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural e biocombustíveis. Suas operações incluem:

- Transporte por oleodutos e gasodutos;
- Navios petroleiros próprios ou afretados;
- Caminhões-tanque;
- Terminais de importação e exportação;
- Terminais de armazenagem.

A empresa é responsável pela movimentação dos seguintes produtos:

- Petróleo bruto (importação e exportação);
- Derivados líquidos, como gasolina, diesel, querosene de aviação, lubrificantes e etanol;
- Gás natural;
- GNL (Gás Natural Liquefeito);
- Etanol;
- Biodiesel.

Como subsidiária integral da Petrobras, a TRANSPETRO atua como elo estratégico entre as áreas de produção e refino da companhia. Além de atender à própria Petrobras, a empresa também presta serviços logísticos a distribuidoras privadas de combustíveis, à indústria petroquímica e a outras empresas do setor de óleo e gás.

TRANSPETRO em números — evidenciando amplas oportunidades para prestação de serviços e fornecimento de insumos e equipamentos:

- 27 terminais terrestres
- 21 terminais aquaviários
- 7.800 km de oleodutos
- 625 km de gasodutos
- 6.100 km de faixa de dutos monitorada
- 33 navios-tanque próprios ou afretados
- 540 tanques de armazenagem



- 46 esferas de armazenamento
- 22 bases de carregamento rodoviário
- 1 base de carregamento ferroviário

A TRANSPETRO está presente em 17 estados brasileiros e no Distrito Federal, contando com um quadro de 17.035 colaboradores — sendo 5.928 próprios e 11.107 terceirizados. Sua frota de navios, com idade média de 8,2 anos, é composta pelos seguintes tipos de embarcações:

- 10 navios do tipo Suezmax
- 5 navios do tipo Aframax
- 1 navio Panamax
- 4 navios dedicados ao transporte de derivados leves
- 6 navios para transporte de gás
- 7 navios aliviadores equipados com sistema de posicionamento dinâmico (DP)

Ao longo de 2024, a TRANSPETRO demonstrou elevada capacidade de contratação, celebrando 502 contratos de longo prazo para bens e serviços, além da emissão de 71.951 ordens de compra, totalizando mais de US\$ 1,1 bilhão. A expectativa é que esses números sejam ainda maiores em 2025, o que representa oportunidades relevantes de negócios para novos entrantes estrangeiros na cadeia de suprimentos do setor no Brasil.

É possível destacar as principais oportunidades recorrentes de fornecimento à TRANSPETRO:

Transporte Marítimo

- Manutenção de sistemas navais;
- Fornecimento de peças e componentes navais;
- Serviços de inspeção e certificação;
- Apoio técnico e administrativo;
- Agenciamento marítimo e serviços portuários.

Departamento Corporativo e Jurídico

- Infraestrutura de escritórios;
- Serviços de segurança patrimonial;
- Locação de veículos com motoristas;
- Apoio técnico e administrativo;
- Capacitação e treinamentos;



- Consultoria jurídica;
- Serviços de apoio médico.

Dutos e Terminais

- Manutenção e aquisição de sistemas industriais;
- Fornecimento de peças e equipamentos;
- Apoio técnico e administrativo;
- Manutenção de tanques e esferas de armazenagem;
- Serviços de manutenção mecânica, elétrica e de instrumentação.

Financeiro

- Apoio técnico e administrativo;
- Serviços de suporte contábil;
- Contratação de seguros;
- Serviços de auditoria e avaliação.

Para fornecer bens e serviços diretamente à TRANSPETRO e participar dos processos licitatórios, é necessário realizar o cadastro no site da PETRONECT (mesmo portal utilizado pela PETROBRAS), onde todas as informações estão disponíveis: www.petronect.com.br.

Para micro e pequenas empresas (casos em que não há exigência de licitação para contratações de pequeno valor), o cadastro prévio deve ser feito por meio do link:

<https://transpetro.com.br/transpetroinstitucional/negocios/canal-do-fornecedor.htm>

Cabe destacar que, em 2024, a TRANSPETRO anunciou a demanda por 25 embarcações de transporte, a serem construídas e entregues ao longo de oito anos – o que representa inúmeras oportunidades para fornecedores de bens e serviços, tanto no atendimento direto aos estaleiros contratados quanto à própria TRANSPETRO.

A primeira licitação referente ao novo programa de construção naval da TRANSPETRO foi concluída, com a fase de assinatura dos contratos em andamento (atualização de abril/2025), envolvendo o consórcio formado pelos estaleiros RIO GRANDE – ERG, do grupo ECOVIX, e MacLaren. O valor médio por embarcação contratada é de US\$ 69,5 milhões. A construção dos cascos será realizada nas instalações do estaleiro ERG, no estado do Rio Grande do Sul, enquanto o comissionamento das embarcações ficará a cargo do estaleiro MacLaren, localizado em Niterói (RJ).



A área de Contratações da TRANSPETRO informou que, como desdobramento dessa concorrência, foi lançada uma nova licitação em julho de 2024, com abertura da primeira fase de propostas em novembro do mesmo ano, sob a Oportunidade nº 7004288893. O objeto do certame é a aquisição de quatro navios para transporte de derivados leves (combustíveis), com porte bruto entre 15.000 e 18.000 TPB, destinados à operação de cabotagem na costa brasileira.

Essa licitação foi adjudicada ao Consórcio Ecovix/MacLaren. Paralelamente, está em andamento a licitação referente à Oportunidade nº 7004344317, que prevê a contratação de oito navios gaseiros, com abertura de propostas marcada para 19 de maio de 2025. A TRANSPETRO comunicou que, em caso de interposição de recurso à autoridade superior, o prazo é de dez dias a partir da ciência da decisão, o que poderá impactar o cronograma do processo.

Esses projetos e oportunidades estão detalhados no **Anexo 6** deste relatório.

6.2. SINAVAL – panorama dos estaleiros e da indústria naval

O SINAVAL – Sindicato Nacional da Indústria da Construção e Reparação Naval e Offshore – é uma entidade privada que reúne os principais estaleiros do Brasil, responsáveis pela construção de embarcações e unidades offshore voltadas às demandas da indústria de óleo e gás, como barcos de apoio, navios petroleiros, FPSOs, FSOs, entre outros. Esses estaleiros também são responsáveis por realizar manutenções periódicas nas unidades offshore em operação no país.

Nesse contexto, o SINAVAL constitui um canal estratégico para empresas estrangeiras que desejam estabelecer parcerias com estaleiros brasileiros, seja na construção de embarcações de apoio, navios de transporte, unidades de produção offshore ou sondas de perfuração. Adicionalmente, para operadoras que optam pelo afretamento de suas próprias embarcações no Brasil, o SINAVAL pode orientar na seleção de estaleiros qualificados para a realização de serviços de manutenção em território nacional.

Os estaleiros vinculados ao SINAVAL estão apresentados na figura a seguir:



(Fonte: SINAVAL)

Além dos estaleiros filiados ao SINAVAL, outros estaleiros operam no Brasil, conforme mostra a figura a seguir (Fonte: SINAVAL).



(Fonte: SINAVAL)

A maior parte dos estaleiros mencionados possui, além da capacidade de construção naval, infraestrutura e expertise para realizar serviços de manutenção em embarcações de transporte; plataformas semissubmersíveis (SS); sondas de perfuração; unidades flutuantes de produção; armazenamento e transferência



(FPSOs e FSOs); plataformas do tipo *jack-up*³; embarcações de apoio, entre outros ativos offshore.

De acordo com informações disponíveis no site do SINAVAL, o Brasil vive atualmente um momento distinto daquele observado na última década, marcado por um aumento expressivo na demanda por construção naval. Diante desse novo cenário, as empresas do setor têm buscado parcerias estratégicas, retomando um modelo de negócio bem-sucedido adotado em períodos anteriores de forte atividade da indústria.

Essas parcerias apresentam potencial para viabilizar a exportação de embarcações e soluções navais brasileiras. A proposta é identificar sinergias entre diferentes segmentos industriais, desenvolver competências de forma integrada e fortalecer consórcios capazes de atuar com competitividade no mercado internacional.

A retomada da demanda por construção naval no Brasil, após mais de uma década de desmobilização no setor, tem impulsionado a busca por parcerias estratégicas entre empresas com competências complementares, capazes de atender aos novos requisitos técnicos e operacionais dos projetos em curso. Um exemplo recente e representativo é o Estaleiro Mauá, que firmou parceria com a Seatrium (resultado da fusão entre Jurong e Keppel) para a fabricação de módulos offshore do tipo “pancake”, destinados à plataforma P-83 (FPSO) da Petrobras.

Outro caso relevante refere-se à licitação para contratação do novo FPSO do campo de Albacora, na Bacia de Campos, cujo edital foi publicado pela Petrobras no início de abril. A disputa conta com a participação de empresas já pré-qualificadas, incluindo Modec, Shapoorji, Yinson, MISC, BW Offshore, SBM Offshore, Ocyan e Altera – sendo que estas duas últimas atuam por meio da joint venture Altera&Ocyan. A abertura das propostas está prevista para outubro, embora, como é comum nesse tipo de concorrência, o cronograma possa sofrer alterações.

Na licitação em questão, a modalidade adotada foi a BOT (*Build, Operate and Transfer*), pela qual a empresa vencedora será responsável por construir e operar o FPSO por um período determinado, transferindo posteriormente a operação para a Petrobras.

Destaca-se, nesse contexto, a importância das negociações de parceria entre empresas nacionais e estrangeiras, considerando as particularidades legais do

³ Unidades móveis de perfuração marítima utilizadas, principalmente, em águas rasas (geralmente com profundidade de até 150 metros). Elas possuem uma estrutura flutuante com pernas retráteis que podem ser baixadas até o fundo do mar para fixar a plataforma, elevando o casco acima da linha d'água – daí o nome *jack-up*, que remete ao ato de “elevar”.



ambiente regulatório brasileiro que podem impactar investidores internacionais. Essas diferenças jurídicas são comuns nas fases iniciais de negociação contratual, mas não representam obstáculos intransponíveis à formação de parcerias bem-sucedidas.

No que se refere à cadeia de suprimentos dos estaleiros, vale mencionar o Estaleiro Mauá (RJ) como exemplo relevante. A empresa planeja reforçar suas atividades na construção naval nos próximos anos, com o aumento da fabricação de estruturas metálicas em suas instalações. A área de reparo naval também continua sendo um componente estratégico importante para os negócios do estaleiro.

Atualmente, o Estaleiro Mauá está direcionando seus esforços para projetos de construção de novas embarcações de apoio marítimo, que deverão ser construídas no Brasil para atender às demandas da Petrobras. Outro caminho estratégico é a construção de embarcações de apoio offshore, voltadas à atração de projetos de menor porte em comparação a petroleiros, mas com alto valor agregado. Tais projetos podem ser contratados por armadores vencedores das licitações da Petrobras, observando os novos requisitos de Conteúdo Local estabelecidos pela companhia para aquisição de embarcações.

Segundo representantes do SINAVAL e do próprio Mauá, diversos armadores têm solicitado cotações para construção de embarcações, como PSVs (*Platform Supply Vessels*) para transporte de suprimentos, OSRVs (*Oil Spill Response Vessels*) para combate a vazamentos de óleo, e RSVs (*ROV Support Vessels*), embarcações equipadas com veículos submarinos operados remotamente (ROVs).

Esses casos, bem como outros negócios nesse segmento, representam oportunidades relevantes para novos entrantes na cadeia de suprimentos brasileira, especialmente aqueles interessados em fornecer bens e serviços para os fornecedores de primeiro nível das operadoras de óleo e gás.

O **Anexo 10** apresenta um resumo das oportunidades mencionadas e o **Anexo 11** traz uma tabela com as capacidades de cada estaleiro e suas principais instalações industriais (Fonte: SINAVAL).



7. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

7.1. Projetos de P&D – parcerias em pesquisa e desenvolvimento no Brasil

Empresas estrangeiras podem se beneficiar dos recursos disponíveis para Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P,D&I) no Brasil, com base na Cláusula de P,D&I estabelecida nos contratos de E&P firmados entre a ANP e as operadoras. Os valores disponíveis são expressivos, como demonstrado na Tabela 12.1 adiante, e podem financiar projetos de inovação, pesquisa básica, soluções para desafios ambientais, desenvolvimento de novas tecnologias aplicadas a bens e serviços, entre outros.

Sobre a “Cláusula de P,D&I”, destacam-se os seguintes pontos:

- Somente instituições de pesquisa e desenvolvimento (ICTs) brasileiras e empresas nacionais (fabricantes ou prestadoras de serviços) podem acessar diretamente os recursos dessa cláusula;
- Empresas estrangeiras podem participar dos projetos em parceria com instituições brasileiras ou empresas nacionais;
- As operadoras mantêm os recursos vinculados à cláusula de P,D&I em suas próprias contas;
- As operadoras definem as demandas tecnológicas e estabelecem os processos de seleção dos projetos e das instituições executoras;
- Empresas fornecedoras e instituições de pesquisa devem submeter seus projetos diretamente às operadoras que possuam recursos disponíveis pela obrigação contratual;
- A ANP é responsável por regulamentar, acompanhar e avaliar os projetos de P,D&I;
- Há oportunidades tanto para fornecedores de pequeno, médio ou grande porte;
- As operadoras frequentemente oferecem, além do apoio financeiro, conhecimento técnico, experiência operacional de suas equipes e ambientes de teste em campo;
- O escopo dos projetos pode incluir: desenvolvimento tecnológico, fabricação de protótipos, testes laboratoriais e em campo, montagem de infraestrutura laboratorial, produção de lotes-piloto, estruturação de centros de capacitação técnica, entre outros.



Soluções de engenharia desenvolvidas com sucesso, bem como as empresas responsáveis por seu desenvolvimento, passam a integrar o portfólio de soluções e o cadastro de fornecedores das operadoras de petróleo.

Empresas estrangeiras que desejem acessar esse caminho — com apoio técnico e possibilidade de financiamento — devem, obrigatoriamente, firmar parceria prévia com uma empresa brasileira (fabricante ou prestadora de serviços), que será a responsável direta pela contratação junto à operadora. Essa empresa brasileira deve participar ativamente de todas as etapas do projeto: desenvolvimento, testes de qualificação e fabricação de protótipos.

No caso da Petrobras — operadora que concentra os maiores volumes de recursos acumulados para P&D&I — as principais tendências tecnológicas priorizadas são:

- Temas transversais:
 - Inteligência Artificial (IA)
 - Aprendizado de Máquina (Machine Learning)
 - Transformação Digital
- Segmento de Exploração e Produção (E&P):
 - Completação inteligente de poços (*Intelligent Completion*)
- Transição Energética:
 - Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS)
 - Hidrogênio
 - Biocombustíveis
- Proteção Ambiental:
 - Sistemas de monitoramento de vazamentos de óleo em ambiente offshore e corpos hídricos
 - Sistemas de monitoramento e alerta para detecção de vazamentos de gás e líquidos em dutos

A título de exemplo da magnitude desse programa, somente na Petrobras foram iniciados, em 2023, 614 novos projetos de P&D&I, com previsão de investimentos superiores a US\$ 1 bilhão.

Informações detalhadas sobre os projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I) e os recursos disponíveis, discriminados por empresa, estão acessíveis no site da ANP, por meio do Painel Dinâmico de P&D. Nesse mesmo painel, também constam as 1 112 unidades de pesquisa distribuídas em 207 instituições de ensino e pesquisa no Brasil.

Outras informações relacionadas aos projetos podem ser consultadas e baixadas no seguinte endereço eletrônico:



www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-de-obrigacoes-de-investimento-em-pd-i

Durante o período de 2018 a 2024, o volume acumulado por empresa, referente à obrigação de investimento em P&D&I, pode ser observado na tabela a seguir – sendo que grande parte desses recursos ainda está disponível para o financiamento de novos projetos.

Tabela 12.1 – Obrigação acumulada de investimento em P&D&I

Empresa Petrolífera	Obrigação de investimento em R\$ (atualizado em nov/2024)
CNODC Brasil	R\$ 213,454,621.47
CNOOC Petroleum	R\$ 284,477,418.65
Enauta	R\$ 9,221,467.72
Eneva	R\$ 1,966,685.31
Equinor	R\$ 307,848,889.48
GeoPark	R\$ 2,049,215.01
Karoon Brasil	R\$ 64,937,643.92
Petrobras	R\$ 14,807,106,239.95
Petrogal	R\$ 832,534,633.63
Petronas	R\$ 290,876,388.06
PetroRio	R\$ 181,819,814.97
Qatar Energy	R\$ 73,992,691.67
Repsol Sinopec	R\$ 481,404,767,10
Shell	R\$ 2,899,226,059.62
Total Energies	R\$ 576,682,339.84
Total	R\$ 21,027,598,876.40

(cotação média no último trimestre de 2024 – US\$ 1,00 = R\$ 5,85)

Uma visão geral das oportunidades em P&D pode ser consultada no **Anexo 13**.

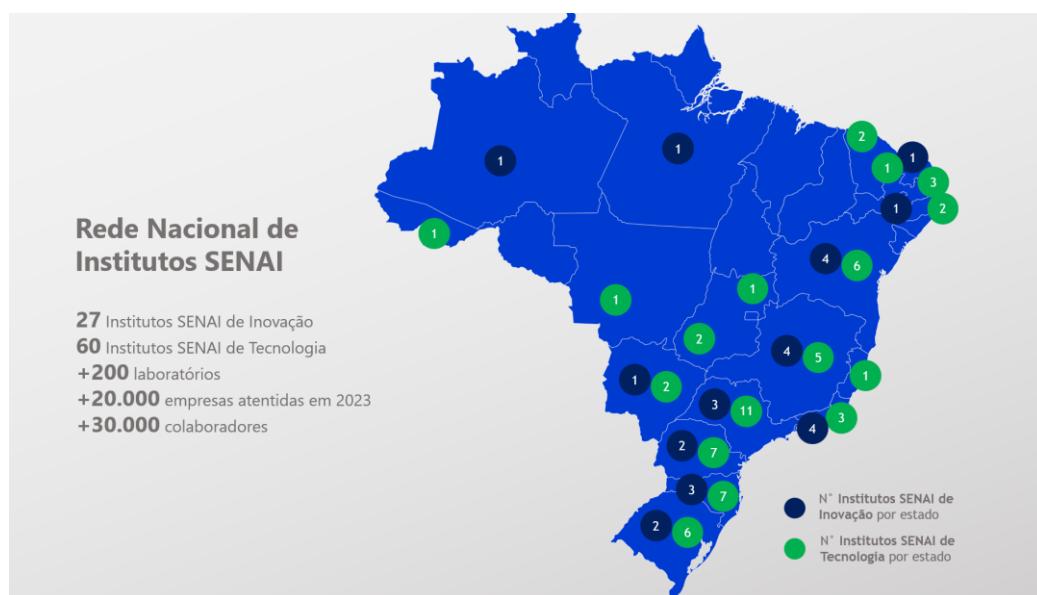
7.2. SENAI – apoio tecnológico, capacitação e infraestrutura laboratorial

As atividades do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI) são desenvolvidas por sua administração nacional e pelos Departamentos Regionais, sob a coordenação da Confederação Nacional da Indústria (CNI) e das federações de indústria dos estados, que reúnem aproximadamente 1.300 sindicatos e cerca



de 930 mil indústrias de diferentes portes, distribuídas nas 27 unidades federativas do Brasil.

O SENAI é uma instituição de caráter privado, que atua em diversas frentes – educação profissional; formação técnica; pesquisa; desenvolvimento e inovação (P,D&I); serviços tecnológicos, entre outras – prestando apoio estratégico à indústria brasileira conforme suas demandas específicas. Sua rede de Institutos SENAI de Tecnologia e de Inovação é movida por inovar e estimular o poder de transformação da indústria, contribuindo para um mundo justo e sustentável. Além da pesquisa aplicada indutora de inovação, que conecta a ciência e as indústrias para o desenvolvimento de novas tecnologias, produtos e processos, que visam ampliar a competitividade industrial, a rede SENAI também atua no aumento de produtividade e eficiência em processos industriais por meio de consultorias, serviços laboratoriais, especializados e tecnológicos, disponibilizando a maior rede laboratorial de ensaios acreditados pelo INMETRO. Tais redes nacionais estão apresentadas a seguir.

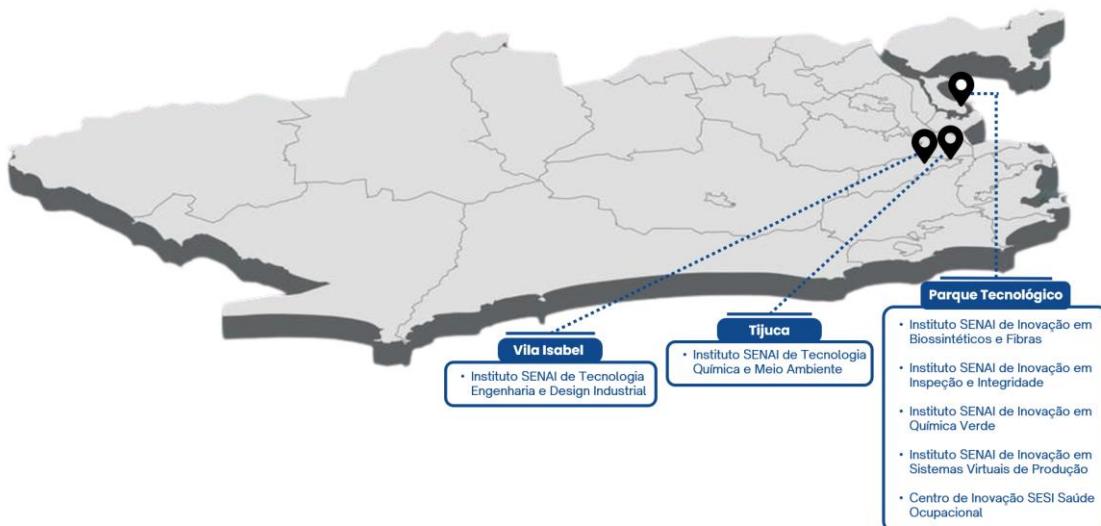


No que se refere aos segmentos centrais da cadeia de óleo e gás, o SENAI conta com 22 Institutos de Inovação com foco temático em atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P&D&I) voltadas ao setor. Dentre esses, destacam-se os institutos localizados nos estados do Rio de Janeiro e da Bahia.

No Rio de Janeiro – principal polo da indústria de óleo e gás do Brasil – o SENAI, além da referência em formação profissional, mantém Institutos de Inovação e Institutos de Tecnologia fortemente integrados às demandas do setor, atuando com



desenvolvimento tecnológico para apoio à cadeia produtiva. Nossos institutos estão localizados no Parque Tecnológico da UFRJ, em Vila Isabel e na Tijuca conforme apresentado no mapa abaixo:



A presença do SENAI no Parque Tecnológico da UFRJ representa um diferencial por promover a conexão estratégica com um ecossistema de excelência em ciência, tecnologia e inovação, potencializando sinergias com uma das maiores universidades federais do país e diversos centros de pesquisa de ponta. Essa inserção favorece o intercâmbio de conhecimento, o acesso a talentos altamente qualificados, o desenvolvimento conjunto de soluções inovadoras e o fortalecimento de parcerias com academia e indústria, contribuindo para acelerar a transformação tecnológica e a competitividade nacional.

Essa interface com grandes referências em pesquisa fortalece o desenvolvimento de projetos de PD&I voltados tanto para atividades offshore quanto para distribuição e refino. Ao longo dos últimos anos, o SENAI do Rio de Janeiro acumulou sólida capacidade tecnológica, reunindo competências complementares e infraestrutura moderna. Atuamos de forma integrada no desenvolvimento de soluções inovadoras para os principais desafios da cadeia produtiva de Óleo e Gás, com capacidade comprovada para conduzir projetos de alta, média e baixa complexidades.

Nossos institutos conduzem ativamente projetos de PD&I com inúmeras universidades e centros tecnológicos, contribuindo para o fortalecimento do ecossistema regional de inovação. Mantemos parcerias estratégicas com



instituições nacionais e internacionais, e a capilaridade do SENAI nos conecta de forma articulada ao Sistema Nacional de Inovação, ampliando nosso alcance e potencial de impacto.

Estamos devidamente credenciados aos principais órgãos governamentais que aportam recursos em atividades de PD&I como ANP, EMBRAPII, CATI, CNPQ, FINEP, FAPERJ, BNDES, CAPES, ABDI. Dessa forma, adotamos estratégias de engenharia financeira em projetos de PD&I, que combinam diversas fontes de fomento – reembolsáveis e não reembolsáveis – com o objetivo de mitigar os riscos inerentes à inovação.

Para assegurar uma gestão física e financeira eficiente, contamos com um escritório de projetos altamente capacitado, que atua com excelência na coordenação, no acompanhamento da execução e na prestação de contas dos projetos.

Valorizamos a preservação da propriedade intelectual gerada nos projetos e, por isso, mantemos uma equipe especializada na proteção do conhecimento e dos ativos intangíveis.

Além disso, nossos institutos operam com um Sistema de Gestão Integrada (SGI), que assegura a certificação nas normas ISO 9001 (Qualidade), ISO 14001 (Gestão Ambiental) e ISO 45001 (Saúde e Segurança Ocupacional), além da ISO 17025, que estabelece requisitos para gestão laboratorial, com mais de 600 métodos analíticos acreditados pelo INMETRO. Esse modelo de gestão fortalece a excelência operacional, promove a sustentabilidade e garante ambientes de trabalho seguros em todas as nossas operações.

Ainda, dispomos de um time altamente capacitado em desenvolver a inteligência tecnológica dos projetos de PD&I, a partir de estudos associados a novas rotas tecnológicas, que permitem ao cliente antever resultados da aplicação das tecnologias no ambiente industrial, facilitando a tomada de decisão sobre o projeto.

Nossas competências apresentadas seguir possuem vasta aplicação às cadeias do setor de óleo e gás para projetos de pesquisa referentes a vários níveis de maturidade tecnológica:

1. Digitalização de Processos e Gêmeos Digitais



Temos capacidade de aplicar tecnologias digitais avançadas para modelar, simular, monitorar e otimizar processos físicos e operacionais em tempo real. Isso inclui a criação de réplicas digitais de ativos físicos (gêmeos digitais), a coleta e análise de dados por meio de sensores IoT, a integração com sistemas de automação e controle, e o uso de inteligência artificial para tomada de decisão. A visibilidade da operação em tempo real, com simulações de cenários futuros, detecção de anomalias ou controles preditivos reduzem custos e riscos operacionais e aproxima as empresas do contexto da Indústria 4.0.

2. Inteligência Artificial e Análise Avançada

Dispomos de capacidade para desenvolver e aplicar algoritmos e modelos computacionais que extraem valor a partir de grandes volumes de dados, envolvendo técnicas como aprendizado de máquina (machine learning), redes neurais, análise preditiva, reconhecimento de padrões, processamento de linguagem natural (NLP), visão computacional, entre outras.

Essas competências permitem a criação de soluções tecnológicas que automatizam processos decisórios, identificam tendências ocultas, otimizam recursos, preveem eventos futuros e geram insights a partir de dados estruturados e não estruturados. Em ambientes industriais complexos, como o grande setor de Óleo e Gás, seu uso é estratégico para aumentar eficiência, segurança e sustentabilidade.

3. Tecnologias Imersivas e Interfaces Inteligentes

Utilizamos recursos avançados de realidade virtual, realidade aumentada, realidade mista e simuladores para criar ambientes digitais imersivos ou híbridos em tempo real. Essas tecnologias possibilitam interações mais naturais e adaptativas entre humanos e máquinas, por meio de reconhecimento de voz e gestos, interfaces neurais, assistentes com inteligência artificial embarcada e uso de dados contextuais.

Essas soluções são amplamente aplicáveis ao setor de Óleo e Gás, contribuindo para diversas frentes estratégicas da cadeia de valor, como treinamentos e capacitações, manutenção remota, operações em campo e segurança, engenharia e design colaborativo, além de atividades de pesquisa geológica e exploração.

Entre os principais benefícios, destacam-se o aumento da produtividade e da precisão nas operações, a redução de custos operacionais e logísticos, o fortalecimento da segurança em ambientes de alto risco, a introdução de novos



métodos de desenvolvimento de soluções e a aceleração do aprendizado organizacional, com maior retenção e disseminação do conhecimento.

4. Monitoramento e Manutenção Preditiva

Temos expertise técnica para utilizar tecnologias avançadas de acompanhamento, em tempo real, do desempenho de uma linha de produção, do estado operacional e da integridade de equipamentos e sistemas industriais. Essa competência combina sensoriamento inteligente, análise de dados, algoritmos preditivos, aprendizado de máquina e modelagem física para antecipar falhas, otimizar a manutenção e ampliar a vida útil dos ativos, propiciando o apoio à transformação digital da manutenção industrial.

No mercado de óleo e gás, a manutenção preditiva é estratégica para minimizar riscos operacionais, reduzir custos não planejados e garantir a continuidade das operações, especialmente em ambientes remotos e críticos, como plataformas offshore. As aplicações dessas tecnologias incluem plataformas e unidades de produção onshore e offshore, dutos e sistemas de transporte, refinarias e unidades de processamento, FPSOs, segurança operacional e ESG.

5. Automação, Robótica e IoT Industrial

Atuamos no desenvolvimento e aplicação de tecnologias que permitem o controle autônomo, a supervisão inteligente e a conectividade entre sistemas, máquinas e dispositivos industriais. Essas aplicações integram sensores, atuadores, controladores, redes industriais, algoritmos de controle avançado e plataformas digitais para aumentar a produtividade, reduzir riscos e tornar os processos mais eficientes e resilientes. Os principais pilares dessa competência são a automação de processos industriais, a robótica industrial e móvel, a internet das coisas industrial, a integração de sistemas ciberfísicos, as redes de comunicação industrial seguras e as plataformas para a gestão remota inteligência de dados e interoperabilidade. Nossas soluções visam a transformação digital e a modernização das operações em ambiente de exploração e produção, transporte de distribuição, refino e processamento, armazenamento e logística, além da segurança, ESG e eficiência energética.

6. Desenvolvimento de Software e Integração de Sistemas

Envolve a capacidade de projetar, implementar, adaptar e manter soluções digitais personalizadas, bem como conectar diferentes sistemas, plataformas e dispositivos para garantir a interoperabilidade, a automação e o fluxo inteligente de



dados nas operações. Essa competência é essencial para promover a digitalização, eficiência operacional, rastreabilidade e controle em tempo real, especialmente em ambientes complexos como o da indústria de óleo e gás.

Dentre as vantagens destas aplicações estão a melhoria da eficiência operacional, a redução do custo e desperdícios, o aumento da segurança, a conformidade regulatória, transformação digital e inovação contínua.

7. Segurança, Biotecnologia e Saúde Ocupacional

Nossas competências em Segurança, Biotecnologia e Saúde Ocupacional desempenham um papel estratégico em projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D) voltados à cadeia industrial de óleo e gás no Brasil. Sua aplicação integrada contribui para a sustentabilidade, a eficiência operacional e a valorização do capital humano, promovendo soluções alinhadas às exigências regulatórias e aos princípios ESG. De forma sinérgica, essas três competências, quando aplicadas em projetos de P&D, são instrumentos estratégicos para transformar desafios em oportunidades tecnológicas, pois ampliam a capacidade da indústria de óleo e gás de operar com segurança, responsabilidade ambiental e foco na saúde dos seus profissionais. Elas viabilizam a criação de soluções tecnológicas de alto impacto que fortalecem a competitividade do setor, ao mesmo tempo em que promovem práticas mais seguras, sustentáveis e centradas no ser humano.

8. Materiais Avançados e Desempenho

Projetos de PD&I com essas competências envolvem desde a formulação de novos materiais até o aperfeiçoamento de materiais existentes, com foco em resistência mecânica, térmica, química, estrutural e ao fogo, além da durabilidade e do desempenho em ambientes agressivos, como os encontrados em plataformas offshore, refinarias e unidades submarinas. Há vasta aplicação desses materiais avançados, nanotecnológicos, funcionais, sustentáveis, recicláveis, oriundos de compósitos e com ligas especiais para dutos, válvulas, trocadores de calor, equipamentos submetidos a ambientes ácidos e salinos, revestimentos com propriedades autolimpantes, anticorrosivas, *antifouling*, com condutividade térmica/eléctrica otimizada, entre outras características.

Nesse contexto, nossas soluções viabilizam aumentar a vida útil, reduzir o risco de falhas catastróficas, reduzir custos com manutenção corretiva, permitir a segurança estrutural, atender normas de desempenho e exigências da ANP, além de normas internacionais, reduzir as intervenções manuais e as paradas, reduzir o peso dos equipamentos e aumentar a eficiência energética.

9. Química Sustentável e Processos Industriais



Temos ampla capacidade tecnológica para desenvolver, otimizar e aplicar tecnologias e rotas químicas mais eficientes, limpas e seguras, com foco na redução de impactos ambientais, no uso racional de insumos e energia e no aproveitamento de resíduos. O uso dessa competência envolve também a modernização de processos produtivos por meio da engenharia de processos, simulação computacional ou mecânica, com controle avançado e integração de operações, desde a escala de bancada até escala piloto e semi piloto.

Como exemplos de nossas soluções, desenvolvemos catalisadores mais seletivos, rotas com menor geração de subprodutos e uso de reagentes menos tóxicos, transformamos resíduos do refino ou da exploração (como borras oleosas ou gases residuais) em insumos de valor agregado, simulamos e modelamos plantas químicas para aumento de eficiência energética, estabilidade operacional e segurança de processos, desenvolvemos insumos a partir de fontes renováveis similares às formulações químicas dos derivados de petróleo e capturamos CO₂ gerado em refinarias para reaproveitá-lo em processos industriais ou na produção de compostos químicos.

10. Tratamento de Água e Sistemas Complexos

Envolve o desenvolvimento, a adaptação e a integração de tecnologias para o uso eficiente da água em ambientes industriais, com foco no tratamento, reuso, dessalinização, monitoramento e gestão inteligente de sistemas hídricos. Também compreende a modelagem, controle e otimização de sistemas multifásicos e interdependentes, típicos de operações do setor de óleo e gás.

Nossas soluções são essenciais para garantir a sustentabilidade hídrica, a segurança ambiental e a eficiência operacional da indústria de óleo e gás, contribuindo decisivamente para a adaptação do setor às exigências ambientais e à gestão responsável dos recursos naturais, especialmente em um cenário de crescente escassez hídrica e pressão regulatória. Desenvolvemos tecnologias para remoção de óleo, sólidos, metais pesados e compostos orgânicos em águas residuais do processo de extração, aplicamos sistemas avançados (como membranas, biorreatores e oxidação avançada) para viabilizar o reaproveitamento de água em processos industriais, realizamos a dessalinização em unidades offshore para conversão de água salgada em água doce, integradas a sistemas energéticos eficiente, implantamos sensores, sistemas ciberfísicos e plataformas digitais para gestão automatizada de sistemas de água e efluente, simulamos e otimizamos redes hidráulicas, sistemas interligados de tratamento e fluxos multifásicos de água e óleo.



Ainda no Rio de Janeiro, o SENAI atua de forma estratégica, em parceria com o Centro de Pesquisas e Inovação da Petrobras (CENPES), concentrando toda a operação no corpo técnico do Instituto SENAI de Tecnologia Química e Meio Ambiente, que conta com uma das maiores operações laboratoriais do SENAI. Essa proximidade física e institucional com o principal centro de P&D da Petrobras possibilita uma forte integração entre indústria e tecnologia aplicada, acelerando o desenvolvimento de soluções voltadas para os desafios do setor de óleo e gás. A parceria com o CENPES tem gerado projetos em áreas como digitalização de plantas industriais, inteligência artificial aplicada à manutenção preditiva e soluções para a descarbonização da indústria de energia, reforçando o papel do SENAI como um dos principais vetores de inovação tecnológica e qualificação industrial do Brasil.

Ainda fazendo referência à cadeia de óleo e gás, o Instituto SENAI de Tecnologia Química e Meio Ambiente possui uma robusta operação na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), provendo todo o controle da qualidade dos derivados do petróleo oriundos do refino, como óleo, nafta, asfalto, querosene de aviação, entre outros. Tal operação é fruto da confiança estabelecida em uma parceria de anos junto à Petrobras.

O portfólio de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e de Serviços Tecnológicos está apresentado no **Anexo 14**, dividido em 10 áreas temáticas macros que possuem grande afinidade com as demandas do mercado de Óleo e Gás.

No estado da Bahia, o Instituto SENAI CIMATEC se destaca pelo potencial de parcerias e oportunidades para empresas estrangeiras que desejam ingressar no mercado brasileiro. O campus do CIMATEC, instituição de ensino e pesquisa vinculada ao SENAI, representa um ecossistema de inovação de ponta, integrando mais de 40 áreas tecnológicas, com atuação abrangente em educação, prestação de serviços e pesquisa e desenvolvimento aplicados.

Por meio de um modelo integrado, o CIMATEC possui elevada capacidade para desenvolver soluções tecnológicas voltadas a diversos setores industriais, atuando em todas as etapas da escala de maturidade tecnológica (Technology Readiness Level – TRL).

A instituição conta com um conjunto de laboratórios de ensaio e calibração, que realizam testes em mais de 600 parâmetros. A maior parte dessas estruturas é acreditada pelo INMETRO, assegurando confiabilidade e conformidade técnica às demandas industriais.



Com uma infraestrutura física avançada e uma equipe altamente qualificada, o CIMATEC opera na fronteira do conhecimento, criando soluções alinhadas aos desafios tecnológicos do país — incluindo aqueles enfrentados pela cadeia de óleo e gás.

Como parte de sua estratégia de ampliação do apoio à indústria nacional, o CIMATEC instituiu recentemente seu Organismo de Certificação de Produtos (OCP). Em sua fase inicial, o OCP está voltado à certificação de Produtos Controlados pelo Exército (PCE), com um plano diretor para expandir sua atuação em setores industriais estratégicos, como o de petróleo e gás, que exigem certificações específicas para garantir segurança, desempenho e competitividade.

A certificação é um processo no qual um organismo independente avalia se determinado produto ou serviço atende a uma norma técnica específica, com base em modelos ou esquemas de certificação que envolvem auditorias do sistema de gestão, verificação do processo produtivo, análise do tratamento de não conformidades, coleta de amostras e realização de ensaios em laboratórios acreditados.

Quando o produto está em conformidade com os requisitos estabelecidos, a empresa recebe o direito de utilizar a marca SENAI-CIMATEC-OCP no item certificado. Essa identificação assegura ao consumidor que o processo de fabricação é controlado e que o produto atende aos padrões técnicos exigidos. A certificação pode ser voluntária ou compulsória, a depender da natureza do produto e de sua aplicação final.

Como uma ação complementar estratégica às atividades de ensino, pesquisa, desenvolvimento e inovação, foi inaugurado, em 2019, o SENAI CIMATEC Park, marco de uma nova fase da inovação industrial na Bahia e no Brasil. Localizado no coração do Polo Industrial de Camaçari, o parque representa um ambiente propício para a instalação de empresas de base tecnológica – nacionais ou estrangeiras – que buscam se estabelecer no país.

O CIMATEC Park oferece infraestrutura física e suporte completo de serviços tecnológicos, constituindo uma alternativa viável para empresas estrangeiras que desejam iniciar operações no Brasil. O ambiente reúne serviços de engenharia, assistência técnica especializada, pesquisa aplicada e projetos de inovação tecnológica, promovendo ganhos contínuos em qualidade e produtividade para as empresas instaladas.

Com equipamentos de última geração, laboratórios modernos e uma equipe altamente qualificada, o CIMATEC proporciona um ecossistema capaz de atender



demandas industriais de diferentes portes e segmentos. A diversidade de soluções disponíveis e a proximidade física com os serviços oferecidos contribuem para a redução de investimentos iniciais, otimizando o processo de implantação de novos empreendimentos.

A relação completa dos serviços ofertados está disponível no **Anexo 14** deste relatório.



8. Visão Institucional

8.1. FIRJAN (e demais federações da indústria) – visão institucional sobre o setor de O&G

A FIRJAN (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro) atua em prol do fortalecimento de todos os segmentos industriais fluminenses e congrega 100 sindicatos patronais da indústria. Sua missão é promover a competitividade empresarial, a educação profissional, a qualidade de vida dos trabalhadores e o desenvolvimento sustentável do estado do Rio de Janeiro.

Por meio de suas instituições afiliadas — FIRJAN SENAI (Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial), FIRJAN SESI (Serviço Social da Indústria), FIRJAN IEL (Instituto Euvaldo Lodi) e FIRJAN CIRJ (Centro Industrial do Rio de Janeiro) — a federação atua em áreas estratégicas com foco no desenvolvimento da indústria e na geração de impacto econômico positivo para o estado.

Além disso, a FIRJAN realiza estudos e pesquisas sobre temas estruturantes para o crescimento do setor industrial, com o objetivo de antecipar tendências, orientar políticas públicas e propor soluções para entraves tributários, infraestrutura, inovação, logística, entre outros desafios que impactam diretamente o setor de óleo e gás.

Ciente da relevância estratégica dos mercados de óleo, gás e naval para o estado do Rio de Janeiro, a FIRJAN conta em sua estrutura com uma Gerência de Petróleo, Gás e Naval, dedicada a acompanhar de forma aprofundada os projetos em desenvolvimento e futuros no setor. Essa área atua na identificação e tradução dessas iniciativas em oportunidades concretas para a cadeia de suprimentos, além de concentrar esforços na análise e proposição de marcos regulatórios que possam estimular investimentos nas águas jurisdicionais e no território fluminense.

Outra entidade de grande relevância para o setor industrial brasileiro é a FIESP (Federação das Indústrias do Estado de São Paulo), considerada a maior federação empresarial da indústria no país. A FIESP representa aproximadamente 130 mil indústrias de diversos segmentos e portes, abrangendo 131 sindicatos patronais e integrando cadeias produtivas distintas. Sua missão é representar o setor produtivo, defender a iniciativa privada e a economia de mercado, além de acompanhar atentamente os temas nacionais que impactam a atividade industrial e o desenvolvimento do país.



Por meio de seus departamentos e entidades parceiras, a FIESP disponibiliza às indústrias filiadas um portfólio de produtos, serviços, publicações, estudos e programas de capacitação, voltados à melhoria da gestão industrial e à busca contínua pelo fortalecimento da indústria paulista.

A FIESP atua ainda na identificação de requisitos técnicos e regulatórios, na realização de pesquisas de mercado e preferências dos consumidores locais, bem como na promoção de oportunidades para inserção de produtos brasileiros e no fomento a redes de relacionamento e canais de comercialização.

No setor de óleo e gás, a FIESP tem se posicionado em temas relevantes, como a expansão da malha de transporte de gás natural e a transparência tarifária. Recentemente, renovou sua filiação à ONIP (Organização Nacional da Indústria do Petróleo), reforçando seu compromisso com o desenvolvimento desse segmento estratégico.

Acima das federações estaduais da indústria, a CNI (Confederação Nacional da Indústria) reúne as 27 federações estaduais e constitui-se como a principal entidade de representação da indústria brasileira. Seu principal desafio é ampliar a competitividade do setor industrial nacional, atuando diretamente na formulação e defesa de políticas públicas junto ao Congresso Nacional, ao governo federal e ao Judiciário. Desde sua fundação, em 1938, a CNI tem sido a instância máxima do sistema sindical patronal da indústria, defendendo os interesses estratégicos do setor produtivo industrial brasileiro.

A CNI representa 1.280 sindicatos patronais vinculados às federações estaduais, congregando aproximadamente 700 mil indústrias em todo o país. Está à frente da gestão nacional do Serviço Social da Indústria (SESI), do Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI) e do Instituto Euvaldo Lodi (IEL). Essas instituições, em conjunto com as federações e sindicatos, compõem o chamado Sistema Indústria, voltado à promoção da competitividade, inovação, educação profissional, qualidade de vida no trabalho e fortalecimento da indústria nacional.

O mapa a seguir apresenta as federações estaduais que integram o Sistema Indústria:



STATE FEDERATIONS OF INDUSTRY



Entre as 27 federações estaduais da indústria, destacam-se, além das federações do Rio de Janeiro e de São Paulo, as seguintes entidades com atuação relevante no setor de óleo e gás natural:

- Federação das Indústrias do Estado de Alagoas (FIEA)
- Federação das Indústrias do Estado do Amapá (FIEAP)
- Federação das Indústrias do Estado da Bahia (FIEB)
- Federação das Indústrias do Estado do Ceará (FIEC)
- Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo (FINDES)
- Federação das Indústrias do Estado do Maranhão (FIEMA)
- Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG)
- Federação das Indústrias do Estado do Pará (FIEPA)
- Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Norte (FIERN)
- Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul (FIERGS)
- Federação das Indústrias do Estado de Santa Catarina (FIESC)
- Federação das Indústrias do Estado de Sergipe (FIES)

O **Anexo 12** apresenta um resumo das principais oportunidades mapeadas pelas federações das indústrias do Rio de Janeiro e de São Paulo, com foco nas cadeias produtivas ligadas ao setor de petróleo e gás.



9 – CONSIDERAÇÕES FINAIS

O mercado brasileiro de óleo e gás apresenta diversas oportunidades ao longo de toda a cadeia produtiva, abrangendo: operadoras; empresas de transporte e logística; operadoras offshore; distribuidoras, companhias de engenharia e construção (EPCs); fornecedores de bens e serviços de grande; médio e pequeno porte (onshore e offshore); estaleiros; empresas de navegação; produtores de biocombustíveis; refinarias; geradoras de energia elétrica, bem como demais agentes do setor.

O Brasil dispõe de capacidade local para suprir praticamente todas as demandas da indústria de óleo e gás. Contudo, a retração do mercado nos últimos anos impactou fortemente o setor de engenharia, resultando na desmobilização de equipes técnicas e no enfraquecimento de empresas especializadas – competências essas que foram construídas ao longo de décadas. Atualmente, esse quadro vem sendo gradualmente revertido, com a retomada de projetos e o processo de reconstrução das capacidades técnicas e produtivas no país.

As competências no segmento de refino ainda precisam ser ampliadas, especialmente no que se refere a projetos térmicos. Atualmente, as equipes de engenharia dedicadas a esse tipo de projeto foram desmobilizadas, resultando em uma lacuna de capacidade para o desenvolvimento de novas iniciativas – incluindo as chamadas refinarias de menor porte, tendência observada nos últimos anos e com perspectivas de continuidade no Brasil.

Os atuais proprietários de projetos de gás natural, bem como os responsáveis pelas adequações e modernizações das antigas unidades da Petrobras, representam potenciais clientes relevantes e com alta demanda por serviços especializados. É importante destacar que, para atuar em projetos de Engenharia, Suprimentos e Construção (EPC), empresas estrangeiras devem estar formalmente estabelecidas no Brasil, conforme exigência legal.

De acordo com a legislação brasileira, empresas estrangeiras formalmente estabelecidas no país são consideradas empresas brasileiras, sem distinções em relação às que foram originalmente constituídas no Brasil.

Vale ressaltar também que, para o fornecimento de equipamentos, peças de reposição e sistemas, as empresas estrangeiras devem atender aos requisitos estabelecidos pelas operadoras e às normas técnicas internacionais aplicáveis. A



presença de um parceiro local, capaz de oferecer suporte pós-venda com agilidade e eficiência, é altamente valorizada pelos clientes do setor.

As oportunidades junto às operadoras abrangem desde campos maduros em terra até ativos em águas ultra profundas no offshore. Por isso, é fundamental acompanhar continuamente as tendências da indústria por meio dos portais da ANP e das empresas que atuam no país. Outro segmento em expansão é o de construção naval, que abre espaço tanto para a contratação direta de estaleiros estrangeiros quanto para parcerias estratégicas entre estaleiros brasileiros e internacionais.

Este relatório foi elaborado por especialistas da ENSOTEC, sob encomenda da ONIP.

- Ronaldo M. L. Martins, M.Sc. &
- Roberto Alfradique V. de Macedo, M.Sc.

ENSOTEC – Engineering Solutions, Treinamento, Eventos e Consultoria Ltda.

www.ensotec.com.br



Anexos

ANEXO 1 – 5ª Rodada Permanente de Concessão – OPC (12/02/2025)

Oportunidades para empresas de petróleo

TÍTULO DO PROJETO	Blocos Exploratório – Offshore e Onshore
Visão Geral do Projeto	Atualmente, a ANP está anunciando o 5º ciclo da Oferta Permanente de Concessão (OPC), publicada em 12 de fevereiro de 2025, iniciando o ciclo em que 332 blocos exploratórios estão disponíveis, localizados em diversos setores listados na versão atual do Protocolo de Licitação da OPC pela ANP.
Localização do Projeto	Diversas localidades em todo o território brasileiro.
Site do Projeto	https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/blocos-exploratorios
Modelo de Aquisição / Contrato	Oferta de 332 blocos exploratórios (petróleo e gás natural), sendo 44 onshore, 133 offshore em águas rasas e 155 offshore em águas profundas ou ultraprofundas.
Custo Total do Projeto	Não definido, mas com potencial de investimentos em torno de um bilhão de dólares americanos.
Modelo de Aquisição / Contrato	Contrato de concessão
Natureza do Investimento	Direitos de exploração, com cláusula de extensão em caso de descoberta comercial.
Cronograma	Passos recentes em abril e maio de 2025. Proposta prevista para ser apresentada à ANP em junho de 2025.
Instituição Responsável	ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)



Resultado da Quinta Rodada de Licitações

Bacia	Setor	Bloco	Empresa Operadora	Bônus (R\$)	Valor do PEM (UTs)
Potiguar	SPOT-T5	POT-T-655	Petróleo Brasileiro S.A.	R\$ 309.736	1000
Potiguar	SPOT-T4	POT-T-837	Petróleo Brasileiro S.A.	R\$ 826.806	1000
Barreirinhas	SBAR-AR2	BAR-M-377	Petrobras (100%)	R\$ 69.622	154
Barreirinhas	SBAR-AR2	BAR-M-378	Petrobras (100%)	R\$ 21.318	84
Barreirinhas	SBAR-AR2	BAR-M-399	Petrobras (100%)	R\$ 21.318	46
Campos	SC-AR2	C-M-119	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	85
Campos	SC-AR2	C-M-120	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	150
Campos	SC-AR2	C-M-121	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	150
Campos	SC-AR2	C-M-122	Petrobras (100%)	R\$ 125.514	148
Campos	SC-AR2	C-M-145	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	75
Campos	SC-AR2	C-M-146	Petrobras (100%)	R\$ 125.514	146
Campos	SC-AR2	C-M-58	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	90
Campos	SC-AR2	C-M-78	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	55
Campos	SC-AR2	C-M-95	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	82
Campos	SC-AR2	C-M-96	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	150
Campos	SC-AR2	C-M-97	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	148
Campos	SC-AR2	C-M-98	Petrobras (100%)	R\$ 50.053	84
Campos	SC-AR3	C-M-231	Petrobras (100%)	R\$ 478.927	1031
Campos	SC-AR3	C-M-265	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	120
Campos	SC-AR3	C-M-298	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	101
Campos	SC-AR3	C-M-299	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	217
Campos	SC-AR3	C-M-332	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	102
Campos	SC-AR3	C-M-333	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	169
Campos	SC-AR3	C-M-334	Petrobras (100%)	R\$ 54.053	125
Espírito Santo	SES-T4	ES-T-382	Petrobras (100%)	R\$ 10.281	1000
Espírito Santo	SES-T4	ES-T-400	Petrobras (100%)	R\$ 37.769	1000
Espírito Santo	SES-T6	ES-T-486	Petrobras (100%)	R\$ 10.359	1000
Espírito Santo	SES-T6	ES-T-495	Petrobras (100%)	R\$ 21.548	1000
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-183	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-216	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-217	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	153
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-251	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-252	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	153
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-253	Petrobras (100%)	R\$ 20.647	153
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-254	Petrobras (100%)	R\$ 20.647	153
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-286	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-287	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	153
Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-288	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	153



Foz do Amazonas	SFZA-AR1	FZA-M-320	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Foz do Amazonas	SFZA-AR2	FZA-M-321	Petrobras (100%)	R\$ 20.011	15
Jequitinhonha	SJ-AP	J-M-115	Petrobras (100%)	R\$ 7.923.665	1297
Jequitinhonha	SJ-AP	J-M-165	Petrobras (100%)	R\$ 400.208	99
Jequitinhonha	SJ-AP	J-M-3	Petrobras (100%)	R\$ 509.925	298
Jequitinhonha	SJ-AP	J-M-5	Petrobras (100%)	R\$ 2.320.257	1298
Jequitinhonha	SJ-AP	J-M-63	Petrobras (100%)	R\$ 3.317.506	1297
Potiguar	SPOT-T2	POT-T-302	Aurizonia (100%)	R\$ 201.000	2020
Potiguar	SPOT-T2	POT-T-352	Synergy (100%)	R\$ 376.666	1020
Potiguar	SPOT-T2	POT-T-391	Petrobras (100%)	R\$ 661.706	2000
Potiguar	SPOT-T2	POT-T-432	Aurizonia (100%)	R\$ 2.101.000	5020
Potiguar	SPOT-T3	POT-T-353	Synergy (100%)	R\$ 366.666	1000
Potiguar	SPOT-T3	POT-T-354	Synergy (100%)	R\$ 106.666	400
Potiguar	SPOT-T3	POT-T-401	Aurizonia (100%)	R\$ 61.000	20
Potiguar	SPOT-T3	POT-T-402	Aurizonia (100%)	R\$ 60.300	20
Potiguar	SPOT-T4	POT-T-512	Partex (50%) Petrobras (50%)	R\$ 50.021	1000
Potiguar	SPOT-T4	POT-T-558	Partex (50%) Petrobras (50%)	R\$ 30.021	1000
Potiguar	SPOT-T4	POT-T-696	Synergy (100%)	R\$ 210.000	1000
Barreirinhas	SBAR-AR2	BAR-M-355	Aurizonia (100%)	R\$ 21.318	38
Barreirinhas	SBAR-AR2	BAR-M-376	Petrobras (100%)	R\$ 21.318	29
Potiguar	SPOT-T5	POT-T-569	Aurizonia (100%)	R\$ 11.900	10
Potiguar	SPOT-T5	POT-T-614	Aurizonia (100%)	R\$ 30.000	10
Recôncavo	SREC-T2	REC-T-41	Petrobras (100%)	R\$ 340.830	1000
Santos	SS-AP4	S-M-1352	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1354	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1356	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1358	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1478	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1480	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AP4	S-M-1482	Petrobras (100%)	R\$ 153.054	24
Santos	SS-AR3	S-M-449	Petrobras (100%)	R\$ 22.699	32
Santos	SS-AR3	S-M-500	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-501	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-502	Petrobras (100%)	R\$ 22.699	32
Santos	SS-AR3	S-M-554	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-555	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-556	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-557	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR3	S-M-558	Petrobras (100%)	R\$ 22.699	32
Santos	SS-AR3	S-M-610	Maersk AS (100%)	R\$ 746.200	26
Santos	SS-AR3	S-M-611	Maersk AS (60%) Petrobras (40%)	R\$ 350.347	62



Santos	SS-AR3	S-M-612	Petrobras (100%)	R\$ 187.473	140
Santos	SS-AR4	S-M-1031	Newfield (100%)	R\$ 500.967	16
Santos	SS-AR4	S-M-1288	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1289	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1290	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1351	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1410	Petrobras (100%)	R\$ 29.968	138
Santos	SS-AR4	S-M-1411	Petrobras (100%)	R\$ 29.968	175
Santos	SS-AR4	S-M-1414	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1472	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	138
Santos	SS-AR4	S-M-1473	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	138
Santos	SS-AR4	S-M-1477	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1533	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	138
Santos	SS-AR4	S-M-1534	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	138
Santos	SS-AR4	S-M-1538	Petrobras (100%)	R\$ 29.551	32
Santos	SS-AR4	S-M-1593	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	137
Santos	SS-AR4	S-M-1594	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	137
Santos	SS-AR4	S-M-1649	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	137
Santos	SS-AR4	S-M-1650	Petrobras (100%)	R\$ 40.562	137
Santos	SS-AR4	S-M-1705	Petrobras (100%)	R\$ 29.968	137
Santos	SS-AR4	S-M-1706	Petrobras (100%)	R\$ 29.968	137
Santos	SS-AR4	S-M-967	Petrobras (100%)	R\$ 501.031	16



ANEXO 2 – 3^a Rodada Permanente de Partilha – OPPP

Oportunidades para empresas de petróleo

TÍTULO DO PROJETO	Blocos Exploratórios – Offshore (em alto-mar)
Visão Geral do Projeto	Em 2025, está programado mais um leilão, referente ao 3º ciclo da Oferta Permanente – Partilha de Produção (OPPP). Está prevista, neste 3º ciclo, a oferta de 14 blocos offshore: 8 na Bacia de Santos e 6 na Bacia de Campos.
Localização do Projeto	Diversas localidades no território brasileiro.
Site do Projeto	https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/blocos-exploratorios
Setores de Interesse	Exploração de até 14 blocos offshore de petróleo e gás natural, em reservatórios onshore e offshore.
Custo Total do Projeto	Não definido
Modelo de Aquisição / Contrato	Contratos de partilha de produção (PS).
Natureza do Investimento	Direitos de exploração (regime de partilha), com cláusula de extensão em caso de descoberta comercial.
Cronograma	A nova versão do edital está em processo de validação por outras instituições governamentais e sua publicação está prevista para maio de 2025.
Instituição Responsável	ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)



**ANEXO 3 – Fornecimento de bens e serviços para vencedores de blocos
(Empresas de petróleo)**

**Oportunidades para a cadeia de suprimentos de O&G
(óleo e gás)**

Título do Projeto	Fornecimento de bens e serviços (B&S) às empresas de petróleo vencedoras de blocos exploratórios – offshore e onshore
Resumo do projeto	Empresas estrangeiras que buscam novos clientes no mercado brasileiro de óleo e gás (O&G), e que desejam identificar os vencedores das últimas rodadas de licitação, devem considerar que esses vencedores são potenciais clientes. No Capítulo 3 deste relatório, estão listados os nomes dos vencedores das últimas quatro rodadas de licitação.
Localização do projeto	Diversas regiões do território brasileiro.
Site do projeto	https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente/opc/blocos-exploratorios
Setores de interesse	Cadeia de suprimentos, com oportunidades para fornecedores de bens e serviços.
Custo total do projeto	Não definido.
Modelo de contratação / fornecimento	Não definido.
Natureza do investimento	Não aplicável.
Prazo	Demandas contínuas, em várias etapas do desenvolvimento dos blocos.
Instituição responsável	Empresas de petróleo vencedoras das rodadas de licitação.



ANEXO 4 – Fornecimento de bens e serviços para produtores, importadores, transportadores e distribuidores de gás natural

Oportunidades para a cadeia de suprimentos de óleo e gás (O&G)

Título do projeto	Fornecimento de bens e serviços (B&S) para produtores, importadores, transportadores e distribuidores de gás natural (GN)
Resumo do projeto	<p>Empresas estrangeiras que buscam novos clientes no mercado brasileiro de óleo e gás (O&G), e que desejam identificar os potenciais compradores, devem considerar as seguintes áreas como oportunidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Componentes e equipamentos: • manômetros, válvulas, conectores, tubulações, revestimentos, proteção anticorrosiva, sistemas de detecção de vazamentos, automação e controle, sistemas de compressão, equipamentos de armazenamento, city-gates, pigs, pigs instrumentados, sistemas de gaseificação e desgaseificação, monitoramento por imagem aérea, medidores residenciais e comerciais, entre outros. • Serviços e infraestrutura: • manutenção de dutos, instalação de gasodutos, inspeção de tubulações, calibração, medição, serviços de pigging, transporte de gás natural, monitoramento de faixas de dutos (instrumentação e imagens aéreas), fotografia espectral, análise de imagens e dados geológicos, instalação e manutenção de redes urbanas de gás, etc. <p>Os nomes dos produtores de GN, importadores, transportadores e distribuidores estão mencionados no Capítulo 4 deste relatório.</p>
Localização do projeto	Diversas regiões do território brasileiro.
Site do projeto	www.abegas.org.br
Setores de interesse	Cadeia de suprimentos – oportunidades para fornecedores de bens e serviços. No caso das distribuidoras, o número de itens demandados (peças para novos projetos e reparos) é muito grande (manômetros, conectores, tubos etc.), porém os itens são geralmente de menor complexidade. As distribuidoras de gás gerenciam sua própria cadeia de suprimentos de forma independente — ou seja, novos fornecedores devem escolher com quais empresas desejam iniciar suas operações no Brasil
Custo total do projeto	Não definido.
Modelo de contratação / fornecimento	Não definido.
Natureza do	Não aplicável.



investimento	
Prazo	Demandas contínuas, em diversos segmentos da indústria de gás natural, distribuídas entre diferentes empresas.
Instituição responsável	Produtores, importadores, transportadores e distribuidores de gás natural



ANEXO 5 – Negócios de gás natural

Oportunidades para empresas de petróleo e transportadoras de gás natural

Título do projeto	Produção, transporte, importação e armazenamento de gás natural (GN)
Resumo do projeto	A chamada "Lei do Gás", recentemente implementada, está movimentando o mercado de gás natural no Brasil, tornando o segmento mais ágil e transparente, e abrindo diversas oportunidades de negócios para produtores (empresas de petróleo), importadores e transportadores. <ul style="list-style-type: none">• Estabelecer parcerias com os vencedores de blocos exploratórios• Adquirir novos blocos nas rodadas de licitação da ANP• Adquirir ativos atualmente pertencentes a outras empresas de petróleo• Estabelecer uma rota de importação de GNL para o Brasil• Instalar um terminal de regaseificação ou firmar parceria com um terminal existente• Identificar parceiros locais (ou instalar estrutura própria) para armazenamento de gás natural
Localização do projeto	Diversas regiões do território brasileiro.
Sites do projeto	www.abegas.org.br www.atgas.org.br www.abep.org.br https://abrace.org.br https://abraceel.com.br https://abrajet.com.br www.gov.br/anp www.atgas.org.br
Setores de interesse	Produção, transporte, importação e armazenamento de gás natural.
Custo total do projeto	Não definido.
Modelo de contratação / fornecimento	Não definido.
Natureza do investimento	Não definido.
Prazo	Em andamento
Instituição responsável	Empresas de petróleo, transportadoras, operadoras de terminais, operadoras de gasodutos, entre outras.



ANEXO 6 – Transporte marítimo e transporte por duto

Oportunidades para estaleiros e a cadeia de suprimentos (bens e serviços)

Título do projeto	Renovação e manutenção da frota da TRANSPETRO e demandas de outros transportadores.
Visão geral do projeto	<p>A TRANSPETRO é a maior empresa de transporte do segmento de petróleo e gás (O&G). Conforme descrito neste relatório, a empresa contratou recentemente (com licitação iniciada no final de 2024) a construção de novos navios para transporte de petróleo, e outros contratos ainda estão por vir, abrindo oportunidades para estaleiros (construção) e para a cadeia de suprimentos (fornecimento de bens e serviços).</p> <p>Outra oportunidade de negócios relevante com a TRANSPETRO está na manutenção da frota (incluindo serviços de grande porte, como revisão geral de navios e docagem) e na manutenção da malha de dutos. As oportunidades mais frequentes (e relevantes para fornecedores estrangeiros) são:</p> <p>Transporte Marítimo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Manutenção de sistemas navais; • Aquisição de peças de reposição navais; • Inspeção e certificação; • Agenciamento marítimo e serviços portuários. <p>Departamento Corporativo e Jurídico</p> <ul style="list-style-type: none"> • Segurança patrimonial; • Suporte técnico e administrativo; • Treinamentos; • Assessoria jurídica. <p>Dutos e Terminais</p> <ul style="list-style-type: none"> • Manutenção/aquisição de sistemas industriais; • Aquisição de peças e equipamentos; • Suporte técnico e administrativo; • Manutenção de tanques e esferas; • Manutenção mecânica, elétrica e de instrumentação. <p>Financeiro</p> <ul style="list-style-type: none"> • Suporte técnico e administrativo; • Serviços de apoio contábil; • Seguros; • Auditoria e avaliação.
Localização do Projeto	Diversas localidades em todo o território brasileiro.
Site do Projeto	www.transpetro.com.br Other 5 pipeline transporters mentioned herein (chapter 4).
Setores de Interesse	Transporte por navios e dutos.



Custo Total do Projeto	Não definido.
Modelo de Contratação / Aquisição	https://transpetro.com.br/transpetroinstitucional/negocios/canal-do fornecedor.htm
Natureza do Investimento	Não definida.
Cronograma	Em andamento.
Instituições Responsáveis	TRANSPETRO (navios e dutos). As outras 5 empresas de transporte por dutos são mencionadas no Capítulo 4 deste relatório.



ANEXO 7 – Segmento de refinaria

Oportunidades para a cadeia de suprimentos (bens e serviços)

Título do projeto	Fornecimento de bens e serviços para o segmento de refino
Visão Geral do Projeto	A PETROBRAS continua sendo a maior empresa de refino do Brasil, tanto em número de instalações quanto em capacidade de processamento. Atualmente, os ativos de refino que pertenciam à PETROBRAS são operados por empresas privadas, conforme descrito neste relatório. Os processos de contratação variam entre essas empresas, o que significa que os novos fornecedores devem se registrar e negociar individualmente com cada uma delas. No entanto, há oportunidades em todas as refinarias (as instalações são antigas, mas estão muito bem conservadas).
Localização do Projeto	Diversas localidades em todo o território brasileiro, conforme mencionado no Capítulo 5.
Site do Projeto	www.petrobras.com.br Outras empresas petrolíferas também são mencionadas neste relatório (Capítulo XX).
Setores de Interesse	Transporte por navios e dutos.
Custo Total do Projeto	Não definido.
Modelo de Contratação / Aquisição	www.petrobras.com.br www.petronect.com.br (cadastro como fornecedor da Petrobras)
Natureza do Investimento	Não definida.
Cronograma	Em andamento.
Instituições Responsáveis	www.petrobras.com.br Outras empresas petrolíferas mencionadas neste relatório (Capítulo 5).



ANEXO 8 – PRODUÇÃO DA CAMADA DO PRÉ-SAL

Oportunidades para as empresas de petróleo, cadeia de suprimentos e negociantes de petróleo bruto e gás

Título do projeto	Produção na camada do pré-sal e oportunidades de negócios em diversas áreas
Visão Geral do Projeto	A PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.) é responsável por parte da produção na camada do pré-sal, conduzindo leilões de petróleo cru e gás natural (voltados para empresas petrolíferas e traders), licitações de blocos do pré-sal (para empresas de petróleo), gerando assim oportunidades de negócios para a cadeia de suprimentos junto às petrolíferas e operadoras offshore.
Localização do Projeto	Águas profundas na área do polígono do pré-sal (offshore).
Site do Projeto	www.presalpetroleo.gov.br
Setores de Interesse	<ul style="list-style-type: none">• Produção offshore em águas ultraprofundas (E&P)• Comercialização de petróleo e gás• EPC para estaleiros, contratados por petrolíferas e operadoras• Cadeia de suprimentos para estaleiros (construção), petrolíferas e operadoras (operação)
Custo Total do Projeto	Não definido.
Modelo de Contratação / Aquisição	Depende do tipo de negócio.
Natureza do Investimento	Não definida.
Cronograma	Em andamento.
Instituições Responsáveis	www.presalpetroleo.gov.br



ANEXO 9 – Principais projetos da PETROBRAS

Título do projeto	Unidade de Lubrificantes
Visão Geral do Projeto	Construção de uma fábrica de lubrificantes, com base nas conexões do Cluster Gaslub da Petrobras, próximo à cidade de Itaboraí, no centro do Estado do Rio de Janeiro, com a Refinaria Reduc (Duque de Caxias). A iniciativa permitirá a produção de lubrificantes e combustíveis de alta qualidade a partir de produtos intermediários da refinaria. O Gaslub da Petrobras está em construção e será abastecido com gás natural proveniente dos campos do pré-sal.
Localização do Projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/polo-gaslub-itaborai.htm
Setores de Interesse	Lubrificantes; Refino; Petróleo
Custo Total do Projeto	US\$ 1,5 bilhão
Modelo de Contratação / Aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do Investimento	Público
Fase do Projeto	Fase de pesquisa
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Usina Termelétrica a Gás Natural
Visão Geral do Projeto	Construção de uma usina termelétrica a gás natural no Complexo Boaventura da Petrobras, próximo à cidade de Itaboraí, no centro do Estado do Rio de Janeiro. O Complexo Boaventura está em construção e será abastecido com gás natural produzido nos campos do pré-sal. Atualmente, uma unidade de processamento de gás natural já está em operação em fase inicial.
Localização do Projeto	Área terrestre do Estado do Rio de Janeiro
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/nossas-atividades/
Setores de Interesse	Geração de energia elétrica
Custo Total do Projeto	Não definido
Modelo de Contratação /	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/



Aquisição	
Natureza do Investimento	Privado
Fase do Projeto	Fase de contratação
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Usina Termelétrica do Gaslub
Visão Geral do Projeto	Usina termelétrica movida a gás natural no Hub Gaslub da Petrobras.
Localização do Projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/polo-gaslub-itaborai.htm
Setores de Interesse	Geração de energia
Custo Total do Projeto	Não aplicável
Modelo de Contratação / Aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do Investimento	Público
Fase do Projeto	Em avaliação
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Poços Exploratórios
Visão Geral do Projeto	Perfuração de 51 poços exploratórios no período de 2025 a 2029.
Localização do Projeto	Brasil (onshore e offshore), Argentina (onshore), Bolívia (onshore), Colômbia (offshore), São Tomé e Príncipe (offshore) e África do Sul (offshore).
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de Interesse	Petróleo e gás natural
Custo Total do Projeto	US\$ 7,9 bilhões
Modelo de Contratação /	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/



Aquisição	
Natureza do Investimento	Privado
Fase do Projeto	Já licenciado
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Paradas de Manutenção nas Refinarias
Visão Geral do Projeto	Diversas paradas de manutenção (turnarounds) programadas nas refinarias da Petrobras.
Localização do Projeto	Vários estados brasileiros
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de Interesse	Petróleo e gás natural
Custo Total do Projeto	US\$ 3,8 bilhões
Modelo de Contratação / Aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do Investimento	Privado
Prazo / Cronograma	2025 - 2029
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Projeto Piloto Sururu Central
Visão Geral do Projeto	Fase inicial de produção do campo de petróleo Sururu Central, com início das operações previsto para 2027.
Localização do Projeto	Offshore – Estado do Rio de Janeiro
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setor de Interesse	Petróleo
Custo Total do Projeto	US\$ 5 bilhões
Modelo de Contratação / Aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do Investimento	Privado
Fase do Projeto	Já licenciado
Instituição Responsável	Petrobras



Título do projeto	Revitalização de Tupi 1
Visão Geral do Projeto	Desenvolvimento adicional da área do campo de Tupi – Fase 1.
Localização do Projeto	Offshore – Estado do Rio de Janeiro
Site do Projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setor de Interesse	Petróleo
Custo Total do Projeto	Não aplicável
Modelo de Contratação / Aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do Investimento	Privado
Fase do Projeto	Já licenciado
Instituição Responsável	Petrobras

Título do projeto	Búzios 12
Visão Geral do Projeto	12ª fase de desenvolvimento do campo de Búzios, com início das operações previsto para 2027.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de contratação / compras	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Já licenciado
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Búzios 10
Visão geral do projeto	10ª fase de desenvolvimento do campo de Búzios, com início das operações previsto para 2027.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de	De acordo com as regras disponíveis em:



contratação / compras	https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Já licenciado
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Búzios 11
Visão geral do projeto	11ª fase de desenvolvimento do campo de Búzios, com início das operações previsto para 2027.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de contratação / compras	De acordo com as regras disponíveis em: https://canalfornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Já licenciado
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Búzios 8
Visão geral do projeto	8ª fase de desenvolvimento do campo de Búzios, com início das operações previsto para 2026.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de contratação / compras	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Já licenciado
Instituição responsável	Petrobras



Título do projeto	Búzios 9
Visão geral do projeto	9ª fase de desenvolvimento do campo de Búzios, com início das operações previsto para 2026.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de contratação / compras	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Já licenciado
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Atapu 2
Visão geral do projeto	Second phase of the development of Atapu field, to start operations in 2029.
Local do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de contratação / compras	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo	Fase de contratação
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Sépia 2
Visão geral do projeto	Segunda fase de desenvolvimento do campo de Sépia, com início das operações previsto para 2027.
Local do projeto	Offshore no estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://petrobras.com.br/en/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	Não divulgado



Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Licenciado
Instituição	Petrobras

Título do projeto	Plano de Desmobilização da Bacia de Campos
Visão geral do projeto	Descomissionamento de 327 poços em 2026 e 2027.
Local do projeto	Offshore no estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.firjan.com.br
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 2,87 bilhões
Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2026 / 2027
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Plano de Desmobilização da Bacia de Santos
Visão geral do projeto	Descomissionamento de 11 poços em 2026 e 2027.
Local do projeto	Offshore no estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.firjan.com.br
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 247 Mi
Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2026 / 2027
Instituição responsável	Petrobras



TÍTULO DO PROJETO	Plano de Desmobilização da Bacia de Campos
Resumo do projeto	Descomissionamento de 327 poços em 2025.
Localização do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.firjan.com.br
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 1,512 bilhões

Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo / Cronograma	2025
Instituição responsável	Petrobras / Shell

Título do projeto	Plano de Desmobilização da Bacia de Santos
Visão geral do projeto	Descomissionamento de 11 poços em 2025.
Localização do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.firjan.com.br
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 204 milhões
Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo / Cronograma	2025
Instituição responsável	Petrobras / Shell

Título do projeto	Revitalização do Sistema de Produção de Albacora
Visão geral do projeto	Construção de um FPSO para operar no Campo de Albacora e também produzir no Campo de Forno, com capacidade para produzir 120.000 barris/dia de petróleo e 6 milhões de m ³ /dia de gás natural, com início das operações previsto para após 2030.
Localização do projeto	Offshore do Estado do Rio de Janeiro



Site do projeto	https://www.firjan.com.br
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 3,2 bilhões
Modelo de contratação / aquisição	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Prazo / Cronograma	Llicitação em andamento
Instituição responsável	Petrobras

Projeto Proposto	Expansão do Coprocessamento na Reduc
Visão geral do projeto	Expansão da capacidade de produção de combustível da Refinaria Reduc para produzir diesel a partir do coprocessamento de petróleo e óleos vegetais.
Localização proposta do projeto	Duque de Caxias, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto proposto	https://www.firjan.com.br/firjan
Setores de interesse	Petróleo e Biocombustíveis
Custo total estimado do projeto	US\$ 146,2 milhões
Modelo de aquisição / contrato	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2025
Instituição responsável	Petrobras

Projeto Proposto	Modernização da Refinaria Henrique Lages (Revap)
Visão geral do projeto	Reforma da Unidade de Hidrotratamento para aumentar a produção de Diesel S-10
Localização proposta do projeto	São José dos Campos, Estado de São Paulo
Site do projeto proposto	petrobras.com.br
Setores de interesse	Refino
Custo total estimado do projeto	US\$ 49,3 milhões



Modelo de aquisição / contrato	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2026
Instituição responsável	Petrobras

Projeto proposto	Nova Unidade HDT na Refinaria de Paulínia (Replan)
Visão geral do projeto	Construção de uma nova unidade de hidrotratamento de diesel (HDT) na Refinaria de Paulínia (Replan)
Localização proposta do projeto	Paulínia, Estado de São Paulo
Site do projeto proposto	petrobras.com.br
Setores de interesse	Refino
Custo total estimado do projeto	US\$ 458 milhões
Modelo de aquisição / contrato	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2025
Instituição responsável	Petrobras



ANEXO 10 – SINAVAL – Construção Naval

Oportunidades para os estaleiros e sua cadeia de suprimentos

Título do projeto	Novas demandas de FPSOs e embarcações de apoio offshore
Visão geral do projeto	<p>O Brasil está enfrentando um cenário diferente dos últimos 10 anos, com o aumento das demandas no segmento de construção naval. As empresas participantes deste setor atualmente estão buscando parcerias.</p> <p>Os resultados dessas parcerias têm potencial para atender às demandas locais e possibilitar a exportação de produtos da construção naval. A estratégia é mapear a complementaridade entre as indústrias, criando competências em conjunto e elevando o consórcio ao nível internacional de competitividade.</p> <p>A visão atual é que o reaquecimento da construção naval no Brasil abriu espaço para a busca de parceiros que se complementem para atender aos novos requisitos dos projetos, após mais de uma década de desmobilização.</p>
Localização do projeto	Nas localidades dos estaleiros (ver mapas no Capítulo 9)
Site do projeto	www.sinaval.org.br
Setores de interesse	<ul style="list-style-type: none"> • Construção de FPSOs • Construção de embarcações de apoio offshore (PSV, RSV, OSRV, etc.) • Equipamentos para o topo de FPSOs • Equipamentos para operações específicas de embarcações de apoio (como guindastes, sistemas DP, ROSVs, etc.) • Fornecimento de bens e serviços para estaleiros que constroem FPSOs e navios
Custo total do projeto	Não definido
Modelo de aquisição / contrato	Dependendo do negócio
Natureza do investimento	Noão definida
Cronograma	Em andamento
Instituições responsáveis	www.sinaval.org.br

ANEXO 11 – PRINCIPAIS INFORMAÇÕES SOBRE ESTALEIROS (FONTE – SINAVAL)

Oportunidades de investimento e negócios na Indústria Brasileira de Óleo e Gás



Company name	Latitude	Capacity of FPU fuel storage (m³)	Capacity of ship fuel storage (m³)	Capacity for supporting vessel operation (m³)	Capacity for module storage (m³)	Decommissioning	Decontamination capacity (t/h)	Repair capacity (t/h)	Liquid loading dock (t/h)	Number of dry docks	Wet process capacity (barrels/h)	Quay capacity (m)	Crane capacity (ton)	Lifting devices and capacity (ton)	Dry dock size (m)	Investment (USD)	Date
ATLÂNTICO SUL	Huge	yes	yes	yes	yes	no	no	yes	no in ft.	1, dry dock	72,000	750	10,5	Gantry 27 t/ft	70 x 400	1,620,000	PE
ALINCA	Medium	no	no	yes	no	no	no	yes	yes in ft.	-	1,000	0	0	no in ft.	-	-	BR
ARSENAL DE MARINHA	Medium	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no	no in ft.	3 dry docks	-	570	0	no in ft.	32,5 x 250	-	BR
BRASÍA	Huge	no	no	no	yes	no	no	no	no in ft.	1, floating dock	-	0	0	no in ft.	not available	-	BR
BRASPELS	Huge	no	yes	yes	yes	no	no	yes	yes in ft.	1, dry dock	34,000	364	0	gantry crane 20 t/ft	70 x 80	1,000,000	BR
CAMCOR	Medium	no	no	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	yes	no in ft.	-	150	0	0	no in ft.	-	2,600	BR
DETROIT	Medium	no	no	yes	no	no	no	yes	yes in ft.	1, dry dock	12,000	180	0	Zeranes 250 t, 1 crane 450 t	23 x 110	12,000	SC
DOCK BRASIL BNG SERVIÇOS	Medium	no	no	no	yes	no	no	yes	yes in ft.	0	360	400	0	5 cranes 250 t, 3 cranes 75 t	not appl.	-	BR
EIR	Huge	no	no	no	yes	no	yes	no	no in ft.	yes in ft.	32,000	550	12	no in ft.	not available	1,620,000	RS
EISA	Huge	no	yes	yes	yes	no	yes	yes	yes in ft.	1, dry dock	15,000	200	0	no in ft.	no in ft.	-	BR
ENAVAI	Small	no	no	no	yes	no	yes	no	no in ft.	no in ft.	240	0	0	no in ft.	no in ft.	12,500	BR
ENSEDA	Huge	no	yes	yes	yes	yes	yes	yes	no in ft.	1, dry dock	36,000	57	0	10 t	85 x 25 t	1,177,000	BA
INACIE	Medium	no in ft.	no in ft.	yes	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no	no in ft.	-	0	0	0	no in ft.	-	-	CE
INHALMA	Huge	no	no	no	yes	yes	yes	yes	yes in ft.	1, dry dock	-	300	0	2 cranes 100 t	25 x 160	32,000	BR
ITABAU CONSTRUÇÕES NAVENS	Medium	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no	no in ft.	1, service lift	-	0	0	no in ft.	no in ft.	-	BR
JURONG Azuriz	Huge	no	no	no	yes	no	yes	yes	yes in ft.	1, floating dock (Synthetic)	48,000	522	10	gantry crane 320 t/ft, shore crane 350 t	70 x 320	82,500	ES
MAC LAREN - LIMA CONSOLADA	Medium	no	no	yes	yes	yes	yes	yes	yes in ft.	1, dry dock	15,000	454	9	no in ft.	75,000	-	BR
MAC LAREN - PONTE D'AREIA	Small	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no	no in ft.	no in ft.	15,000	396	8	no in ft.	no in ft.	25,000	BR
MALÁ	Huge	no	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes in ft.	1, dry dock	23,000	396	0	Pelican 2000 t	23 x 165	19,000	BR
MALIA (Belo do Caju)	Small	no	no	no	yes	no	yes	no	no in ft.	0	-	0	0	no in ft.	not appl.	6,500	BR
METIBA	Medium	no	no	no	yes	no	no	no	no in ft.	1, dry dock	12,000	0	0	no in ft.	no in ft.	10,000	RS
MILUCERVO (SÃO JOSÉ DO RIO PRETO)	Small	no	no	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no in ft.	no	no in ft.	no in ft.	-	0	0	no in ft.	no in ft.	-	BR
NABHP	Medium	no	no	yes	no	no	no	yes	no in ft.	no in ft.	15,000	290	0	no in ft.	no in ft.	-	SC
NUCLEP	Medium	no	no	no	yes	yes	no	no	no in ft.	no in ft.	-	0	0	no in ft.	no in ft.	-	BR
PORTO DO NORTE	Huge	no	no	no	yes	yes	yes	yes	no in ft.	no in ft.	-	400	13	no in ft.	no in ft.	-	BR
QD	Huge	no	no	no	yes	no	no	no	no in ft.	yes in ft.	-	0	0	no in ft.	not available	-	RS
RENNIE	Huge	no	no	yes	no	no	no	yes	no in ft.	2, dry docks	24,000	0	0	no in ft.	27 x 184 and 17,7 x 106	-	BR
RIG ECONIX	Huge	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes	yes in ft.	1, dry dock	4,500	395	12	gantry crane 60 t/ft and 2 200 t	130 x 350	80,000	RS
RIO MAGUIRA	Medium	no	no	yes	no	no	yes	yes	yes in ft.	no in ft.	-	0	0	no in ft.	no in ft.	-	PA
SÃO MIGUEL	Medium	no	no	yes	yes	no	no	yes	no in ft.	1, dry dock	20,0	160	6	200	26 x 106	25,000	BR
SETRUM SINGAPURA	Small	no	no	yes	yes	no	no	yes	no in ft.	no in ft.	6,400	390	6	gantry crane 120 t	no in ft.	75,000	SC
TECHINT	Medium	no	no	no	yes	yes	no	yes	no in ft.	no in ft.	15,000	0	0	no in ft.	no in ft.	-	FR
UTC	Medium	no	no	no	yes	yes	no	yes	no in ft.	no in ft.	-	40	5,5	not applicable	no in ft.	40,000	BR
VARD PRO MAR (PERNAWAU LTD)	Huge	no	no	yes	no	no	no	no	no in ft.	1, floating dock (Synthetic)	18,000	195	0	2 x 270 t, gantry crane 30 t/ft	3,5 x 151	20,000	PE
WILSON DOIS	Small	no	no	yes	no	no	no	yes	no in ft.	1, dry dock	12,000	100	0	gantry crane 80 t/ft or 40 t	26 x 140	19,000	SP



ANEXO 12 – Oportunidades previstas pelas federações de indústria

Título do projeto	Unidade de Processamento de Gás Natural do Açu – Rota 6b
Visão geral do projeto	Construção de uma unidade de processamento de gás natural para atender à Rota 6b.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	Não disponível
Setores de interesse	Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 0,52 bilhão
Modelo de aquisição / contrato	Não disponível
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Fase de pesquisa
Instituição responsável	Porto do Açu

Título do projeto	Unidade de Processamento de Gás Natural do Porto de Itaguaí – Rota 4b
Visão geral do projeto	Construção de uma unidade de processamento de gás natural para atender à Rota 4b.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural
Setores de interesse	Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 0,7 bilhão
Modelo de aquisição / contrato	Não disponível
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em avaliação
Instituição responsável	Equinor



Título do projeto	Gasoduto da Rota 4b
Visão geral do projeto	Construção de um gasoduto a partir dos campos de Bacalhau e Norte de Bacalhau (Área do Pré-Sal) até o Porto de Itaguaí, próximo à cidade do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.equinor.com.br/petroleo-e-gas-natural
Setores de interesse	Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 186,5 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privada
Prazo	2028
Instituição responsável	Equinor

Título do projeto	Gasoduto da Rota 6b
Visão geral do projeto	Construção de um gasoduto a partir do bloco BM-C-30 (águas ultraprofundas da Bacia de Campos) até o Porto do Açu, no Estado do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Offshore – Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	Não disponível
Setores de interesse	Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 94,6 bilhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em avaliação
Instituição responsável	Não definida

Título do projeto	Gasoduto São João da Barra/RJ – Macaé/RJ
Visão geral do projeto	Construção de um gasoduto que conecta o terminal de GNL do Porto do Açu, em São João da Barra (RJ), à rede existente de gás natural em Macaé, também no Estado do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.epe.gov.br
Setores de interesse	Transporte de gás natural
Custo total do projeto	R\$ 2,0 bilhões
Modelo de aquisição /	Não definido



contrato	
Natureza do investimento	Investimento futuro, provavelmente privado
Cronograma	Fase de pesquisa
Instituição responsável	GNA – Gás Natural Açu

Título do projeto	Gasodutos para Projetos Offshore na Área do Pré-Sal (Bacias de Campos e Santos)
Visão geral do projeto	Construção de gasodutos de produção e de escoamento de gás natural para conectar novos projetos de exploração com produção de gás associado nas Bacias de Campos e Santos, no estado do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.epe.gov.br
Setores de interesse	Coleta e processamento da produção de gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Público e privado
Cronograma	Fase de pesquisa
Instituição responsável	Não definida

Título do projeto	Projeto de Conexão do Açu a um Gasoduto de Transporte
Visão geral do projeto	Construção do Gasoduto de Integração do Norte Fluminense (GASINF), um gasoduto de transporte que conecta o gasoduto da NTS ao Terminal de Cabiúnas, com capacidade de 40 milhões de m ³ /dia e 101 km de extensão; ou construção do Gasoduto Goytacazes (GASOG), um gasoduto de transporte que conecta o gasoduto da TAG ao GASCAV, com capacidade de 20 milhões de m ³ /dia e 45 km de extensão.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gna.com.br/ GNA vai contratar estudos com a TAG e NTS para a construção de gasoduto – Petróleo Hoje (editorabrasilenergia.com.br)
Setores de interesse	Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 400.000 para a fase de estudos GASINF: US\$ 0,393 bilhão para a construção
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Fase de estudos
Instituição responsável	GNA – Gás Natural Açu



Título do projeto	Usina Termelétrica Norte Fluminense II
Visão geral do projeto	O projeto compreende três turbinas a gás e uma turbina a vapor em ciclo combinado; um gasoduto dedicado de 17,7 km de extensão; um adutor e emissário de efluentes de 6,7 km; e uma linha de transmissão de 500 kV, que conectará duas subestações em Campos dos Goytacazes à futura Subestação Lagos, em Rio das Ostras.
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.edfnortefluminense.com.br/nf2/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Projeto licenciado
Instituição responsável	Electricité de France - EDF

Título do projeto	Usinas Termelétricas Nossa Senhora de Fátima 1, 2 e 3
Visão geral do projeto	O projeto compreende três usinas termelétricas a gás natural, com capacidade total de geração de 1,48 GW.
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://eneva.com.br/en/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Projeto licenciado
Instituição responsável	Eneva



Título do projeto	Usina Termelétrica Jaci
Visão geral do projeto	Capacidade de geração de 0,61 GW.
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://globalparticipacoesenergia.com.br/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em fase de licenciamento
Instituição responsável	Global Participações em Energia S.A. – GPE

Título do projeto	Usina Termelétrica Tupã
Visão geral do projeto	Capacidade de geração de 1,85 GW.
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://globalparticipacoesenergia.com.br/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em fase de licenciamento
Instituição responsável	Global Participações em Energia S.A. – GPE

Título do projeto	Projeto das Usinas Termelétricas Litos 1, 2, 3 e 4
Visão geral do projeto	Quatro usinas termelétricas com capacidade total de geração de 5,27 GW.
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	Não disponível
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em fase de licenciamento
Instituição responsável	Litos Energia Ltda.



Título do projeto	Usinas Termelétricas GNA II, III e IV
Visão geral do projeto	GNA II: capacidade de geração de 1,7 GW GNA III e IV: capacidade de geração total de 3,4 GW
Localização do projeto	São João da Barra, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gna.com.br/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	US\$ 5 bilhões* *Taxa de câmbio: R\$ 5,09/US\$ em 25 de janeiro de 2023
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	GNA II: em construção GNA III e IV: projeto licenciado
Instituição responsável	Gás Natural Açu – GNA

Título do projeto	Usinas Termelétricas Marlim Azul, Vale Azul II e III
Visão geral do projeto	Marlim Azul: capacidade de geração de 0,56 GW Vale Azul II e III: capacidade total de geração de 1,2 GW
Localização do projeto	Macaé, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://grupovaleazul.com.br/projetos/
Setores de interesse	Geração de energia; Gás natural
Custo total do projeto	Não disponível
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Marlim Azul: em construção Vale Azul II e III: projeto licenciado
Instituição responsável	Marlim Azul: Marlim Azul Energia Vale Azul II e III: Grupo Vale Azul



Título do projeto	Rede de Distribuição de Gás da CEG
Visão geral do projeto	Expansão da rede de distribuição na região metropolitana do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.naturgy.com.br
Setores de interesse	Infraestrutura
Custo total do projeto	US\$ 96,1 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em andamento
Instituição responsável	Naturgy

Título do projeto	Rede de Distribuição de Gás da CEG Rio
Visão geral do projeto	Expansão da rede de distribuição em áreas não metropolitanas do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.naturgy.com.br
Setores de interesse	Infraestrutura
Custo total do projeto	US\$ 20,2 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Not defined
Natureza do investimento	Private
Cronograma	Running
Instituição responsável	Naturgy

Título do projeto	Expansão da Ecomp Campos Elíseos
Visão geral do projeto	Expandir a unidade de compressão em Campos Elíseos, no estado do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Rio de Janeiro
Site do projeto	https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/ea6d235f-ebee-4bf5-82bc-6bc5698718c1/d1b2c750-c548-d17f-0f40-d9b21cc42ee2?origin=1
Setores de interesse	Infraestrutura
Custo total do projeto	US\$ 118,5 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado



Cronograma	2026
Instituição responsável	NTS

Título do projeto	Expansão da Ecomp Japeri
Visão geral do projeto	Expansão da unidade de compressão em Japeri, Estado do Rio de Janeiro.
Localização do projeto	Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://br.linkedin.com/posts/nts-nova-transportadora-do-sudeste_nts-investe-r-75-bi-em-novos-projetos-activity-7065319040272994304-vkDX
Setores de interesse	Infraestrutura
Custo total do projeto	US\$ 118,5 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2026
Instituição responsável	NTS

Título do projeto	Projeto Spot no Porto do Açu
Visão geral do projeto	Construção de 12 tanques de óleo, com capacidade total de 5,7 mil barris, e dois dutos.
Localização do projeto	São João da Barra, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.prumologistica.com.br/pt/como-atuamos/petroleo/
Setores de interesse	Petróleo
Custo total do projeto	US\$ 0,48 bilhão
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	Em construção
Instituição responsável	Prumo Logística



Título do projeto	Expansão do Coprocessamento da Reduc
Visão geral do projeto	Expansão da capacidade de produção de combustíveis da Refinaria Reduc para produção de diesel a partir do coprocessamento de petróleo e óleos vegetais.
Localização do projeto	Duque de Caxias, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.firjan.com.br/firjan
Setores de interesse	Setores de interesse Petróleo e Biocombustíveis
Custo total do projeto	US\$ 146,2 milhões
Modelo de aquisição / contrato	De acordo com as regras disponíveis em: https://canal fornecedor.petrobras.com.br/pt/
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2025
Instituição responsável	Petrobras

Título do projeto	Expansão da Unidade de Rerrefino de Óleo Lubrificante Usado ou Contaminado para Produção de Óleo Básico
Visão geral do projeto	Expansão da capacidade atual de rerrefino em mais 50%, em Lençóis Paulista, Estado de São Paulo, para alcançar uma produção total de 360 milhões de litros de óleo básico.
Localização do projeto	Lençóis Paulista, Estado de São Paulo
Site do projeto	https://www.lwart.com.br/projeto-h/
Setores de interesse	Lubrificantes
Custo total do projeto	US\$ 197,5 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2026
Instituição responsável	Lwart Soluções Ambientais



Título do projeto	Bloco Ágata
Visão geral do projeto	Atividades de exploração e produção no Bloco Ágata, sob regime de partilha de produção.
Localização do projeto	Bacia de Santos, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/open-acreage/open-acreage
Setores de interesse	Petróleo e Gás
Custo total do projeto	US\$ 11,89 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2030
Instituição responsável	Não aplicável

Título do projeto	Bloco Cruzeiro do Sul
Visão geral do projeto	Atividades de exploração e produção em um bloco, sob regime de partilha de produção.
Localização do projeto	Bacia de Santos, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/open-acreage/open-acreage
Setores de interesse	Petróleo e Gás
Custo total do projeto	US\$ 25,8 milhões
Modelo de aquisição / contrato	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Cronograma	2030
Instituição responsável	Não aplicável



Título do projeto	Bloco Itaimbezinho
Visão geral do projeto	Exploração e produção no Bloco Itaimbezinho, sob regime de partilha de produção.
Localização do projeto	Bacia de Campos, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/open-acreage/open-acreage
Setores de interesse	Petróleo e Gás
Custo total do projeto	US\$ 3,01 milhões
Modelo de contratação / aquisição	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Prazo	2030
Instituição Responsável	NA

Título do projeto	Bloco Jade
Visão geral do projeto	Exploração e produção no Bloco Jade, sob regime de partilha de produção.
Localização do projeto	Bacia de Santos, Estado do Rio de Janeiro
Site do projeto	https://www.gov.br/anp/en/rounds-anp/open-acreage/open-acreage
Setores de interesse	Óleo e Gás
Custo total do projeto	US\$ 20,1 milhões
Modelo de contratação / aquisição	Não definido
Natureza do investimento	Privado
Prazo	2030
Instituição Responsável	NA



ANEXO 13 – Projetos de P&D

Oportunidades para as empresas de petróleo e para a cadeia de suprimentos

Título do projeto	Projetos de P&D e Inovação
Visão geral do projeto	<p>As obrigações contratuais da ANP relacionadas a investimentos em P&D estão vinculadas aos contratos de E&P (Exploração e Produção), especialmente em grandes campos produtores, e representam valores expressivos (1% dos recursos provenientes da produção de petróleo e gás).</p> <p>As empresas de petróleo gerenciam esses valores e os investem em projetos de P&D (soluções de engenharia, inovação, infraestrutura de P&D, fabricação de lotes-piloto de produtos, testes laboratoriais, testes de campo etc.).</p> <p>A equipe da ANP aprova e/ou avalia cada projeto proposto, acompanhando seu desenvolvimento e a aplicação dos recursos.</p> <p>A política da ANP visa aumentar as competências industriais no Brasil, o que significa que a aplicação dos recursos é direcionada para instituições brasileiras de P&D e fornecedores brasileiros de bens e serviços.</p> <p>Empresas estrangeiras podem participar dos projetos em desenvolvimento em parceria com empresas brasileiras ou entidades brasileiras de P&D.</p>
Localização do projeto	Empresas de petróleo mencionadas no Capítulo 12 - Tabela 12.1
Site do projeto	www.anp.gov.br
Setores de interesse	<ul style="list-style-type: none"> • Inovação aplicada diretamente à indústria de petróleo e gás, <ul style="list-style-type: none"> i. Exploração e Produção (E&P), Refino, Transporte, Proteção Ambiental, Segurança Operacional, Infraestrutura de P&D, Capacitação etc. • Inovação aplicável no processo de transição energética.
Custo total do projeto	Informações sobre os recursos disponíveis podem ser encontradas no site da ANP: www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-de-obrigacoes-de-investimento-em-pd-i
Modelo de contratação / aquisição	Contratos de P&D conforme as diretrizes da ANP e requisitos das empresas de petróleo.
Natureza do investimento	Recursos da cláusula de P&D da ANP, gerenciados pelas empresas de petróleo mencionadas no Capítulo 12 - Tabela 12.1.
Prazo	Em andamento
Instituições responsáveis	Empresas de petróleo e ANP.



ANEXO 14 – SERVIÇOS TÉCNICOS, TREINAMENTO E INFRAESTRUTURA DO SENAI

**Oportunidades para fornecedores de bens e serviços que atuam no
mercado brasileiro de óleo e gás**

1 – SENAI Rio de Janeiro

Macrotema	Subtemas / Áreas	Descrição / Exemplos
Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação	Pesquisa, Desenvolvimento, Inovação, Consultorias Tecnológicas	Foco em P&D, inovação tecnológica e consultorias especializadas
Biotecnologia e Biologia Molecular	Biotecnologia, Biologia Molecular, Biorefineria e Valorização de Resíduos, Biosensoria, Serviços Laboratoriais	Soluções em biotecnologia, análise laboratorial e tecnologias para valorização de resíduos
Análises Físico-Químicas e Microbiológicas	Serviços especializados em análises físico-químicas e microbiológicas	Testes e análises para controle de qualidade e pesquisa
Engenharia e Design Industrial	Automação, Eletrônica, Design Industrial, Mecânica, União de Materiais, Plantas de Processo, Projetos Mecânicos	Desenvolvimento e otimização de processos e produtos industriais
Ensaios e Inspeção	Ensaios Mecânicos e Metalográficos, Ensaios Não Destruitivos, Inspeção Não Estrutiva Avançada, Integridade e Desempenho de Materiais	Serviços para garantir a qualidade e segurança de materiais e estruturas
Inteligência Tecnológica	Inteligência Tecnológica Estratégica da Inovação, Serviços Especializados em Inteligência Tecnológica	Análise e desenvolvimento de estratégias tecnológicas inovadoras
Materiais Avançados	Fibra, Grafeno, Desenvolvimento de Compósitos de Alto Desempenho, União de Materiais	Pesquisa e desenvolvimento de materiais com propriedades melhoradas
Meio Ambiente e Sustentabilidade	Tratamento e Reuso de Águas Eficientes, Gestão Ambiental, Qualidade do Ar e Proteção do Clima, Sustentabilidade e Energia, Análises de Águas, Resíduos,	Tecnologias ambientais para monitoramento, tratamento e gestão sustentável



	Solos e Sedimentos	
Lean Manufacturing e Eficiência Energética	Lean Manufacturing Industrial, Desempenho Energético, Transição Eficiente, Transformação Digital	Otimização de processos industriais e uso eficiente de energia
Química e Tecnologias Verdes	Química Analítica Verde, Química e Sustentabilidade, Tecnologias Verdes, Processos Químicos, Consultoria em Química Analítica e Verde, Desenvolvimento de Novos Métodos Analíticos	Processos químicos sustentáveis, consultoria e desenvolvimento analítico

SENAI Rio de Janeiro (continuação)

Macrotemática	Pesquisa, desenvolvimento e inovação	Consultorias tecnológicas	Serviços especializados e laboratoriais
Saúde	Suporte científico para novos produtos, processos e serviços Biotecnologia aplicada à saúde Tecnologias digitais para a saúde (e-saúde, telemedicina) Desenvolvimento e otimização de nanomateriais biológicos e moleculares	Testagem inteligente para coronavírus	Análises de qualidade do ar interno
Tecnologias computacionais	Sistemas inteligentes aplicados nas mais diversas áreas Modelagem matemática em IA (inteligência computacional) Simulações em redes neurais artificiais Digitalização avançada industrial (TICs) e desenvolvimento de novas ferramentas	Soluções em simulação Transformação digital Desenvolvimento de softwares, aplicativos & sistemas embarcados	



	Tecnologias para a Quarta Revolução Industrial		
--	--	--	--

2 – SENAI CIMATEC

Título do Projeto	Serviços de apoio e infraestrutura para instalação
Visão geral do projeto	<p>O SENAI é uma instituição privada que reúne inúmeras atividades voltadas à educação, capacitação, P&D, serviços tecnológicos, entre outras, com o objetivo de apoiar a indústria brasileira em suas necessidades.</p> <p>A instituição mais próxima do setor de petróleo e gás dentro da estrutura organizacional do SENAI é o CIMATEC, localizado no estado da Bahia.</p> <p>O CIMATEC é uma instituição de ensino e pesquisa, vinculada ao SENAI (Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial), situada na Bahia, berço da indústria de petróleo no Brasil.</p> <p>O campus do CIMATEC é um ecossistema de inovação de ponta, que integra mais de 40 áreas tecnológicas com atuação diversa em educação, prestação de serviços e pesquisa/desenvolvimento aplicado.</p> <p>O Parque CIMATEC oferece espaço físico para empresas de base tecnológica, nacionais e estrangeiras, que desejam se estabelecer no Brasil, proporcionando um ambiente adequado para seus processos de expansão, com a conveniência de todo o suporte de serviços tecnológicos que o CIMATEC pode oferecer próximo ao novo local da empresa. Ou seja, o CIMATEC é uma alternativa viável para empresas estrangeiras que desejam iniciar suas operações no Brasil.</p>
Localização do projeto	Estado da Bahia – Polo Industrial de Camaçari
Site do projeto	www.senai.portalaindustria.com.br www.senaicimatec.com.br
Setores de interesse	<ul style="list-style-type: none">• Espaço físico para empresas estrangeiras se estabelecerem no Brasil• Infraestrutura de apoio e desenvolvimento em P&D• Laboratórios de ensaios certificados• Instalações educacionais e de treinamento
Custo total do projeto	Não definido
Modelo de contratação / aquisição	Dependente do modelo de negócio



Natureza do investimento	Não definida
Prazo	Disponível imediatamente
Instituições responsáveis	SENAI CIMATE C

Na tabela abaixo, os serviços disponíveis (e mais próximos) da indústria de óleo e gás:

Metrologia	Petróleo e Gás	Materiais
Eficiência Energética e Energia Renovável	Química e Petroquímica	Processamento de Alto Desempenho
Meio Ambiente	Gestão	Redes e Telecomunicações
Eletrônica Embarcada	União de Materiais	Desenvolvimento de Software
Conformação	Automotivo	Indústria Naval
Usinagem	Microeletrônica	Certificação



Membros Associados da ONIP:

abemi
Associação Brasileira de Engenharia Industrial

ABIMAQ

CNI Confederação
Nacional
da Indústria

FIEB

FIEMA

Fiemg

Fiern

FIESP

FINDES

Firjan SENAI

SINAVAL