

Revista digital Oil & Gas Brasil

Ano 2025 . Edição 71. nº 071

- * SLB conclui a construção do primeiro poço de injeção de carbono da FS
- * Brava prevê elevar investimentos a US\$ 550 milhões em 2026, com impulso de novos poços
- * Transpetro amplia atuação logística com integração da PB-LOG à sua estrutura
- * Petrobras lança combustível sustentável de aviação produzido totalmente no Brasil
- * Maersk realiza novo teste de combustível com 50% etanol na embarcação Laura Maersk

Entrevista exclusiva



Marcelo Souza de Castro,
Diretor do Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) da Unicamp e coordenador de projetos de PD&I.

O desafio de transformar pesquisas em produtos

Um ano de resiliência e avanços no setor energético



Petrobras inicia produção de Búzios 6





FPSO EXPO

BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
EXPOSIÇÃO E CONFERÊNCIA

4ª EDIÇÃO

19 a 21 • MAIO • 2026

RESERVE JÁ SEU ESPAÇO

(21) 98295-6331 • leandro@fpsosexpor.com.br

O maior evento sobre FPSOs da América Latina



REALIZAÇÃO

Revista digital
Oil & Gas Brasil

LOCAL

ExpoRio
CIDADE NOVA

PATROCÍNIO PLATINUM

TECHOCEAN  **AASJ**

SERVIÇOS INDUSTRIAIS

PATROCÍNIO SIVER

CONSAG
ENGENHARIA

APOIO INSTITUCIONAL



Sumário

09 petróleo e gás

18 artigo I

23 matéria de capa

28 entrevista exclusiva

Seções:

03 sumário

04 editorial

05 petróleo e gás

08 petróleo e gás

10 petróleo e gás

12 petróleo e gás

14 petróleo e gás

15 petróleo e gás

20 petróleo e gás

22 petróleo e gás

32 petróleo e gás

34 petróleo e gás

35 artigo II

38 fornecedores

Revista digital Oil & Gas Brasil e Guia Oil & Gas Brasil são publicações exclusivas da MJB Editores Associados.

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz, Julia Vaz e Fabiano Reis
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus
Diagramação: MJB Editores Associados **Fotos:** Banco de imagens da Petrobras, Ag. Petrobras, ANP e Redação. **Circulação:** Mensal envio para + 40 mil e-mails. As matérias jornalísticas e artigos assinados em Revista digital Oil & Gas Brasil somente poderão ser reproduzidos, parcial ou integralmente, mediante autorização da diretoria. Os artigos assinados não refletem necessariamente a opinião da Revista digital Oil & Gas Brasil. A revista é dirigida a empresários, executivos, engenheiros, geólogos, técnicos, pesquisadores, fornecedores, prestadores de serviços e compradores do mercado petrolífero brasileiro.

Editorial

Um ano de inovação e escolhas decisivas

O setor energético brasileiro encerra 2025 em um ponto de inflexão. De um lado, a indústria de petróleo e gás viveu um ano de desempenho robusto, marcado por recordes de produção, expansão de fronteiras exploratórias e consolidação do pré-sal como motor da economia nacional. De outro, a transição energética avança em ritmo mais realista, exigindo do país — e de suas instituições — capacidade de planejamento, inovação e visão estratégica para evitar que o futuro repita velhas dependências.

A matéria de capa, que traz uma retrospectiva de 2025, mostra uma indústria global que, mesmo sob preços moderados e pressões ambientais crescentes, reafirmou seu papel estrutural na segurança energética. O Brasil, em particular, destacou-se com novos FPSOs entrando em operação, crescimento expressivo em Búzios e Mero e uma presença cada vez mais relevante na geopolítica do petróleo. A maturidade regulatória e a disciplina de capital também contribuíram para um ambiente mais estável, ainda que desafiador.

A expansão dos centros de pesquisa, a ampliação de laboratórios e a diversificação de financiadores — impulsionadas pelos recursos da cláusula de PD&I da ANP — mostram que o país possui uma base científica sólida, como evidencia a entrevista com o professor Marcelo Castro, diretor do CEPETRO/Unicamp. No entanto, o desafio central permanece: como converter conhecimento em inovação de mercado, gerar deeptechs competitivas e criar cadeias produtivas que sustentem empregos qualificados?

Essa discussão se conecta diretamente ao debate sobre a renda do petróleo.

O despacho presidencial que orienta a criação de um “mapa do caminho” para uma transição energética justa acerta ao reconhecer que o petróleo deve financiar o futuro — não prolongar o passado. Mas o alerta dos especialistas é claro: antecipar receitas futuras para financiar políticas presentes pode reforçar a dependência que se pretende superar. A renda do petróleo é finita e precisa ser usada com responsabilidade, priorizando setores portadores de futuro, educação e inovação.

Já o artigo sobre a Economia Azul lembra que o Brasil ainda subaproveita seu maior ativo estratégico: a Amazônia Azul. Com mais de 5,7 milhões de km² de potencial produtivo, o país

poderia liderar globalmente em biotecnologia marinha, energias renováveis offshore, transporte marítimo sustentável e turismo costeiro de baixo impacto. O Brasil precisa acelerar sua capacidade de inovar, formar talentos, criar empresas tecnológicas e aproveitar plenamente seus recursos marítimos.

O desafio é articular produção, ciência e sustentabilidade em uma estratégia coerente. Oportunidades existem — e são imensas. O Brasil tem, mais uma vez, a chance de alinhar crescimento econômico, inovação tecnológica e responsabilidade ambiental. Cabe agora transformar essa chance em projeto de país.

A editora boa leitura!



Petrobras assina contratos de R\$ 18 milhões para projetos socioambientais na Baixada Fluminense

Três projetos nas áreas de desenvolvimento econômico sustentável e florestas beneficiarão mais de 1.500 pessoas em sete municípios da região metropolitana do Rio de Janeiro. Companhia também doou 50 notebooks para instituições locais.



A Petrobras reafirmou seu compromisso com o desenvolvimento sustentável da Baixada Fluminense com a assinatura simbólica de três novos projetos socioambientais, que representam um investimento total de mais de R\$ 18 milhões na região metropolitana do Rio de Janeiro. A cerimônia aconteceu no último dia (08/12), das 9h30 às 11h30, no Teatro Sesi Caxias, com a presença do Gerente Executivo de Responsabilidade Social, José Maria Rangel, do Gerente-Geral da Reduc, Luis Claudio Michel, do Gerente da Termorio, Reginaldo Souza, e representantes do poder público.

“Nosso trabalho começa desde pensar e escrever o edital, analisar e escolher os projetos até o processo final de contratação que dura cerca de 1 ano e meio. E ganhar um edital da Petrobras não é fácil.

Então nosso objetivo é que os projetos transformem a vida das pessoas, o cuidado com as pessoas é o que mais nos importa, por isso investimos nos projetos socioambientais, os de hoje são no entorno da Reduc, enfatizou o Gerente Executivo de Responsabilidade Social, José Maria Rangel.

Os projetos selecionados por meio do Programa Petrobras Socioambiental contemplam duas importantes linhas de atuação e beneficiarão diretamente mais de 1.500 pessoas em sete municípios da região. O programa possui linhas temáticas que incluem Desenvolvimento Econômico Sustentável, Educação e Florestas, focando em geração de renda, capacitação profissional, atividades educacionais e conservação ambiental, com prioridade para comunidades tradicionais e regiões de atuação da companhia.

Na linha de Florestas foram aprovados o projeto “Conexão Floresta e Clima”, que promoverá a restauração florestal e criará uma rede de escolas pelo clima em cinco municípios, e o “Recôncavo da Guanabara”, que capacitará 365 participantes em restauração e conservação de florestas.

Na linha de Desenvolvimento Econômico Sustentável foi selecionado o “Centro de Formação em Economia do Mar”, que beneficiará cerca de 790 participantes com foco em comunidades tradicionais da pesca artesanal, povos indígenas, quilombolas e agricultores familiares.

Os projetos irão beneficiar diretamente diversas comunidades da Baixada Fluminense, promovendo ações que aliam cuidado ambiental, desenvolvimento social e econômico. A iniciativa está alinhada com os valores da companhia, especialmente o compromisso com a sustentabilidade e o cuidado com as pessoas, gerando valor para a sociedade com visão de longo prazo.

Durante o evento, a Petrobras também formalizou a doação de cerca de 50 notebooks para três instituições locais de Duque de Caxias: Associação dos Pescadores e Pescadoras de Saracuruna e Região, Associação Beneficente Braços Abertos (Abba) e Associação Open Your Mind. Esta doação faz parte de uma iniciativa mais ampla da Petrobras de doação de notebooks recondicionados, que nesta etapa atenderá, com cerca de 8 mil equipamentos, escolas públicas municipais de oito estados e instituições do terceiro setor que participam dos Comitês Comunitários da companhia.

O objetivo é incentivar a inclusão e empoderamento digital das comunidades da área de abrangência das operações da Petrobras. Desde o início da iniciativa, em 2021, mais de 18 mil computadores já foram doados, reforçando o compromisso da companhia com o desenvolvimento social e a democratização do acesso à tecnologia.

O evento também destacou iniciativas já em andamento como o Unicirco, que atende cerca de 800 crianças e jovens através do circo social, e o ViDançar, que transforma vidas através da educação para cidadania e da dança.

petróleo e gás (continuação)

Esta ação demonstrou o papel da Petrobras como parceira do desenvolvimento regional, contribuindo para a construção de um futuro mais sustentável e inclusivo na Baixada Fluminense, em consonância com seu propósito de energia que move o país e compromisso com a transição energética justa.

A cerimônia marcou mais um importante passo da companhia em sua atuação socioambiental, reforçando o compromisso com as comunidades onde atua.

Os projetos

Linha de Atuação: Florestas

• Conexão Floresta e Clima

O projeto promoverá a restauração florestal e criará uma rede de escolas pelo clima em cinco municípios da Baixada Fluminense, contribuindo para a conservação ambiental e educação climática nas comunidades locais.

• Recôncavo da Guanabara

A iniciativa capacitará 365 participantes em técnicas de restauração e conservação de florestas, fortalecendo a capacidade local para a preservação dos ecossistemas da região.

Linha de Atuação: Desenvolvimento Econômico Sustentável

• Centro de Formação em Economia do Mar

O projeto beneficiará cerca de 790 participantes com foco em comunidades tradicionais da pesca artesanal, povos indígenas, quilombolas e agricultores familiares, promovendo o desenvolvimento econômico sustentável através da economia azul e fortalecimento das atividades ligadas ao mar.



TGS disponibiliza aplicativo de segurança marítima para operações na Bacia de Pelotas



Foto: Divulgação

Com o objetivo de reforçar a segurança na navegação e proteger as comunidades marítimas, a TGS, empresa líder em levantamento de dados geológicos, desenvolveu o aplicativo Aviso aos Navegantes.

A ferramenta permite o monitoramento em tempo real das embarcações envolvidas na pesquisa sísmica na Bacia de Pelotas, localizada a aproximadamente 100 km da costa entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

O aplicativo detalha a localização exata dos navios Ramform Titan e Ramform Tethys, que operam nas porções Norte e Sul da bacia, respectivamente. A iniciativa visa prevenir incidentes em uma área de intenso tráfego marítimo e atividades pesqueiras.

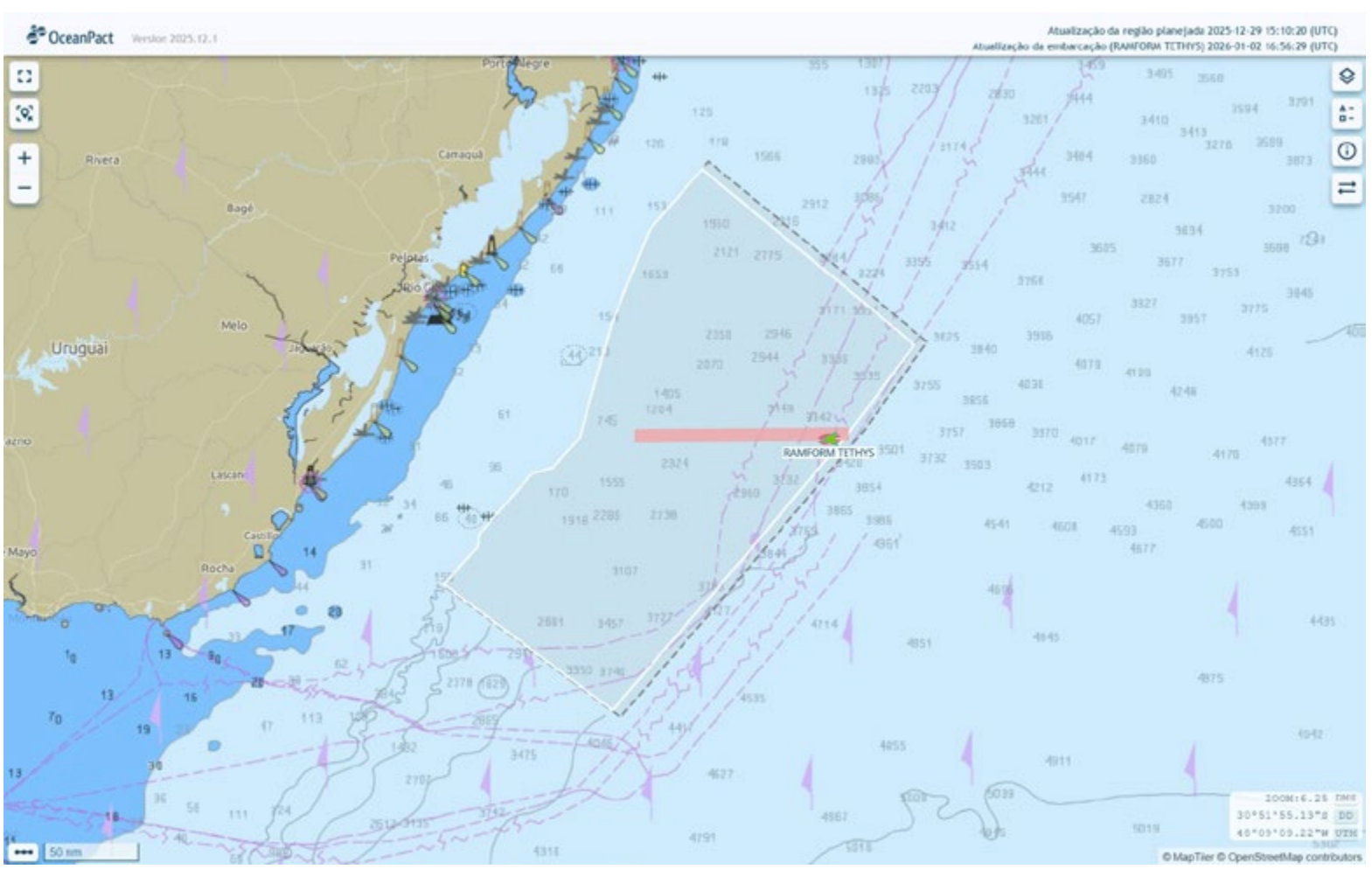
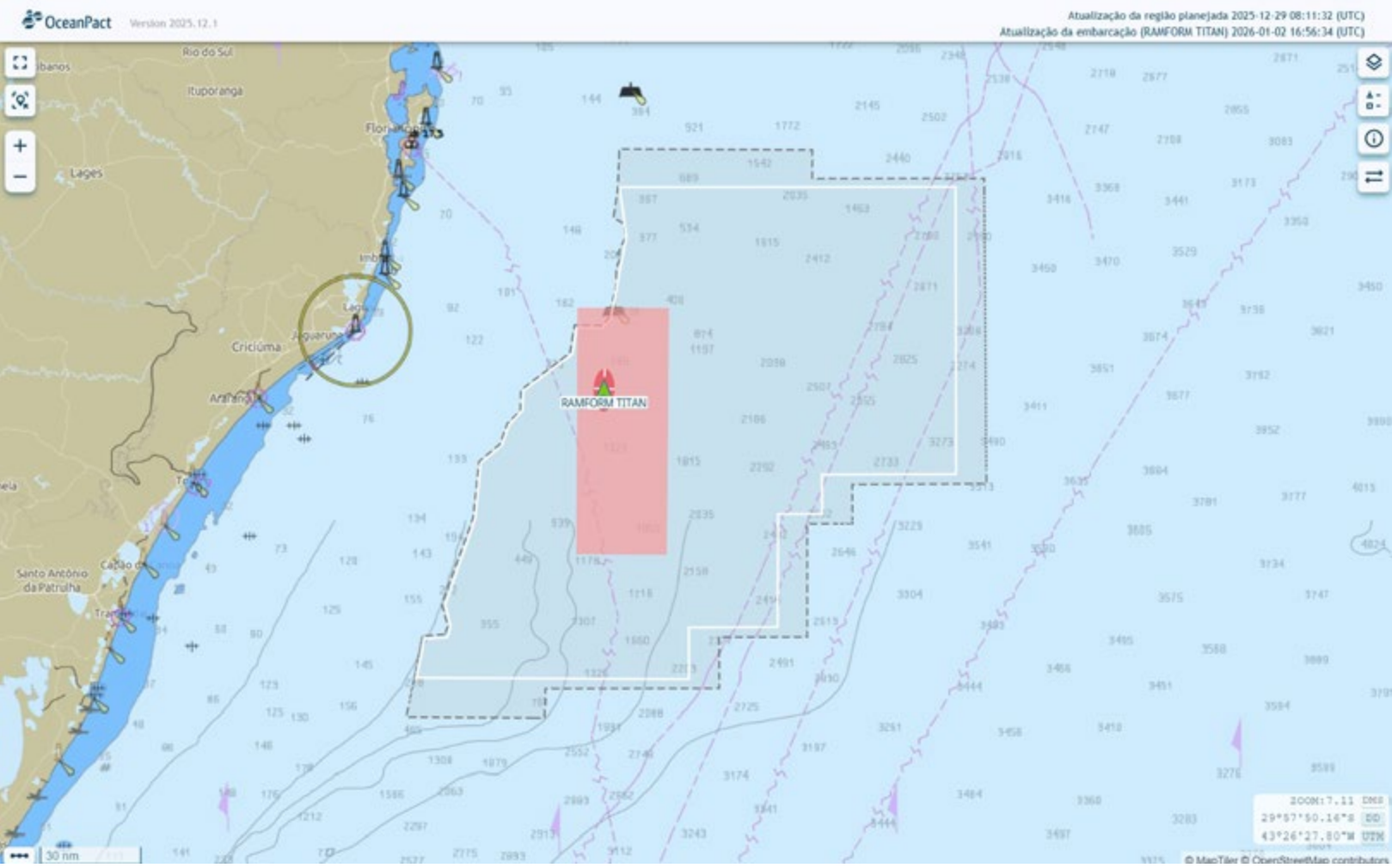
Zonas de segurança e restrição de manobra

A necessidade da ferramenta surge devido às características técnicas da operação. Por rebocarem extensas linhas de equipamentos sensíveis, os navios de pesquisa possuem capacidade de manobra limitada. “É fundamental manter uma distância segura dessas embarcações.

Estabelecemos uma zona de segurança de, pelo menos, 6 milhas náuticas na proa, 3 milhas nos bordos e 2 milhas nas boias finais de cabo, situadas na popa”, explica José Luis Pizzorno, oceanógrafo responsável pelas estratégias ambientais da TGS no projeto.

Para garantir que essas distâncias sejam respeitadas, a TGS mantém embarcações de apoio e assistentes em prontidão permanente ao redor dos navios principais, orientando outros navegantes que se aproximem da área. Além do novo aplicativo, a comunicação oficial continua sendo realizada diariamente via Rádio Costeira de Itajaí e pelos boletins de Aviso aos Navegantes da Marinha do Brasil.

O aplicativo é gratuito e pode ser acessado de duas formas: download pelo site oficial margemsulbrasil.com.br ou acesso direto via web avisoaosnavegantes.oceanpact.app.



Estatal informa sobre resultado do Leilão de Áreas Não Contratadas

A Petrobras arrematou os direitos e obrigações da União em Mero e Atapu no Leilão de Áreas Não Contratadas realizado pela Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA.

O consórcio formado pela Petrobras (80%), em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda (20%), adquiriu a participação da União de 3,500% no acordo de individualização de produção da jazida compartilhada de Mero ofertando o valor final de R\$ 7.791.844.310,00.

Com esta aquisição, a Petrobras aumenta a sua participação na jazida compartilhada de Mero de 38,60% para 41,40%.

Adicionalmente, também em parceria com a Shell (26,76%), a Petrobras (73,24%) adquiriu a participação da União de 0,950% no acordo de individualização de produção da jazida compartilhada de Atapu, ofertando o valor final de R\$ 1.001.456.652,00.

Com esta aquisição, a Petrobras aumenta a sua participação na jazida compartilhada Atapu de 65,687% para 66,38%.

O valor a ser pago em dezembro de 2025 pela Petrobras é de R\$ 6,97 bilhões e a assinatura dos contratos ocorrerá até março de 2026. O desembolso já estava previsto pela companhia e os volumes, embora não previstos, estão dentro da margem de +-4%

da projeção da curva de produção do Plano de Negócios 2026-30. Este Leilão foi amparado pela Lei Nº 15.164, de 14 de julho de 2025, que alterou a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, autorizando a União a alienar seus direitos e obrigações decorrentes de acordos de individualização da produção em áreas não concedidas ou não partilhadas na área do pré-sal.

A participação da Petrobras no Leilão de Áreas Não Contratadas da PPSA está alinhada à estratégia de longo prazo da companhia reafirmada no Plano de Negócios 2026-30, que prevê a reposição de suas reservas de óleo e gás com resiliência econômica e ambiental.

NO MAR, A CONFIANÇA É TUDO

Na HANSA-FLEX, cada mangueira, conexão e montagem é executada para suportar as condições mais severas da indústria de Oil&Gas

HANSA FLEX

- > **360° HYDRAULICS**
soluções completas para toda a linha hidráulica da sua operação
- > **Montagem e substituição**
de mangueiras com certificação e rastreabilidade total
- > **Equipes especializadas**
com experiência em campo offshore e onshore
- > **Testes hidrostáticos**
realizados conforme normas internacionais
- > **Atendimento rápido**
para intervenções críticas



360° HYDRAULICS



Nuclep protagoniza maior salto de transparência do País e conquista Selo Diamante no PNTP 2025

De um índice básico de 34,13% em 2023 para 96,58% em 2025, estatal torna-se uma das duas únicas vinculadas ao MME a atingir o nível máximo do Programa Nacional de Transparência Pública.



A Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep) consolidou, em 2025, uma das evoluções mais expressivas já registradas no Programa Nacional de Transparência Pública (PNTP). Em apenas dois ciclos, a empresa avançou de 34,13% (nível Básico), em 2023, para 96,58% e 100% de atendimento aos itens essenciais, desempenho que lhe garantiu o Selo Diamante, nível máximo concedido pelo Tribunal de Contas da União (TCU) e pela Atricon.

O reconhecimento foi entregue no último dia (9/12), em cerimônia nacional realizada no auditório Ministro Pereira Lira, no TCU, em Brasília, que contou, na abertura, com pronunciamentos dos ministros Vital do Rêgo, Augusto Nardes e Antônio Anastasia.

A Nuclep foi representada pelo presidente Alexandre Vianna Santana e pela ouvidora Roberta Pereira da Silva.

O resultado colocou a estatal no seleto grupo das organizações públicas que atingiram excelência máxima em transparência e governança. Dentro do Ministério de Minas e Energia (MME), apenas duas empresas alcançaram o nível Diamante: Nuclep e Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Um avanço histórico reconhecido pelo TCU

Na apresentação oficial do PNTP 2025, a Nuclep foi destacada como o maior dos três “Saltos Notáveis” — categoria reservada às instituições que demonstraram evolução extraordinária e transformação completa em suas práticas de transparência ativa.

O TCU classificou o desempenho da empresa como “um dos maiores avanços de todo o programa”, evidenciando um compromisso institucional consistente, acelerado e alinhado às melhores práticas do setor público brasileiro.

Durante a premiação, o presidente Alexandre Vianna Santana afirmou:

“O Selo Diamante confirma a responsabilidade da Nuclep com a transparência, com a boa governança e com a correta prestação de contas à sociedade. É um resultado que honra o trabalho de todas as áreas da empresa e demonstra que estamos no caminho certo.”

Ouvidoria e Governança: as engrenagens do salto institucional

Responsável pela coordenação do processo, a ouvidora Roberta Pereira da Silva, que recebeu o certificado das mãos do Auditor-Chefe da AudContratações do TCU, Ítalo Figueiredo, destacou: “Transparência é pilar de governança. Esta conquista demonstra a seriedade da Nuclep no tratamento das informações públicas e amplia a confiança externa na atuação da empresa.”

O Gerente-Geral da Presidência, Adeilson Telles, reforçou o amadurecimento institucional:

“A escolha da Roberta para dar continuidade ao trabalho desenvolvido na Ouvidoria já se mostrava um acerto. Este prêmio consolida essa percepção, fortalece o espírito de equipe, reconhece nosso compromisso com a transparência e intensifica em nós o desejo de, também nas outras áreas, fazer valer a força e a importância da Nuclep.”

A Auditoria Interna, integrada ao sistema de controle interno, também foi decisiva para o rigor das informações disponibilizadas ao público. Para o Auditor Geral, Eduardo Airoidi: “A transparência ativa é mais do que uma obrigação legal para uma empresa estatal; é construção de confiança, promoção da integridade e excelência na gestão.”

Transparência como valor estratégico

Fundada para atender ao Programa Nuclear Brasileiro e reconhecida pela fabricação de equipamentos estratégicos para os setores nuclear, defesa, energia e óleo & gás, a Nuclep reafirma, com o Selo Diamante, seu posicionamento como uma empresa pública moderna, responsável e orientada por integridade.

O resultado também fortalece sua credibilidade junto a órgãos de controle, parceiros internacionais e instituições do ecossistema energético e nuclear.

A estatal seguirá avançando na melhoria contínua dos processos internos, garantindo que seu portal de transparência permaneça atualizado, acessível e plenamente alinhado às exigências legais e às melhores práticas nacionais.

Petrobras e Shell aumentam suas participações em projetos de petróleo no pré-sal

Um consórcio formado pela Petrobras e pela Shell Brasil Petróleo, garantiu participação adicional em dois projetos de petróleo no pré-sal, após um leilão liderado pela Pré-Sal Petróleo (PPSA).



Foto: Divulgação

Ao anunciar os resultados do Leilão de Áreas Não Contratadas, a Petrobras (80%) explicou que obteve, em parceria com a Shell (20%), a participação de 3,500% da União no contrato de partilha de produção do reservatório compartilhado de Mero, oferecendo o valor final de R\$ 7,79 bilhões (cerca de US\$ 1,48 bilhão). Com essa aquisição, a Petrobras aumenta sua participação no reservatório compartilhado de Mero de 38,60% para 41,40%.

Em parceria com a Shell (26,76%), a gigante brasileira de energia (73,24%) também adquiriu a participação de 0,950% da União no contrato de partilha de produção do reservatório compartilhado de Atapu, oferecendo um valor final de R\$ 1 bilhão (aproximadamente US\$ 190 milhões).

Com essa aquisição, a Petrobras aumenta sua participação no reservatório compartilhado de Atapu de 65,687% para 66,38%.

O valor a ser pago pela Petrobras em dezembro de 2025 é de R\$ 6,97 bilhões (cerca de US\$ 1,32 bilhão) e os contratos serão assinados até março de 2026. A participação da Petrobras no Leilão de Áreas Não Contratadas do PPSA está alinhada à estratégia de longo prazo da empresa, reafirmada no Plano de Negócios 2026-30, que prevê a substituição de suas reservas de petróleo e gás por recursos econômicos e ambientais resilientes.

A Shell também confirmou o aprofundamento de sua participação nas unidades Atapu e Mero, adquirindo 26,76% da área de exploração aberta de Atapu (0,95% da unidade) e 20% da área de exploração aberta de Mero (3,5% da unidade). Com essa aquisição, a empresa aumentou sua participação nas unidades de 16,663% para 16,917% em Atapu e de 19,3% para 20% em Mero, na Bacia de Santos, em alto-mar.

“Este investimento fortalece a posição da Shell em áreas onde já possuímos ativos e apoia o objetivo da empresa de manter uma produção substancial de líquidos de 1,4 milhão de barris por dia até 2030”, destacou a empresa.

O ativo Mero produz hidrocarbonetos por meio do FPSO Guanabara (Mero-1), do FPSO Sepetiba (Mero-2), do FPSO Marechal Duque de Caxias (Mero-3) e do FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4), que entraram em operação em 2022, 2023, 2024 e 2025, respectivamente.

Os quatro FPSOs e um sistema de produção antecipada (EPS) têm uma capacidade bruta instalada combinada de 770.000 barris de

petróleo por dia. Por outro lado, a produção em Atapu teve início em 2020 por meio do FPSO P-70, que tem capacidade para produzir 150.000 barris de petróleo por dia.

Para dar suporte ao crescimento futuro, uma segunda FPSO (P-84), com capacidade de produção de 225.000 barris de petróleo por dia, está atualmente em construção. O aumento da participação operacional deverá entrar em vigor a partir de 2027.

Peter Costello, presidente da divisão de Upstream da Shell, destacou: “A proposta vencedora de hoje reforça nossa abordagem disciplinada para expandir o portfólio de alta margem da Shell no Brasil. Nossos ativos no Brasil estão entre os mais competitivos do nosso portfólio global, combinando forte desempenho com baixa pegada de carbono.”



Foto: Divulgação

Petrobras inicia produção de Búzios 6

FPSO P-78 pode produzir até 180 mil barris por dia e aumentará a oferta de gás.



Foto: Divulgação

A Petrobras iniciou, a produção de petróleo do navio-plataforma P-78, no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos. Búzios 6 (P-78) possui capacidade de produzir 180 mil barris de óleo e 7,2 milhões de m³ de gás diários. O FPSO aumentará a capacidade instalada de produção do campo, para aproximadamente 1,15 milhão de barris de petróleo diários. Além disso, é um projeto que permitirá exportar gás para o continente, via interligação com o gasoduto ROTA 3, expandindo a oferta de gás no Brasil em até 3 milhões de m³ por dia.

“Com o primeiro óleo da P-78, iniciamos o ano já avançando na principal meta que temos para 2026: o aumento da produção de petróleo e gás da Petrobras. Projetamos produzir 2,5 milhões de barris de petróleo por dia ao longo desse ano e grande parte virá de Búzios, o maior campo do

país em reservas e em produção. Além disso, estamos também ampliando a oferta de gás natural ao mercado brasileiro, outra meta expressa em nosso Plano de Negócios”, disse Magda Chambriard, presidente da Petrobras.

A P-78 é uma unidade do tipo FPSO (sistema flutuante de produção, armazenamento e transferência de petróleo, da sigla em inglês) e inaugura uma nova família de projetos de unidades próprias. A plataforma foi concebida por meio do PBRef (Projeto Básico de Referência), que consolidou centenas de lições aprendidas das primeiras unidades em operação no Pré-Sal, trazendo ainda maior segurança e confiabilidade para as operações. Além disso, o FPSO passou por mudanças na estratégia de contratação, construção e montagem, por meio do Programa FORTALECE (PROFORT), que estabeleceu o modelo contratual e os requisitos técnicos de qualidade e eficiência para os

estaleiros que a construíram, indo além do conteúdo local estabelecido para o campo. O contrato da plataforma prevê o compromisso mínimo de 25% de conteúdo local. Dez módulos de topside, do total de vinte e três, foram construídos no estaleiro BrasFELS, localizado em Angra dos Reis no Rio de Janeiro. A plataforma está equipada com tecnologias para redução de emissões e mais eficiência operacional destacando-se o sistema de recuperação de gases de queima, adoção de variação de rotação em bombas e compressores, e integrações energéticas entre as correntes quentes e frias no processamento de óleo e gás.

O projeto conta com 13 poços, sendo 6 produtores e 7 injetores, equipados com sistemas de completção inteligente, que potencializam o gerenciamento da produção. A unidade será interligada com dutos rígidos de produção, injeção e exportação de gás e dutos flexíveis para as linhas de serviço, utilizando tecnologias inovadoras para fixação dos dutos no FPSO. Estes dutos permitirão a produção em alta capacidade prevista para os poços do campo. Com 345 metros de comprimento e 180 metros de altura (até o topo do flare), a P-78 chegou no Brasil em outubro, vinda de Singapura, trazendo as equipes de comissionamento e operação a bordo. Essa estratégia gerou valor, permitindo a dispensa de parada em águas abrigadas no Brasil, além do ganho de segurança, confiabilidade e prontidão operacional pelo avanço do comissionamento dos sistemas durante o traslado.

A plataforma é a sétima em operação no campo de Búzios, o maior do país em reservas e, em outubro de 2025, superou a marca de 1 milhão de barris por dia. Esse campo, descoberto em 2010 pelo poço 2-ANP-1-RJS, está localizado a 180 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em águas ultra profundas da Bacia de Santos, a mais de 2 mil metros de profundidade.

Galp inaugura centro de pesquisa no Brasil e consolida novo polo de inovação e descarbonização na UFRJ



Foto: Divulgação

A Galp, quinta maior produtora de petróleo e gás do Brasil, acaba de inaugurar, em parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o Id.Lab, um novo centro de pesquisa e tecnologia que representa um investimento R\$ 100 milhões e tem o objetivo de se consolidar como um polo de inovação e descarbonização a partir de projetos que atendam às necessidades das operações da companhia.

Localizado no Centro de Tecnologia e Pesquisa instalado no LIPCAT – a escola de química da UFRJ na Ilha do Fundão, na capital carioca – o novo centro representa um passo histórico para a Galp. Pela primeira vez, a companhia passa a contar com um centro tecnológico próprio, de grande escala no Brasil, capaz de testar soluções de forma integrada, com infraestrutura dedicada, equipamentos próprios e equipes especializadas.

O laboratório desenvolverá projetos que englobam do upstream ao refino, visando otimizar a produção e desbloquear ativos offshore, incluindo a descarbonização de todas as operações industriais e abrangendo a produção de combustíveis de baixo carbono.

O projeto reforça o Brasil como um dos eixos estratégicos de inovação da empresa. Além disso, amplia a sua capacidade de responder às demandas crescentes do mercado energético, que busca a inovação constante para driblar os naturais desafios tecnológicos e de engenharia complexa para o desenvolvimento dos projetos offshore. Em 2006, por exemplo, quando as primeiras reservas do pré-sal foram descobertas a cerca de dois mil metros de profundidade, não havia à época tecnologia para a sua extração.

O desenvolvimento dessa nova região, agora uma das mais produtivas do mundo, avançou lado a lado com o desenvolvimento de novas soluções tecnológicas, muitas delas desenvolvidas por meio de programas com universidades e parceiros tecnológicos.

Nova fase do laboratório reúne seis projetos, infraestrutura robusta e consolida integração com a rede global Id.Lab

O LIPCAT já atuava como parceiro científico da Galp em projetos de P&D. Instalado em um novo endereço no Parque Tecnológico da UFRJ, o espaço agora reúne infraestrutura ampliada, governança integrada à rede global de inovação e um time de cerca de 70 pesquisadores, engenheiros e especialistas dedicados a projetos financiados pela companhia.

O laboratório também passa a integrar a rede Id.Lab – Laboratório para a Inovação e Descarbonização by Galp, que opera uma unidade-irmã na refinaria de Sines, Portugal.

O centro arranca com seis projetos em execução, com destaque para co-processamento em unidades de refinação; captura direta de CO2 para produção de combustíveis sintéticos; e desenvolvimento de rotas para combustíveis sustentáveis de aviação (SAF). A agenda inclui ainda tecnologias de gestão e separação de CO2 em ativos de upstream, essenciais para destravar reservas que ainda não entraram em produção e manter a Petrogal Brasil (JV Galp | Sinopec) com um dos portfólios de menor intensidade carbônica da indústria.

Em 2026, entram no radar frentes adicionais como o pré-tratamento e co-processamento de matérias-primas biogênicas, fundamentais para ampliar a produção de combustíveis de baixo carbono de maior valor agregado; a expansão das rotas de biocombustíveis; e um programa integrado voltado ao desbloqueio de reservas, desenvolvido em colaboração com parceiros de consórcio.



Foto: Divulgação

petróleo e gás (continuação)

A infraestrutura do Id.Lab no Brasil cobre uma área de 5 mil m², distribuída entre laboratórios especializados, áreas de microscopia eletrônica de alta resolução, impressoras 3D para prototipagem, reatores catalíticos para captura e uso de CO2 e hidrogênio, espectrômetros de massa e plantas-piloto completas de hidrotreamento e Craqueamento Catalítico Fluido (FCC). Além da complexidade tecnológica, a escala dos projetos faz com que o impacto econômico de qualquer inovação tecnológica seja material e significativo, proporcionando fortes incentivos para investimento em pesquisa e desenvolvimento.

Colaboração com a UFRJ gera eficiência e soluções de baixo carbono

A parceria com a Universidade Federal do Rio de Janeiro, construída ao longo de mais de uma década, já entregou resultados expressivos. No upstream, foram desenvolvidas ferramentas de inspeção e integridade aplicadas a ativos do pré-sal e soluções como o RovScan, criado por uma spin-off da universidade e hoje em fase avançada de industrialização.

No refino, o projeto de combustíveis sintéticos produziu as primeiras gotas do produto em 2024, validando caminhos tecnológicos para decisões futuras da companhia. Outro destaque é o Projeto Fênix, que utiliza oxigênio proveniente da eletrólise para otimizar a combustão em unidades FCC e reduzir emissões. A Galp prevê implementá-lo após a entrada em operação de seu eletrolisador de 100 MW, em Sines, em 2026.

O professor João Monnerat, responsável científico pelo Id.Lab, destaca a maturidade dessa colaboração. “Aqui desenvolvemos tecnologias que impulsionam diretamente os negócios atuais, do upstream ao refino, e abrimos caminhos para novos vetores energéticos, como hidrogênio verde e combustíveis sustentáveis de aviação.

O laboratório nos permite ir da bancada ao piloto, sempre com foco em eficiência e redução de emissões”, afirma.

Para Marco Ferraz, Head of Upstream and Industrial Innovation Center da Galp e responsável pelo Id.Lab, o novo polo brasileiro eleva o patamar da companhia. “O desenvolvimento tecnológico feito no Brasil é estratégico não só para o país, mas para toda a indústria energética.

O Id.Lab nasce para acelerar essa entrega. Estamos focados em soluções que têm aplicação direta nos ativos onde a Galp atua, do desbloqueio de reservas à redução de custos e emissões.

Muitos ativos considerados inviáveis tornam-se viáveis quando existe tecnologia validada e escalável. O laboratório brasileiro reforça exatamente essa capacidade. E, com Sines, criamos um fluxo de transferência tecnológica que permite que essas soluções sejam aplicadas e até licenciadas para outras empresas.



Foto: Divulgação

É uma plataforma que amplia valor para a Galp, para os consórcios e para o setor como um todo.”

A diretora de inovação da Galp, Ana Casaca, reforça o papel da inovação na mudança da indústria. “A força do Id.Lab está na capacidade de transformar pesquisa em soluções aplicáveis, rápido o suficiente para acompanhar a velocidade com que o setor de energia está mudando.

Ao aproximar a Galp da UFRJ e das equipas de Sines, criamos um ecossistema onde conhecimento acadêmico, exigência industrial e visão de futuro se encontram. Esse laboratório amplia nossa capacidade de testar rotas de baixo carbono, formar talentos e desenvolver tecnologias que vão sustentar a competitividade da empresa na próxima década.”

A nova estrutura da empresa consolida um modelo de innovation hub em colaboração estreita com parceiros acadêmicos e industriais. As metas para os próximos anos do LIPCAT | Id.Lab incluem mais de 20 publicações científicas por ano, cinco novas patentes anuais, projetos de descarbonização alinhados aos objetivos globais da Galp e ampliação das rotas tecnológicas para combustíveis sustentáveis. No médio prazo, o laboratório se tornará plataforma de transferência de tecnologia, com potencial de licenciamento para outras empresas do setor.

O movimento aprofunda a presença da Galp na academia brasileira e reforça seu compromisso de investir em ciência para construir a energia do futuro.

Sobre a Galp no Brasil

Presente no país há mais de 25 anos, a Galp é uma empresa integrada de energia, atuando em Upstream (Petrogal Brasil, JV Galp|Sinopec), Gás Natural, Comercialização de Energia, Crude, Gás Natural e Derivativos, assim como Pesquisa, Desenvolvimento & Inovação.

Companhia informa sobre a forma de distribuição da remuneração aos acionistas relativa ao 3T25

A Petrobras, em continuidade ao Fato Relevante de 6 de novembro de 202, informa que a distribuição da remuneração aos acionistas, aprovada naquela data pelo Conselho de Administração, no valor de R\$ 12,16 bilhões, equivalente a R\$ 0,94320755 por ação ordinária e preferencial em circulação, será realizada da seguinte forma, conforme deliberação da Diretoria Executiva em 10 de dezembro de 2025: (I) a primeira parcela, no valor de R\$ 0,47160378 por ação ordinária e preferencial em circulação, será paga em 20

de fevereiro de 2026 integralmente sob a forma de juros sobre capital próprio (JCP).
(ii) a segunda parcela, no valor de R\$ 0,47160377 por ação ordinária e preferencial em circulação, será paga em 20 de março de 2026, sendo R\$ 0,17518233 sob a forma de JCP e R\$ 0,29642144 sob a forma de dividendos.

As demais informações permanecem inalteradas, conforme Fato Relevante de 6 de novembro de 2025. Importante ressaltar que

os valores de cada parcela serão devidamente atualizados pela variação da taxa Selic de 31 de dezembro de 2025 até a data de cada pagamento. Além disso, tem-se que sobre o montante pago sob a forma de JCP incidirá imposto de renda, conforme legislação vigente.

Por fim, esses proventos serão contemplados na proposta de remuneração aos acionistas a ser aprovada na Assembleia Geral Ordinária de 2026 relativa ao exercício de 2025.



19-21
MAIO
2026

O maior evento sobre FPSOs da América Latina

RESERVE JÁ SEU ESPAÇO
(21) 98295-6331 • leandro@fpsosexpor.com.br

REALIZAÇÃO

Revista digital
Oil & Gas Brasil

LOCAL

ExpoRio
CIDADE NOVA

PATROCÍNIO PLATINUM
TECHOCEAN  **AASJ**
SERVIÇOS INDUSTRIAIS

PATROCÍNIO SIVER
CONSAG
ENGENHARIA

APOIO INSTITUCIONAL



SLB conclui a construção do primeiro poço de injeção de carbono da FS

Etapa marca avanço importante do primeiro projeto BECCS do Hemisfério Sul, com potencial de armazenar até 12 milhões de toneladas de CO2 oriundos do etanol de milho.



Foto: Divulgação

A SLB, empresa global de tecnologia no setor de energia, concluiu a construção do poço de injeção de carbono do primeiro projeto de Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS, na sigla em inglês) do Hemisfério Sul, que desenvolve para a FS, uma das maiores produtoras de etanol de milho do país. A SLB foi a vencedora da licitação para a construção e avaliação de dois poços, realizada no início ano, reafirmando a parceria com a FS que já se estende por três anos.

Durante a etapa de perfuração, a SLB executou com segurança e eficiência os serviços de perfuração direcional, brocas, fluidos de perfuração, controle de sólidos e avaliação de amostras de rocha, incluindo a primeira utilização comercial do Automated Lithology no Brasil em poços voltados para armazenamento de carbono (CCS), avaliação de formações a cabo e sistema de monitoramento com fibras e sensores.

Com a perfuração concluída, a SLB deu início aos testes de injetividade, que têm como objetivo validar a viabilidade técnica da injeção de CO2 no subsolo — etapa mais importante do projeto e que deverá se estender por algumas semanas, entre a execução e a análise dos dados obtidos.

A conclusão da perfuração do poço e o início dos testes de injetividade consolidam o avanço da parceria entre a SLB e a FS em direção ao armazenamento seguro e permanente de carbono, contribuindo para a redução das emissões e o fortalecimento da transição energética no Brasil.

Uma vez com todas as etapas do projeto completadas e confirmadas, a FS terá o potencial de injetar as emissões de carbono atuais da usina — totalizando 423 mil toneladas por ano — no subsolo por 30 anos, o que representa uma capacidade estimada de armazenamento de 12 milhões de toneladas de carbono ao longo do período.

A captura e o armazenamento permanente do CO2 gerado diretamente da fermentação do milho no processo de fabricação de etanol possibilitam a produção de um combustível com pegada de carbono negativa, contribuindo para acelerar a descarbonização de diversas indústrias.

Avanços tecnológicos

O projeto traz duas tecnologias inéditas: a instalação da primeira fibra óptica, SLB Optiq, em revestimento de poço na América Latina — uma inovação essencial para o monitoramento contínuo da integridade em projetos de CCS; e o Automated Lithology, que introduz a Inteligência Artificial (IA) às análises geológicas de campo. O sistema de monitoramento por fibra óptica traz um alto padrão de precisão, transparência e confiabilidade das operações de armazenamento de carbono.

Segundo a equipe técnica da SLB, essa tecnologia permite a verificação da integridade do poço em tempo real durante a fase operacional de injeção de CO2, elimina a necessidade de intervenções recorrentes no poço, aumenta a robustez e o nível de confiança do armazenamento permanente de CO2 frente à comunidade e junto aos certificadores, além de reduzir riscos e custos operacionais relacionados ao monitoramento de longo prazo em até 75%.

Já o Automated Lithology une geologia e inteligência artificial para caracterizar formações com potencial de armazenar e aproveitar CO2. Com foco na economia circular do carbono, ferramentas como LithoLink garantem precisão na identificação das rochas ideais, assegurando eficiência e segurança em todo o processo. Tudo isso de forma remota: as amostras são fotografadas e enviadas à nuvem, permitindo análises em tempo real por especialistas, onde quer que estejam. Essa abordagem reduz riscos operacionais, minimiza a presença no poço e diminui a pegada de carbono — um avanço tecnológico que redefine a maneira de fazer geologia, tornando-a mais sustentável, colaborativa e alinhada ao futuro da energia.

Petrobras e Shell Brasil lançam o Carbon Countdown, maior inventário de estoques de carbono já realizado no país

Projeto pioneiro cria base científica para impulsionar o mercado de carbono em todos os biomas brasileiros.



A Petrobras e a Shell Brasil lançaram o Carbon Countdown, o maior projeto já realizado para medir, de forma padronizada e em escala nacional, os estoques de carbono acima e abaixo do solo em todos os biomas terrestres do país. Ao interesse mútuo das empresas na trajetória de descarbonização, soma-se a experiência científica da Esalq/USP, executora do projeto, e de universidades e centros de pesquisa que participam do projeto em todas as regiões do Brasil.

O projeto contará com investimento de mais de R\$ 100 milhões, provenientes da Cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) prevista nos contratos de exploração e produção de óleo e gás, recurso que tem a aplicação regulada e fiscalizada pela ANP.

O Carbon Countdown estabelece uma linha de base científica inédita, construída a partir de metodologias reconhecidas pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), organismo científico da ONU. Todos os dados serão abertos e disponibilizados publicamente, permitindo aplicações diversas, como conservação, modelagem climática e planejamento territorial.

Serão cinco anos de muito trabalho integrado e produção de conhecimento. “As grandes entregas do Carbon Countdown são a geração de um banco de dados geoespacial público, com base em coletas significativa de amostras ambientais, implantação de infraestrutura de pesquisa, e a tropicalização confiável das metodologias internacionais à realidade dos nossos biomas.

Esse trabalho se torna ainda mais robusto com a participação de diversas universidades que agregam expertise e conhecimento local a essa iniciativa”, afirma Lílian Melo, Gerente Executiva do Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação da Petrobras – CENPES.

“O projeto Carbon Countdown nos dá as ferramentas para criar uma base sólida e confiável de dados sobre os estoques naturais de carbono. Essas informações são essenciais para fortalecer projetos de créditos de carbono, iniciativas de restauração e ações de uso do solo, além de consolidar o papel da ciência brasileira nesse mercado emergente”, afirma Olivier Wambersie, gerente-geral de Tecnologia da Shell Brasil.

O levantamento vai abranger 6.500 áreas demarcadas, com mais de 250 mil amostras de solo e um número ainda maior de amostras

de vegetação e outras 400 mil amostras de atributos complementares, caracterizando o maior inventário do tipo já realizado.

O projeto implementa uma rede nacional de pesquisa, com polos regionais nos seis biomas brasileiros – Amazônia, Cerrado, Caatinga, Mata Atlântica, Pantanal e Pampa. Cada núcleo envolve pesquisadores, equipes de campo e infraestrutura laboratorial local, garantindo metodologias unificadas, protocolos técnicos de Segurança, Meio Ambiente e Saúde; padrões éticos e consistência dos dados.

Ao produzir uma base de dados realista e cientificamente validada, o Carbon Countdown fornece segurança para investidores e formuladores de políticas, apoia a transição para uma economia de baixo carbono e amplia o protagonismo do Brasil no mercado global de créditos de carbono, por meio de Soluções Baseadas na Natureza como projetos agroflorestais, de conservação e reflorestamento.

Capacitação científica

O Carbon Countdown também investe na formação de equipes, no fortalecimento de laboratórios distribuídos pelo país e na criação de uma base integrada para armazenamento, análise e compartilhamento dos resultados, com liderança científica da Esalq/USP – centro de excelência em ciências agrárias, ambientais, biológicas e sociais. A iniciativa contribui diretamente para a capacitação de profissionais e para o avanço da pesquisa ambiental no Brasil.

Brava prevê elevar investimentos a US\$ 550 milhões em 2026, com impulso de novos poços

Para este ano, a projeção dos investimentos é de cerca de US\$ 500 milhões, segundo estimativas da companhia.



Foto: Divulgação

A Brava Energia (BRAV3) prevê investir US\$ 550 milhões em 2026, sendo dois terços em sua estratégia de expansão, que prevê a perfuração de quatro poços entre 2026 e 2027, e o restante em manutenção, afirmou o diretor financeiro da petroleira brasileira, Luiz Carvalho, no último dia 17/12.

Para este ano, a projeção dos investimentos é de cerca de US\$ 500 milhões, segundo estimativas da companhia.

A petroleira brasileira manteve seus planos de perfurar quatro novos poços, como parte de investimentos para ampliar a produção, apesar do cenário de baixos preços do petróleo.

“A sonda chega em janeiro”, disse Carvalho, em encontro com jornalistas na sede da companhia, no Rio de Janeiro, após assumir a posição de diretor financeiro em novembro.

Os dois primeiros poços previstos deverão entrar em operação no quarto trimestre de 2026 no campo de Papa-Terra, enquanto os outros dois entram no campo de Atlanta entre o primeiro e o segundo trimestres de 2027, segundo o executivo.

Os investimentos permitirão que a companhia atinja capacidade de produção de cerca de 100 mil barris de óleo equivalente por dia (boed) a partir de 2027, após encerrar este ano com cerca de 90 mil boed, conforme o previsto. Para 2026, há uma perspectiva de recuo da produção, em virtude de um declínio natural de campos, antes da entrada dos novos poços, explicou.

Preços de petróleo e perspectivas

Carvalho, que liderou equipes de análises do setor de Petróleo, Gás e Petroquímicos na América Latina por 13 anos, em passagens por BTG Pactual, UBS e HSBC, afirmou que os preços da commodity devem ficar mais baixos no início de 2026, e que a companhia busca se proteger deste cenário por meio de operações de hedge.

“A tendência é que a gente tenha um preço de petróleo, pelo menos na primeira parte do ano (de 2026), mais pressionado, eventualmente indo para US\$55 por barril”, afirmou.

Para a primeira metade de 2026, a empresa tem cerca de dois terços da produção protegida com operações de hedge e no segundo semestre, cerca de um terço, detalhou Carvalho.

Do lado da dívida, a companhia deve encerrar o quarto trimestre com o indicador de alavancagem de dívida líquida sobre Ebitda

semelhante ao do terceiro trimestre, quando atingiu 2,3 vezes. Nos próximos anos, a companhia vai buscar reduzir o indicador para abaixo de 1,5 vez.

Fusões e aquisições

Carvalho disse ainda que a Brava tem sido muito procurada por agentes de mercado interessados em avaliar possíveis operações de fusões e aquisições e que a companhia está atenta a eventuais oportunidades de negócios.

Ele reforçou, porém, posicionamento da empresa que negou notícia de que poderia estar negociando ativos com a Eneva, e reiterou que também não tem conhecimento sobre negociações envolvendo a Ecopetrol.

Sobre o mercado em geral, Carvalho afirmou que o mercado das petroleiras menores no Brasil é “muito mais vibrante” do que quando só havia praticamente a Petrobras, permitindo que haja muitas conversas sobre potenciais oportunidades de negócios.

“Desde que eu cheguei, o que eu mais recebi foi pedido de reunião, foi de companhia de trading..., de banco”, disse ele, afirmando que os agentes têm interesse em mapear possibilidades de negócios.

Carvalho disse acreditar que será mais fácil de ver, daqui em diante, no mercado, a troca de ativos de mãos ou de percentuais desses ativos, do que atividades de fusões e aquisições envolvendo companhias.

Gás Natural no Brasil em 2025: entre avanços produtivos e impasses estruturais

por Leonardo Mosimann Estrella



No ano de 2025, a produção de gás natural no Brasil atingiu novos patamares, a oferta potencial cresceu dois dígitos e o tema foi intensificado no debate econômico e regulatório, ao mesmo tempo em que persistiram gargalos relacionados à infraestrutura, desafios na governança da cadeia e na formação de preços.

O setor passou a conviver com movimentos simultâneos de expansão produtiva, intensificação de disputas entre agentes privados, reposicionamento da Petrobras e redefinição do papel estatal, conformando um quadro que explica tanto os avanços recentes quanto os limites persistentes historicamente na organização do mercado de gás no país.

O Brasil consolidou um novo patamar de produção, fortemente ancorado no pré-sal. Manteve-se a trajetória ascendente: em 2024, a média foi de 153,1 MMm³/d, enquanto, em 2025, entre janeiro e outubro, alcançou 177 MMm³/d, o que corresponde a 15,6% de aumento.

Esse crescimento se traduz, de forma proporcional, na maior disponibilidade de gás nacional ao mercado frente à queda de importação via Gasbol. Mesmo que parcela expressiva da produção (mais de 50%) foi utilizada em reinjeção visando assegurar o crescimento da produção de petróleo e descarbonização das operações.

Na distribuição, evidencia-se elevada concentração do setor em número restrito de grupos privados. Destacam-se Mitsui, Compass e Energisa que, por meio das holdings Commit e Norgás, controlam a maior parte das concessionárias estaduais, concentrando parcela majoritária em volume de gás distribuído e na base de consumidores.

Em conjunto, esses grupos respondem por 68% do capital social das distribuidoras. A Naturgy, também de controle privado, com operações no RJ e no sul de SP, detém 17% do capital total do setor. Dessa forma, a participação privada alcança 85% do capital que comanda a distribuição de gás no Brasil.

A estratégia predominante desse modelo manteve-se orientada pela expansão do mercado residencial, segmento que apresenta crescimento contínuo de clientes e maior garantia de receita, mas que, ao mesmo tempo, eleva o custo médio do sistema ao exigir investimentos em rede para baixos volumes unitários dentro de cidades. Nesse caso, o setor produtivo industrial arca com parte significativa dos custos de expansão da rede voltado para segmentos domésticos.

Tarifas em alta

Como resultado, as tarifas industriais permaneceram em patamares elevados. Em grandes concessionárias privadas, como a Comgás (SP), os preços finais ao consumidor industrial acumularam altas superiores a 80% desde 2020, com reajustes anuais que, em diversos ciclos tarifários, superaram 6% ao ano, mesmo em um contexto de inflação controlada e baixa competitividade do insumo.

Em termos internacionais, o gás natural no Brasil figura entre as doze maiores tarifas industriais globais, com preços mais de duas vezes superiores aos observados em países produtores como Argentina e México.

Esse patamar tarifário reduz significativamente a competitividade do gás como insumo produtivo, limita o uso industrial e compromete seu papel como vetor de reindustrialização, diversificação produtiva e desenvolvimento regional. Entre janeiro e setembro de 2025, a demanda de gás natural no país recuou, com queda de 4% no consumo industrial e retração superior a 20% no uso térmico em relação ao mesmo período de 2024.

Ao longo do ano, intensificaram-se ainda conflitos entre transportadoras e distribuidoras, materializados em disputas regulatórias e judiciais. Essas tensões expressam a perda de coordenação e o esvaziamento do papel integrador historicamente exercido pela Petrobras.

A classificação dos gasodutos, a definição de tarifas de transporte e a alocação de riscos, hoje impostos ao mercado de consumo, transformaram-se em conflitos, com impactos diretos sobre os custos finais do gás e sobre a forma de investimento em novas redes.



Foto: Divulgação

Em contraste com essa fragmentação, o mercado livre de gás revelou um movimento de reposicionamento da Petrobras como principal supridora. Ao longo do ano, a estatal concentrou a maior parte dos contratos ativos do mercado livre, respondendo por mais de 65% dos volumes comercializados neste segmento. Mesmo operando em um ambiente marcado por elevados custos de transporte e distribuição, os contratos firmados com a estatal apresentaram preços inferiores aos praticados no mercado cativo e de seus concorrentes no suprimento.

Na comparação entre tarifas industriais reguladas das principais distribuidoras e contratos do mercado livre em polos industriais, as diferenças superaram 25% em relação às tarifas cativas, mesmo após a incidência dos encargos de transporte.

Esse movimento sinaliza a recomposição sob comando da Petrobras, ainda que parcial, de uma lógica de coordenação econômica no suprimento industrial de gás, retornando à previsibilidade de preços e reduzindo assimetrias impostas pela fragmentação da cadeia mesmo no mercado spot.

Oferta crescente

As perspectivas para 2026 indicam a continuidade do aumento da oferta de gás, sustentada por novos projetos de produção e processamento. Esse movimento, contudo, tende a conviver com a persistência dos gargalos no transporte e com a necessidade de manutenção do fluxo de importações, via GNL e por meio do Gasbol, com gás boliviano e agora também contando com molécula argentina. Em paralelo, as disputas em torno da classificação dos gasodutos de transporte devem se intensificar, com elevado risco de

prolongamento das controvérsias regulatórias e judiciais, produzindo efeitos sobre as tarifas e ampliando a incerteza para os agentes da cadeia.

A expansão do mercado livre e a incorporação de consumidores de maior escala podem contribuir para alguma moderação tarifária, especialmente quando combinadas a um cenário internacional marcado por preços do petróleo em patamares mais baixos e estabilidade cambial. Outro ponto a ser observado é a eletrificação da mobilidade, gerando maior demanda por gás no mercado térmico.

Ainda assim, sem avanços estruturais na coordenação da cadeia e na expansão efetiva da infraestrutura de transporte e processamento, os limites observados em 2025 tendem a se reproduzir. Soma-se a esse quadro a intensificação das disputas, nos âmbitos estadual e regulatório, entre comercializadores e distribuidoras, à medida que parte relevante do setor industrial demonstra incapacidade de sustentar níveis de consumo compatíveis com as tarifas praticadas atualmente, fenômeno já observado e que expõe, inclusive, conflitos associados a cobranças ilegais pelas concessionárias.



Foto: Divulgação

Leonardo Mosimann Estrella é pesquisador do Inep nas áreas de Gás Natural, GLP e Fertilizantes.

É administrador e discente em ciências econômicas pela UFSC e mestre e doutorando em Planejamento Territorial e Desenvolvimento Socioambiental pela UDESC.

Autor dos livros Gás Natural em Santa Catarina: uma análise crítica da concessão do serviço (2023) e Gás Natural: notas sobre um percurso (2025).

A RSV da DOF dará início a um contrato de US\$ 150 milhões com a Petrobras em janeiro de 2027

A DOF assinou um contrato de quatro anos com a Petrobras para uma embarcação de apoio a veículos operados remotamente (RSV, na sigla em inglês), um anúncio que surge após a adjudicação de seis contratos de quatro anos para RSVs no âmbito do mesmo processo de licitação competitiva.

O contrato para o Skandi Commander, construído em 2007, inclui um veículo subaquático autônomo (AUV) a ser usado como parte das funções da embarcação, além do veículo operado remotamente (ROV). O valor do contrato gira em torno de 150 milhões de dólares, com início previsto para

janeiro de 2027. Mons Aase, CEO do Grupo DOF ASA, afirmou:

“Estou orgulhoso das nossas conquistas no Brasil este ano, que adicionaram mais de US\$ 2 bilhões à nossa carteira de pedidos provenientes das licitações AHTS, RSV e PIDF.

Celebramos um marco importante com os 25 anos da DOF no Brasil este ano, e agora temos uma base sólida para a contínua criação de valor nos próximos anos, com grande parte da nossa frota no Brasil sob contratos firmes que se estendem para além de 2030.”



Foto: Divulgação

Petrobras e Lightsource bp anunciam assinatura de parceria estratégica no segmento de energia renovável no Brasil

Movimento impulsiona atuação da Petrobras em energias renováveis, visando acelerar projetos solares no país e contribui para a estratégia de crescimento de longo prazo da Lightsource bp no Brasil.



Foto: Divulgação

A Petrobras e a Lightsource bp anunciaram, a assinatura de um acordo para estabelecer uma parceria estratégica no segmento de energias renováveis onshore. Pelo acordo, a Petrobras adquirirá 49,99% das subsidiárias da Lightsource bp no Brasil. A conclusão da transação está sujeita a aprovações regulatórias. A parceria será estruturada como uma joint venture, com gestão compartilhada entre Petrobras e Lightsource bp.

Por meio dessa iniciativa, a Petrobras dá um passo significativo e estratégico ao ingressar no segmento de geração de energia solar, ampliando sua atuação no mercado de fontes renováveis no Brasil, bem como permite a criação de uma plataforma que pode agregar novos negócios em renováveis, como armazenamento de energia.

A Petrobras já vem desenvolvendo projetos de plantas solares em suas unidades de refino. Atualmente, a companhia tem a pretensão de instalar 56 MW até 2027, sendo que 10 MW já estão instalados na Regap. Essa parceria, no entanto, permite que a Petrobras tenha uma atuação mais ampla no segmento, envolvendo outros consumidores, o que reforça o compromisso da companhia com a diversificação de seu portfólio e a construção de um futuro mais sustentável.

“Estamos dando hoje um importante passo na atuação da Petrobras no segmento de energia solar. Essa parceria representa um avanço fundamental na trajetória da companhia rumo à Transição Energética Justa e se soma aos projetos de geração renovável em implantação pela Petrobras em seus ativos, como nas refinarias Regap e Replan. Estamos comprometidos em liderar esse processo no país, ampliando nossa presença em novas fontes energéticas, promovendo a descarbonização de nossas operações e produzindo combustíveis mais sustentáveis. Seguiremos provendo a energia necessária para o desenvolvimento do Brasil”, afirma a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

Juntos, esta parceria combinará a expertise de ponta a ponta da Lightsource bp em renováveis onshore e armazenamento de energia no Brasil com as capacidades estratégicas da Petrobras para impulsionar ainda mais o crescimento de soluções de energia de baixo carbono em todo o Brasil”, disse Joaquin Oliveira, CEO da Lightsource bp. “Com o nosso forte expertise local, construída ao longo de quase sete anos de atividade no Brasil em todas as fases de desenvolvimento, construção e operação de projetos, continuaremos a gerar valor para a empresa, para os nossos

clientes e stakeholders. Estamos entusiasmados com esta parceria com a Petrobras”.

O fechamento do negócio (closing) está sujeito às aprovações pertinentes, incluindo as dos órgãos reguladores competentes.

A Lightsource bp, empresa do grupo bp, contribuirá para a joint venture com seu pipeline que inclui entre 1 e 1,5 GW em estágio mais avançado de desenvolvimento, além de outros projetos menos maduros no Brasil, bem como a usina solar fotovoltaica de Milagres, em Abaiara, Ceará, que está em operação desde 2023 com 212 MWp de capacidade instalada – uma das maiores do estado.

Esta joint venture tem como objetivo desenvolver projetos rentáveis de energia renovável e aumentar a presença da Petrobras e da Lightsource bp entre os principais players do setor de energia renovável brasileiro.



Foto: Divulgação

Petroleira aprova Decisão Final de Investimento para o desenvolvimento do projeto Sergipe Águas Profundas módulo 2

Projeto estratégico na região Nordeste ampliará a oferta de gás nacional.

A Petrobras aprovou a decisão final de investimento para o desenvolvimento do projeto Sergipe Águas Profundas módulo 2 (SEAP II), na Bacia de Sergipe-Alagoas. O projeto é estratégico para ampliar a disponibilidade do gás nacional, além de abrir uma nova fronteira de produção na região Nordeste.

O projeto SEAP II abrange jazidas com óleo leve, considerado de boa qualidade, entre 38 e 41 graus API, pertencentes aos campos de Budião, Budião Noroeste e Budião Sudeste, localizados a cerca de 80 km da costa nas concessões BM-SEAL-4, BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, respectivamente.

A Petrobras é operadora das concessões BM-SEAL-4 – com 75% de participação em parceria com a ONGC Campos Limitada (25%) – e BM-SEAL-4A e BM-SEAL-10, onde detém 100% de participação.

Para o desenvolvimento do projeto está em contratação um FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) no modelo BOT (“Build Operate and Transfer”), com capacidade de 120 mil barris de óleo por dia (bpd) e 12 milhões de m³ por dia, com previsão de conclusão da negociação no 1º semestre de 2026, viabilizando o 1º óleo do projeto em 2030, conforme previsto no Plano de Negócios 2026-2030.

Sergipe Águas Profundas

Além do projeto SEAP II, a companhia tem o projeto SEAP I, que abrange as jazidas pertencentes aos campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste, Cavala e Palombeta, localizados nas concessões BM-SEAL-10 e BM-SEAL-11.

A Petrobras é operadora das concessões BM-SEAL-11 – com 60% de participação, em parceria com a IBV Brasil Petróleo LTDA (40%) – e BM-SEAL-10, onde detém 100% de participação.

Nova frente de investimentos

Com volume substancial de gás, considerando potencial de ofertar até 18 milhões de m³ de gás por dia, os projetos abrem um novo

horizonte de investimentos, trazendo uma série de oportunidades para o setor e para os estados de Sergipe e Alagoas.

Além disso, vai viabilizar no país um novo marco tecnológico:

A implantação de um projeto de produção em profundidade d’água acima de 2500 metros (alcançando até 3 mil metros), incorporando inovações de última geração.

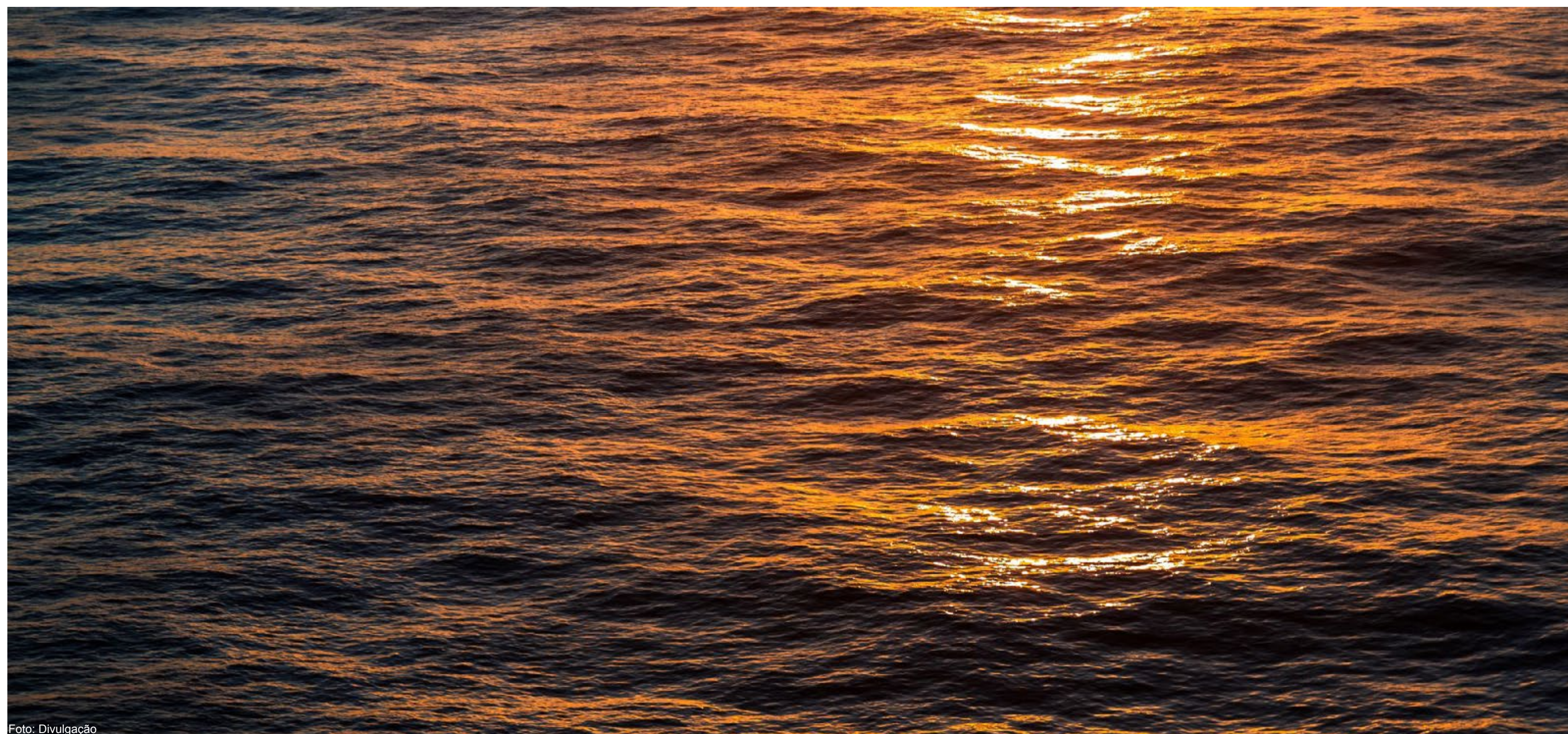


Foto: Divulgação

Um ano de resiliência e avanços no setor energético

Com a transição energética evoluindo em um cenário mais realista, no qual o petróleo e gás terão forte protagonismo, a indústria reafirma seu valor

por Fabiano Reis



Foto: Divulgação

O ano de 2025 será lembrado como um período de forte desempenho operacional da indústria global de petróleo e gás, mesmo em um contexto de preços mais moderados, pressões ambientais crescentes e debates intensos sobre transição energética.

A combinação entre recordes de produção, expansão de novas fronteiras exploratórias e consolidação de projetos de longo prazo confirmou o papel estrutural do setor na segurança energética mundial.

Ao longo do ano, apesar do avanço das fontes renováveis, o petróleo e o gás natural seguiram como vetores centrais da matriz energética, sustentando crescimento econômico, cadeias industriais e fluxos comerciais globais.

A demanda mundial teve um crescimento de 1,3 milhão de barris dia nos dez primeiros meses de 2025, segundo relatório da OPEP, que projeta um aumento um pouco maior para 2026 – quase 1,3 milhões de barris/dia. A alta da demanda é liderada por Estados Unidos, China e Ásia (não Pacífico) em 2025, sendo que a projeção é de que a Índia entre nesse ranking em 2026.

Produção global em alta



Foto: Divulgação

Um dos principais destaques de 2025 foi o avanço da produção global, impulsionado sobretudo por países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), que ampliaram sua participação no mercado.

Entre eles o Brasil, que vem registrando uma produção crescente, tendo, no início de 2025, aceitado o convite para atuar como um observador e aliado na chamada Opep+. Criada em 2016, sob a liderança da Rússia, que reúne ainda México, Cazaquistão, Azerbaijão, Bahrein, Brunei, Malásia, Omã, Sudão, Sudão do Sul, Filipinas.

Os Estados Unidos consolidaram níveis históricos de produção de gás natural, ao mesmo tempo em que reforçaram sua posição como um dos maiores exportadores mundiais de GNL.

A ampliação da capacidade de liquefação e a entrada gradual de novos terminais deram sustentação a fluxos contínuos do gás americano para a Europa e a Ásia, contribuindo para maior estabilidade dos mercados regionais.

No petróleo, a produção norte-americana manteve patamares elevados, sustentada por ganhos de eficiência operacional e melhor aproveitamento de campos já em produção.

Também se destacam nesse cenário o Canadá, com um crescimento da produção não convencional, impulsionado pela expansão do oleoduto Trans Mountain, que aumenta capacidade de exportação do país. Ou seja, avançou em projetos voltados ao mercado internacional, reforçando a integração energética da América do Norte.

O ano de 2025 também confirmou a ascensão de novas fronteiras offshore, com destaque para a Guiana, que manteve ritmo acelerado de crescimento da produção em águas profundas.

O país se consolidou como um dos casos mais emblemáticos da última década, com projetos que combinam rapidez de implantação e alta produtividade.

Evoluindo de forma acelerada, o país aumentou sua produção em quase 50%, passando de cerca de 650 mil barris no final de 2024 para quase 900 mil barris de petróleo por dia em novembro. A produção aumentou no segundo semestre do ano desde que um consórcio liderado pela norte-americana Exxon Mobil, que controla toda a produção de petróleo e gás no país, acrescentou uma quarta instalação de produção flutuante.



Pré-sal sustenta desempenho histórico

No Brasil, 2025 foi marcado por novos recordes de produção de petróleo e gás natural, com volumes impulsionados principalmente pelos campos do pré-sal. Dados oficiais indicaram que a produção nacional superou a marca de 5 milhões de barris de óleo equivalente por dia em momentos do ano, consolidando o país entre os maiores produtores globais.

A entrada em operação de novas unidades flutuantes de produção, armazenagem e transferência de petróleo e gás (FPSOs), aliada à maturação de grandes campos, ampliou a oferta tanto de petróleo quanto de gás natural. O desempenho reforçou a importância dos sistemas flutuantes de produção e da infraestrutura submarina como pilares da estratégia brasileira de longo prazo.

Em fevereiro, o FPSO Almirante Tamandaré iniciou produção no campo de Búzios, na bacia de Santos. É o primeiro de seis sistemas contratados pela Petrobras com essa capacidade de 225 mil bbl/d de óleo e 12 milhões m³/d de gás; devendo atingir o platô até o fim do ano. Em março, o FPSO Alexandre de Gusmão chegou ao campo de Mero (bloco de Libra), com ancoragem concluída em cerca de 10 dias, produzindo o primeiro óleo no final de maio, dois meses antes do previsto.

Em maio, o FPSO Almirante Barroso, a quinta plataforma a produzir em Búzios entra em operação. Com capacidade para produzir 180 mil barris/dia e 12 milhões de m³ de gás, aumenta significativamente a capacidade de Búzios, que atinge em outubro um milhão de barris por dia. A sexta plataforma para esse ativo no pré-sal, a P-78, que chegou ao Brasil em setembro, recebendo autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para iniciar operações em 20 de dezembro, produziu seu primeiro óleo no último dia do ano.

Com capacidade para produzir 180 mil barris de petróleo por dia (bpd) e 7,2 milhões de metros cúbicos por dia (Sm³/d) de gás natural, o FPSO aumentará a capacidade instalada de produção do campo de Búzios, para aproximadamente 1,15 milhão de barris de petróleo diários.

Com um sistema de flare fechado, minimizando as emissões de poluentes pela queima de gás natural, a unidade vai exportar gás para o continente, via interligação com o gasoduto ROTA 3, expandindo a oferta de gás no Brasil em até 3 milhões de m³ por dia.



"Com o primeiro óleo da P-78, iniciamos o ano já avançando na principal meta que temos para 2026: o aumento da produção de petróleo e gás da Petrobras. Projetamos produzir 2,5 milhões de barris de petróleo por dia ao longo desse ano e grande parte virá de Búzios, o maior campo do país em reservas e em produção. Além disso, estamos também ampliando a oferta de gás natural ao mercado brasileiro, outra meta expressa em nosso Plano de Negócios", disse Magda Chambriard, presidente da Petrobras.

Shell avança em orca

Depois de 20 anos da concessão e 15 da primeira descoberta, a anglo holandesa Shell decide avançar no projeto Gato do Mato, ao anunciar em março a decisão de investimento nesse ativo em águas profundas, no qual é operadora. Um mês depois, fez a declaração de comercialidade das duas descobertas, sob o nome de Orca e Sul de Orca, em lâminas d'água que variam entre 1.750 e 2.050 metros.

matéria de capa (continuação)

Localizado no pré-sal da bacia de Santos, o projeto inicialmente denominado Gato do Mato é uma descoberta de gás-condensado que abrange dois blocos contíguos: BM-S-54, um contrato de concessão assinado em 2005, e Sul de Gato do Mato, um contrato de partilha de produção obtido em 2017.

Ao vencer o leilão da PPSA em 2017, arrematando Sul do Gato do Mato, um bloco contíguo ao primeiro, a Shell integrou os dois blocos num único projeto de desenvolvimento, viabilizando a exploração. O plano de desenvolvimento prevê a instalação de uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (FPSO), projetada para produzir até 120.000 barris de petróleo por dia, que foi encomendada junto à Modec.

A decisão de investimento e de ampliação da participação no ativo se deve ao volume estimado para o projeto, de aproximadamente 370 milhões de barris, o que sinaliza um potencial de produção acima dos 90mil barris diários previstos inicialmente.



Em dezembro, a petroleira assinou um contrato de longo prazo, no valor de US\$ 300 milhões, com a empresa de perfuração offshore Valaris para uso de sonda no projeto Orca. A sonda Valaris DS-8 será usada principalmente em Orca para campanha de perfuração e completação prevista para começar em 2027.

O consórcio prevê que o ativo entre em operação em 2029, com reinjeção de gás natural nas operações iniciais, para suporte à pressão do reservatório, e possibilidade futura de exportação de gás para instalações onshore.

No penúltimo dia de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) autorizou a cessão de 20% da participação da TotalEnergies no campo de Gato do Mato, para a Shell, que já era operadora e passa agora a ter 70% de participação ao lado da Ecopetrol, com 30%, e a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) como gestora do contrato de partilha de produção (PSC).

No início de dezembro, a Shell, em conjunto com a Petrobras, ampliou sua participação nas unidades Atapu e Mero, adquirindo 26,76% da Área Aberta de Atapu (0,95% da unidade) e 20% da Área Aberta de Mero (3,5% da unidade), dois projetos na bacia de Santos.

Com isso, a Shell vai se reposicionar no cenário brasileiro, onde já desponta como a segunda maior produtora de óleo e gás do país, com mais de 550 mil barris de óleo equivalentes por dia (boed).

A maior parte desse volume se deve à participação como consorciada em ativos emblemáticos no pré-sal, registrando apenas 35 mil boed como operadora, em sexta posição.

Orca e Orca Sul é um passo adiante da Shell no país, onde foi a primeira operadora internacional a produzir petróleo em escala comercial no Brasil, nos campos de Bijupirá e Salema, no litoral do Rio de Janeiro, após a abertura do mercado nacional.

Equinor e prio em novo patamar

A norueguesa Equinor, iniciou o ano vendendo sua participação no campo de Peregrino, na bacia de Campos. Com esse desinvestimento, depois de mais de 16 anos de operação do campo, a Equinor alocou todos os recursos técnicos e financeiros em dois projetos de peso.

Nessa mesma bacia, vem avançando com o grande projeto de gás natural, Raia, com início de operação previsto para 2028.

Com investimento total estimado de US\$ 9 bilhões, Raia terá capacidade para produzir 16 milhões de m³ de gás por dia, suficiente para atender cerca de 15% da demanda de gás do Brasil.

No pré-sal da bacia de Santos, deu a partida em outubro no campo de Bacalhau, que em um reservatório de alta pressão em águas ultraprofundas de mais de 2 mil metros de profundidade. Maior ativo internacional da petroleira norueguesa, Bacalhau tem mais potencial de produção de mais de um bilhão de barris de óleo equivalente (boe).

Em junho, a Equinor arrematou o bloco S M 1617 no 5º Ciclo da Oferta Permanente da ANP, pagando R\$ 30,5 milhões de bônus de assinatura. O bloco fica próximo ao S M 1378, já operado pela empresa, reforçando sua posição na bacia de Santos.

O final do ano foi de conquistas para a PRIO, que teve aprovada a venda de Peregrino pela Equinor, com a companhia independente brasileira assumindo 100% da operação desse ativo que já produziu mais de 300 milhões de barris.

A produção da Equinor em Peregrino era de cerca de 55 mil barris/dia no 1º tri de 2025. A aquisição representa um salto relevante em escala e portfólio para a PRIO.

Fpso expo 2025

A terceira edição do Brasil – Epicentro Global de FPSOs / FPSO Expo 2025, realizada pela revista Oil & Gas Brasil entre 13 e 15 de maio no ExpoMag, no Rio de Janeiro, consolidou-se como o maior encontro latino americano dedicado às unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência de petróleo e gás, os FPSOs.



O evento, que reuniu os principais players do setor, mostrou como os FPSOs vêm incorporando tecnologias cada vez mais avançadas para atender requisitos de segurança, eficiência operacional e sustentabilidade ambiental.

A conferência reforçou o papel estratégico do Brasil na evolução dessas embarcações, que transformaram a exploração em águas profundas nas últimas cinco décadas.

Desde o pioneiro FPSO da Shell, em 1977, até o primeiro brasileiro — o Moraes, da Petrobras — a indústria avançou de forma contínua, impulsionada especialmente pelo protagonismo nacional.

A Petrobras foi a patrocinadora master desta edição, que contou ainda com Ambipar (Diamond), TechOcean – AASJ (Platinum), Baker Hughes e Modec (Gold) e Sensia (Silver), reforçando a relevância e o alcance do encontro para toda a cadeia offshore.

Leilões e recordes de bônus

Os três leilões realizados em 2025 deixaram um saldo altamente positivo.

Em 17 de junho a ANP realizou o 5º Ciclo da Oferta Permanente – Concessão (OPC), arrecadando R\$ 989 milhões em bônus de assinatura. Um recorde histórico para essa modalidade (OPC), ainda que tenham sido arrematados apenas 34 blocos arrematados dos 172 ofertados.

Nove companhias, sete estrangeiras e duas brasileiras, obtiveram a concessão de blocos nas bacias do Parecis, Foz do Amazonas, Santos e Pelotas, totalizando uma área de 26.834,52 km². A previsão do investimento mínimo na fase de exploração é de R\$ 1.456.963.000,00.

Petrobras e ExxonMobil levaram 10 blocos na Foz do Amazonas, na chamada Margem Equatorial, que registrou ágio de quase 3.000% em alguns blocos. Chevron e a chinesa CNPC arremataram 9 blocos na mesma região. Petrobras e Petrogal obtiveram 3 blocos na bacia de Pelotas. Os 11 blocos arrematados na bacia de Santos receberam ofertas vencedoras da Karoon (6), Shell (4) e Equinor (1). Nove dias depois a PPSA realizou o 5º Leilão de Petróleo da União (Partilha), arrecadando R\$ 28 bilhões, superando expectativa de R\$ 25 bilhões, consagrando-se como o maior leilão da história da PPSA.

Dos 74,5 milhões de barris da União ofertados pela PPSA, oriundos dos campos de Mero, Búzios, Sépia, Itapu, a Petrobras arrematou 40 milhões de barris (em 4 lotes). Outros dois lotes de Mero ficaram para a Equinor, e ficaram com o lote de Itapu. As cargas serão entregues entre julho de 2025 e fevereiro de 2027.



Em outubro, a ANP realizou o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha (OPP), no qual foram arrematados cinco dos sete blocos em oferta, todos no polígono do pré-sal: Esmeralda e Ametista, na bacia de Santos; e Citrino, Itaimbezinho e Jaspe, na bacia de Campos.

Equinor e Petrobras arremataram um bloco cada um na bacia de Campos, e um terceiro, em consórcio. Já a Karoon arrematou sozinha o bloco de Esmeralda, na bacia de Santos, enquanto o consórcio formado pelas chinesas CNOOC Petroleum (70%) e Sinopec (30%), ficou com o bloco de Ametista.

A ANP aperfeiçoou o edital da OPP, buscando mais atratividade ao leilão. Como resultado, no 3º Ciclo houve, pela primeira vez, empresas independentes inscritas, além das grandes petroleiras.

Karoon e a Sinopec são estreantes no regime de partilha no Brasil.

matéria de capa (continuação)

Os bônus de assinaturas dos cinco blocos somaram R\$ 103.728.181,09 e os investimentos mínimos previstos, somente na primeira fase dos contratos (fase de exploração), são de R\$ 451.498.600,00. A assinatura dos contratos está prevista para acontecer até 29/05/2026.

Equilíbrio delicado

Apesar dos recordes produtivos, 2025 foi caracterizado por um ambiente de preços mais moderados no mercado internacional de petróleo. O Brent operou, ao longo do ano, sob influência de estoques globais elevados e de uma oferta abundante, cenário acompanhado de perto por analistas e agências de energia.

Esse contexto reforçou uma tendência observada nos últimos anos: a indústria passou a priorizar disciplina de capital, eficiência operacional e retorno consistente, em vez de ciclos acelerados de expansão baseados apenas em preços elevados.

Outro aspecto relevante de 2025 foi a continuidade do aperfeiçoamento regulatório e dos padrões de segurança operacional, especialmente em operações offshore. Países produtores intensificaram exigências relacionadas à integridade de ativos, gestão de riscos e monitoramento ambiental.

Também avançou o debate sobre o fim de vida útil de campos e instalações, com projetos de descomissionamento ganhando maior visibilidade e complexidade, tanto do ponto de vista técnico quanto ambiental e jurídico.

Sustentabilidade

Sem rupturas abruptas, 2025 mostrou progressos graduais na incorporação de tecnologias voltadas à redução da intensidade de carbono.

Iniciativas relacionadas à eficiência energética, captura e armazenamento de carbono (CCS), reaproveitamento de gás e digitalização de processos ganharam espaço, sobretudo em grandes projetos offshore.

Essas iniciativas indicam que o setor segue ajustando seu modelo operacional para conviver com metas climáticas mais rigorosas, sem abrir mão da confiabilidade do suprimento energético.

Crescimento com cautela

As projeções para 2026 apontam para um cenário de continuidade, com crescimento moderado da produção global de petróleo e gás, sustentado por projetos já em desenvolvimento e pela ampliação da infraestrutura de exportação de gás natural liquefeito.

No curto prazo, a expectativa é de preços relativamente estáveis, refletindo o equilíbrio entre oferta robusta e uma demanda que cresce de forma mais gradual, especialmente em economias maduras. Em contrapartida, países emergentes devem seguir impulsionando o consumo de energia, mantendo o petróleo e o gás como componentes essenciais da matriz global.

No Brasil, a tendência é de consolidação do pré-sal como principal motor da produção nacional, com novas unidades entrando em operação e maior integração entre petróleo, gás e políticas de transição energética.

Setor em transição

O balanço de 2025 deixa claro que, mesmo diante de transformações estruturais na matriz energética global, o setor de petróleo e gás entra em 2026 em posição sólida.

Com produção elevada, avanços tecnológicos e maior maturidade regulatória, a indústria demonstra capacidade de adaptação a um mundo em transição. O balanço de 2025 mostra que o setor de petróleo e gás chega a 2026 em posição sólida.

A combinação entre produção elevada, projetos de longo prazo já contratados e maior rigor regulatório sustenta um ambiente de estabilidade operacional. Em meio à transição energética, petróleo e gás seguem como componentes centrais da matriz global, especialmente para países que buscam segurança no suprimento, previsibilidade econômica e tempo para reorganizar seus sistemas energéticos.

O ano se encerra com o navio-plataforma P-79 a caminho do Brasil, depois de deixar o estaleiro Hanwha Ocean, na Coreia do Sul, em novembro, rumo ao campo de Búzios, no pré-sal da bacia de Santos. A plataforma será rebocada até a locação com a tripulação a bordo, para agilizar o início da produção. A chegada está prevista para fevereiro do ano que vem.

O início de produção da plataforma está previsto para agosto de 2026 e elevará em cerca de 15,6% a atual capacidade de produção instalada do campo de Búzios, para aproximadamente 1,3 milhão de barris/dia, considerando-se também a entrada em produção da P-78, em dezembro deste ano.



Foto: Divulgação

O desafio de transformar pesquisas em produtos

Entrevista, Marcelo Souza de Castro, diretor do Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) da Unicamp e coordenador de projetos de PD&I.

por Julia Vaz



Foto: Divulgação

O Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) da Unicamp consolidou-se como um dos principais polos de pesquisa e inovação em energia no Brasil, ampliando sua atuação muito além do setor de petróleo, de onde se originou. A parceria entre Unicamp e Petrobras evoluiu para um ecossistema robusto de formação, pesquisa aplicada e interação com a indústria.

Mesmo diante de crises, restrições orçamentárias e mudanças profundas no mercado global, o centro expandiu sua infraestrutura, diversificou financiadores e fortaleceu sua presença em temas estratégicos da transição energética.

A criação de novos centros de pesquisa, o crescimento de laboratórios e o aumento

expressivo de pesquisadores refletem um movimento consistente de modernização. Hoje, o CEPETRO se posiciona como um agente essencial na integração entre academia, indústria e inovação tecnológica, como podemos aferir nessa entrevista com seu diretor, o professor Marcelo Castro.

Oil&Gas Brasil: **Quais são os principais avanços do CEPETRO nos últimos dez anos, considerando sua trajetória desde a criação em 1987, em uma parceria entre Unicamp e Petrobras?**

Marcelo Castro: O CEPETRO nasceu junto com um programa de pós-graduação e com o Departamento de Engenharia de Petróleo da Unicamp, com foco na formação de profissionais e no desenvolvimento de pesquisas. Essa missão vem sendo cumprida com excelência ao longo de 38 anos, com ex-alunos atuando em diversas empresas do setor de óleo e gás e, mais recentemente, em áreas ampliadas do setor energético.

Também contribuímos para a formação da ANP e para discussões regulatórias, como a cláusula de P,D&I, além de termos docentes que integraram seu corpo técnico. Nos últimos cinco anos — marcados pela pandemia e pelos ciclos da indústria — enfrentamos desafios significativos, como cortes

orçamentários, manutenção de uma infraestrutura robusta, atração de talentos e a busca por crescimento sustentável em um cenário de diversificação tecnológica e avanço da transição energética.

Oil&Gas Brasil: ***De que forma o CEPETRO enfrentou os desafios do setor nesse período?***

Marcelo Castro: Um fator decisivo para atravessarmos a pandemia com impactos reduzidos foi a diversidade de empresas financiadoras. Embora a Petrobras seja nossa principal parceira, representando cerca de um terço dos recursos, contamos também com Shell, Equinor, Petronas, RepsolSinopec, TotalEnergies e apoio da FAPESP por meio dos Centros de Pesquisa em Engenharia. Isso permitiu manter a infraestrutura ativa e investir em novas áreas ligadas à transição energética — energia solar, eólica, biocombustíveis, bioprodutos e tecnologias de CCUS. Outro desafio foi a queda acentuada na procura por cursos de pós-graduação em Petróleo, mesmo com bolsas atrativas, infraestrutura de ponta e parcerias internacionais. Nesse contexto, projetos com empresas que permitem a contratação de pesquisadores tornaram-se essenciais diante dos cortes nacionais em P&D.

Oil&Gas Brasil: ***Quais foram os marcos mais significativos desse período recente em termos de produção científica, inovação tecnológica e impacto no setor?***

Marcelo Castro: A ampliação dos temas financiáveis pela ANP impulsionou fortemente pesquisas em transição energética. Em 2024, cerca de 40% dos recursos já estavam direcionados a esse tema, sem prejuízo do crescimento em óleo e gás. Houve também a criação e expansão de centros de pesquisa com empresas, com parte dos recursos complementados pela FAPESP. A Unicamp atingiu um recorde histórico: mais de 30% de sua pesquisa financiada por empresas, enquanto a média mundial gira em torno de 10%.

Oil&Gas Brasil: ***Tudo isso fez o CEPETRO crescer nos últimos dez anos?***

Marcelo Castro: Sem dúvida. Expandimos de 5.000 m² para mais de 7.000 m², com novos laboratórios experimentais, e planejamos incorporar outros 3.000 m² voltados à mobilidade elétrica, análise de riscos e segurança operacional. Também crescemos em pessoal: mesmo com a queda de interesse no setor de petróleo, a ampliação das pesquisas em transição energética dobrou o número de pesquisadores e alunos envolvidos em projetos financiados. O grande desafio agora é transformar pesquisa em produtos. Apesar do volume expressivo de recursos em P&D, ainda são poucas as empresas fornecedoras criadas no setor. Esse é um ponto central para todos os financiadores e uma prioridade para nós, especialmente para gerar empregos qualificados.

Oil&Gas Brasil: ***O CEPETRO sempre se destacou pela interação com a indústria. Quais são hoje as principais parcerias estratégicas?***



Foto: Divulgação

Marcelo Castro: A Unicamp tem uma longa tradição de colaboração com a indústria, e o CEPETRO segue essa linha. Desde os anos 2000, já desenvolvemos mais de 450 projetos com mais de 30 financiadores. Isso resultou em infraestrutura de ponta e suporte técnico-administrativo de excelência. A estrutura de Centros de Pesquisa da Unicamp facilita a prospecção de novos projetos, com atuação centralizada na busca de oportunidades e descentralizada na execução. Hoje contamos com 8 grupos internos e cerca de 50 grupos parceiros na universidade. Entre as parcerias, destaco Petrobras, Shell, Equinor, TotalEnergies, Petronas, RepsolSinopec, FAPESP e novos parceiros como CNOOC, CNPC, FINEP, Programa MOVER/FINEP, ExxonMobil e EMBRAP II.

Oil&Gas Brasil: ***Quais projetos o senhor destacaria como emblemáticos pela complexidade ou relevância?***

Marcelo Castro: Os mais importantes recentemente são os Centros de Pesquisa financiados ou cofinanciados por empresas: o EPIC – Energy Production Innovation Center, uma parceria entre a Equinor e a FAPESP; o CINE – Center of Innovation o New Energies, parceria entre Shell e Fapesp; e o ETRC – Energy Transition Innovation Center, financiado pela TotalEnergies. Esses centros garantem ambientes de longo prazo para pesquisa, manutenção de equipes e infraestrutura. E ainda a criação do CEMOBE, financiado pela FINEP, o primeiro Centro de Mobilidade Elétrica da América Latina.

Oil&Gas Brasil: ***Qual a relevância do modelo de centros de pesquisa? Há possibilidade de novos centros?***

Marcelo Castro: Temos três centros: o EPIC – Energy Production Innovation Center, uma parceria entre a Equinor e a FAPESP; o CINE – Center of Innovation o New Energies, parceria entre Shell e Fapesp; e o ETRC – Energy Transition Innovation Center, financiado pela TotalEnergies. Eles oferecem previsibilidade e perenidade no investimento, permitindo planejamento de longo prazo, infraestrutura robusta e

manutenção de equipes. Além disso, promovem interação direta com os desafios das empresas, estimulam inovação e já geraram spin-offs, patentes e softwares. Outro diferencial é a padronização de processos e a proximidade entre pesquisadores e empresas, com estágios que aceleram a transferência de tecnologia. E sim, há discussões em andamento para novos centros em áreas emergentes.



Foto: Divulgação

Oil&Gas Brasil: ***Em junho de 2025, a Unicamp e a Petrobras criaram o projeto Enfuse (Entrepreneurship for Future and Sustainable Energy), voltado à criação de startups de alta tecnologia – as hard techs – no setor de energia. O que essa parceria representa em termos de fortalecimento do ecossistema nacional de inovação e da capacidade do país de gerar startups de base científica realmente competitivas?***

Marcelo Castro: Entre todas as empresas com as quais conversei, a grande questão sobre investimentos em PD&I é como transformar patentes, relatórios, publicações e softwares desenvolvidos em ICTs em produtos de fato. Há um volume expressivo de investimentos e tecnologias sendo criadas, mas muitas enfrentam dificuldades para se tornarem soluções comerciais. Um dado ilustrativo é o número de projetos de capacitação de fornecedores financiados com recursos da ANP: desde 2016, são apenas cinco, diante de mais de 5.300 projetos totais. Observando o cenário internacional — Noruega, EUA, China, Holanda, entre outros — nota-se uma forte criação de empresas de base tecnológica. No Brasil, setores como agronegócio e bioprodutos também apresentam um ecossistema vibrante. Nesse contexto, o Enfuse busca compreender profundamente os fatores que dificultam o surgimento de deeptechs de energia no país e, por meio de benchmarkings nacionais e internacionais, identificar o que pode ser adaptado ao contexto brasileiro. O projeto também considera as especificidades regionais: uma metodologia eficaz no Sudeste pode não funcionar igualmente bem em outras regiões.

Por isso, trabalhamos na construção de uma abordagem nacional, mas flexível, capaz de se adaptar a diferentes realidades. E é importante destacar: não buscamos reinventar a roda. Nosso objetivo é entender o que já foi feito no país, reconhecer boas práticas e propor melhorias e ajustes a partir desse diagnóstico.

Oil&Gas Brasil: ***Como o senhor enxerga o papel do CEPETRO na formação de profissionais e pesquisadores capazes de atuar em um setor que passa por transformações tão rápidas, especialmente diante da transição energética?***

Marcelo Castro: O foco deve ser sempre a formação básica de excelência, orientada para soluções que atendam às necessidades da indústria nacional. Na década de 1980, o CEPETRO foi criado para apoiar a formação de profissionais para a Petrobras; hoje, nossa missão é utilizar a infraestrutura, o corpo docente qualificado e a forte integração com a indústria para garantir uma formação alinhada aos desafios reais da transição energética. Buscamos formar profissionais com visão sistêmica, interdisciplinar e adaptável, capazes de atuar tanto na modernização do setor de petróleo e gás quanto no desenvolvimento de soluções de baixo carbono, sempre com responsabilidade e rigor científico.

Oil&Gas Brasil: ***Olhando para o futuro, quais são as prioridades do CEPETRO para os próximos anos e como o centro pretende se posicionar frente às novas demandas tecnológicas e ambientais do setor de energia?***



Foto: Divulgação

entrevista exclusiva (continuação)

Marcelo Castro: As prioridades do CEPETRO concentram-se em fortalecer sua atuação como centro de excelência em pesquisa aplicada, alinhado às novas demandas tecnológicas e ambientais do setor energético. Entre os eixos centrais estão o avanço em tecnologias de descarbonização — como captura, utilização e armazenamento de carbono —, eficiência energética, mitigação de emissões, processos de descomissionamento e o desenvolvimento de tecnologias para a completa marinização dos sistemas de produção.

Também ganha destaque a ampliação das pesquisas em transição energética, incluindo biocombustíveis como SAF, bioprodutos, hidrogênio, energias renováveis e integração de sistemas energéticos, com o uso de IA como ferramenta transversal. Além disso, o CEPETRO pretende aprofundar a cooperação com a indústria, universidades e formuladores de políticas públicas, e estimular cada vez mais o empreendedorismo científico voltado à criação de novas deeptechs de energia. Assim, buscamos nos consolidar como um polo estratégico de geração de conhecimento, inovação e formação de recursos humanos capazes de responder, de forma sustentável e competitiva, aos desafios do setor energético nas próximas décadas.

Fórum de Educação, Pesquisa e Empreendedorismo

O Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello – Cenpes/Petrobras vai abrigar o 1º Fórum de Educação, Pesquisa e Empreendedorismo (FEPE2026), que se realizará entre 10 e 13 de março de 2026. A iniciativa nasceu de uma conversa entre o professor Marcelo Castro, a gerente geral de P&D e Inovação em Exploração e Produção do Cenpes/Petrobras, Roberta Alves Mendes, e a promotora de eventos Solange Ferreira, ex-diretora de Desenvolvimento de Negócios/ Eventos na América Latina e Caribe da SPE/OTC. O evento tem o propósito de conectar universidades, agências de inovação, empresas, startups, deeptechs, aceleradoras, incubadoras e órgãos governamentais em um grande

encontro voltado ao futuro da educação, da pesquisa e do empreendedorismo.

Oil&Gas Brasil: Como surgiu a ideia de criar esse fórum e qual foi o papel do CEPETRO nesse processo?

Marcelo Castro: A ideia do FEPE nasceu em um café durante a ROG.e de 2024, na qual houve uma convergência de preocupações envolvendo academia, indústria, estudantes e empreendedores.

De um lado, eu via no CEPETRO a grande queda no número de entrantes na pós-graduação e um cenário nacional de cada vez menos alunos em carreiras STEM; do lado da Petrobras e de outras empresas, havia a possibilidade de não haver engenheiros e profissionais de outras carreiras técnicas para contratar em um futuro não muito distante, além dos diversos desafios a serem enfrentados tanto no setor de óleo e gás quanto na diversificação do setor de energia. Desse cenário nasceu a ideia do FEPE, como um fórum para discutirmos educação, pesquisa e empreendedorismo nos setores relacionados com energia.

Oil&Gas Brasil: Quais lacunas ou necessidades do setor motivaram a criação do FEPE e como o fórum pretende atuar para preencher esses gaps?

Marcelo Castro: Todas as pesquisas indicam grandes correlações entre desenvolvimento de um país, qualidade de vida e outros indicadores com a quantidade de pessoas formadas em carreiras STEM (sigla em inglês para as áreas de Ciência, Tecnologia, Engenharia e Matemática). No cenário brasileiro, a formação já é menor que a de diversos países da OCDE e os números não param de cair, com diversos cursos pelo país — em boas universidades — tendo mais vagas do que alunos entrantes. Além disso, a quantidade de alunos formados vem diminuindo sensivelmente, com impacto na pós-graduação, na pesquisa e, diretamente, no empreendedorismo. Assim, o FEPE pretende discutir e propor uma agenda de ações concretas para atrair mais alunos para as carreiras STEM, incrementar a pesquisa no país e fomentar o empreendedorismo tecnológico.

O Fórum reunirá as principais empresas do setor no país, além de pesquisadores, professores, o setor público e outros entes privados, em quatro dias de discussões no Cenpes, com foco em construir uma agenda de ações de curto, médio e longo prazos para os temas. A ideia é que o evento se torne anual e que as metas e resultados sejam avaliados e revisados continuamente.

Oil&Gas Brasil: De que maneira o FEPE se diferencia de outros eventos ou iniciativas já existentes no Brasil e no exterior voltadas ao debate sobre petróleo, gás e transição energética?

Marcelo Castro: Acredito que o grande diferencial do FEPE — e isso foi discutido desde o início — é a criação de uma agenda de ações e objetivos, com a inclusão de diversos atores, como as principais empresas do setor, ICTs, ANP e outros entes públicos, além da proposta de monitoramento constante das ações e avaliação periódica das propostas e indicadores. A ideia é ter todos sob o mesmo teto discutindo e propondo ações para atacar esse problema de grande impacto nacional.

Oil&Gas Brasil: Quais são as expectativas para a primeira edição do FEPE em termos de público, temas estratégicos e impacto para a comunidade acadêmica e industrial?

Marcelo Castro: O FEPE já está avançando, com diversos palestrantes convidados, empresas e entes públicos (<https://fepebrasil.com.br/>). Estimamos mais de 200 participantes das diversas áreas citadas. Dentre os temas estão: atração de jovens e adolescentes para carreiras STEM; diversidade, equidade e inclusão; perfil do profissional do futuro; como usar a educação para redução da desigualdade regional; o equilíbrio entre pesquisas aplicadas e básicas para responder aos desafios de curto prazo da sociedade; quais capacidades são essenciais para transformar a ciência em valor para o mercado e para a sociedade; como promover a participação de jovens na pesquisa científica e desenvolver perfil de pesquisador empreendedor; e discussões sobre formação empreendedora nas carreiras STEM.

Transpetro amplia atuação logística com integração da PB-LOG à sua estrutura

Petrobras transfere subsidiária à Transpetro, que passa a gerir os serviços de logística integrada e controle de emergências nas operações de exploração e produção de petróleo e derivados.



Foto: Divulgação

A Transpetro deu mais um passo para ampliar sua atuação na logística de petróleo e derivados ao incorporar a Petrobras Logística de Exploração & Produção S.A. (PB-LOG) à sua estrutura. Com a mudança, a Transpetro passa a atuar também no apoio marítimo e no controle de emergências em áreas exploradas por consórcios que são operados e liderados pela Petrobras.

A PB-LOG era uma subsidiária integral da Petrobras e passa a integrar a estrutura de gestão da Transpetro. A mudança foi aprovada por todas as instâncias de governança necessárias.

É uma operação entre subsidiárias integrais, em que haverá aumento de capital na Transpetro, sem a necessidade de emissão de novas ações.

“Essa mudança está em linha com a principal meta da nossa gestão: ampliar a atuação da Transpetro para torná-la uma estatal forte, lucrativa e ofertar cada vez mais serviços logísticos multimodais e integrados para os nossos clientes. A incorporação da PB-LOG se junta aos nossos investimentos em dutos e terminais, na ampliação da frota e na entrada em novos modais, como o de barcaças. Sem dúvida, a Transpetro está no caminho certo para conquistar cada vez mais clientes”, afirma o presidente da Transpetro, Sérgio Bacci.

Como resultado desse movimento estratégico, a Transpetro amplia sua presença na área de exploração de petróleo, aproveitando as sinergias que terá com a PB-LOG para prestar serviços logísticos integrados.

Desde o início da atual gestão da Transpetro, a estratégia de crescimento dos negócios tem sido suportada por novos investimentos. A companhia tem aumentado a capacidade operacional dos seus terminais, investido na modernização dutoviária para ampliar a disponibilidade de transporte, ampliado sua frota própria e feito contratações para ingressar em novos mercados.

Desde o ano passado, a Transpetro já lançou licitações para contratação de 16 embarcações (quatro navios handy, oito navios gaseiros e quatro navios MR1), que vão ampliar a capacidade de transporte de derivados de petróleo pela costa brasileira.

Além disso, recentemente foi ao mercado para contratar 18 barcaças e 18 empurradores para expandir seus negócios na navegação interior.

E, também, vai aumentar sua capacidade de alívio nas plataformas operadas pela Petrobras com a contratação de nove navios aliviadores de posicionamento dinâmico.

Sobre a PB-LOG

A PB-LOG é uma sociedade anônima de capital fechado, criada em 2012 como subsidiária integral da Petrobras. A empresa oferece dois tipos de serviços logísticos: o Controle de Emergências, que inclui o combate a possíveis derramamentos de óleo no mar, disponibilidade dos recursos e equipamentos de combate ao blowout submarino e centros de defesa ambiental; e Logística Integrada, que contempla soluções logísticas de recebimento de material, guarda e transporte (terrestre, marítimo e aéreo). Atualmente, a PB-LOG concentra suas operações na região Sudeste, próximo das grandes bacias produtoras de Santos e Campos. Em 2024, a empresa registrou lucro líquido de R\$ 533 milhões a partir da prestação de serviços a 21 consórcios que envolvem 12 empresas.

Sobre a Transpetro

Operando 48 terminais (27 aquaviários e 21 terrestres), cerca de 8,5 mil quilômetros de dutos e 33 navios, a Transpetro é a maior subsidiária da Petrobras. A empresa é a maior companhia de logística multimodal de petróleo, derivados e biocombustíveis da América Latina. A Transpetro presta serviços a distribuidoras, à indústria petroquímica e demais empresas do setor de óleo e gás.

A carteira da subsidiária da Petrobras conta com mais de 170 clientes.

PPSA arrecada cerca de R\$ 8,8 bilhões com a alienação da participação da União das jazidas compartilhadas de Mero e Atapu

Petrobras e Shell, em consórcio, foram as vencedoras do leilão.



Foto: Divulgação

A Petrobras e a Shell foram as vencedoras do Leilão de Áreas Não Contratadas, pela PPSA (Pré-Sal Petróleo) na B3. Em consórcio, as empresas arremataram a participação da União nas áreas não contratadas nas Jazidas Compartilhadas de Mero e Atapu, localizadas no polígono do pré-sal, na Bacia de Santos pelo valor global aproximado de R\$ 8,8 bilhões.

As empresas ofereceram R\$ 7,791 bilhões pela participação de 3,5% da União em Mero, um ágio de 1,90% em relação ao valor mínimo do edital. A participação da União em Atapu, de 0,95%, foi arrematada por R\$ 1 bilhão, com ágio de 16% em relação ao valor do mínimo edital. O lote de Tupi não foi arrematado.

“Hoje é um dia muito feliz para a PPSA e para o Brasil. Devemos fechar o ano de 2025 com uma receita total para a União da ordem de R\$ 30 bilhões (receita essa que é superior à soma de toda receita da PPSA da sua criação até o ano passado).

O grande sucesso obtido no leilão de hoje, além de contribuir para esse resultado, é o coroamento do trabalho sério realizado por toda a equipe da PPSA, mais uma vez. Dez empresas acessaram nosso Data Room e sete se credenciaram para o processo, demonstrando interesse no leilão.

O resultado exitoso demonstra que precificamos de forma justa estas áreas”, disse Luis Fernando Paroli, Diretor-Presidente da PPSA. Paroli destacou ainda que o fato de Tupi não ter sido arrematado não trará perdas à União, visto que a PPSA continuará comercializando a parcela de produção da União na jazida.

Renato Dutra, Secretário de Petróleo e Gás Natural do Ministério de Minas e Energia, destacou a inovação que o desenho deste leilão representou para o país, permitindo à União monetizar a sua participação, contribuindo com o esforço de consolidação fiscal por meio de um modelo que garantiu a realização de um processo técnico e competitivo. “Este leilão garante a oferta de áreas de baixo risco exploratório e inaugura um modelo que será aprimorado daqui para frente”, complementou.

O Diretor Geral da ANP, Artur Watt, também comemorou o resultado do leilão e lembrou que o Earn Out previsto no edital, como pagamento complementar, propiciará à União exposição a futuras variações positivas no preço de petróleo e aumento de participação nas jazidas compartilhadas.

Os representantes da Petrobras e da Shell ressaltaram que a aquisição está em linha com a estratégia das empresas de aumento de produção e reposição de reservas para os próximos anos.

“Na B3, temos muito orgulho em contribuir para o avanço da agenda de infraestrutura no Brasil, oferecendo um serviço que conecta projetos de qualidade ao mercado.

Reforçamos nosso agradecimento pela confiança e parceria da Pré-Sal Petróleo S.A e da União, que tornam possível iniciativas tão relevantes para o desenvolvimento do país”, disse Rogério Santana, diretor de Relacionamento com Clientes e Governança em Licitações da B3.

Petrobras lança combustível sustentável de aviação produzido totalmente no Brasil

Companhia anuncia primeiras entregas do SAF que atende a critérios mundiais de qualidade, mais um passo importante na liderança da transição energética justa no país.



As primeiras entregas de combustível sustentável de aviação (SAF) foram anunciadas pela Petrobras, no Rio de Janeiro.

A empresa é a primeira a produzir, integralmente no Brasil, o combustível que recebe a certificação de sustentabilidade de acordo com as regras da ICAO (International Civil Aviation Organization). O volume de 3 mil m³ foi comercializado com distribuidoras de combustíveis de aviação que operam no Aeroporto Internacional Tom Jobim (Galeão – RJ). Esse volume corresponde a cerca de um dia de consumo nos aeroportos do estado do Rio de Janeiro.

O combustível sustentável de aviação, também conhecido como SAF (Sustainable Aviation Fuel), pode substituir o querosene de aviação convencional sem necessidade de modificações nas aeronaves ou na infraestrutura de abastecimento. Isso o torna uma solução prática e rápida para reduzir as emissões do setor aéreo.

“O SAF, produzido por coprocessamento no parque de refino da Petrobras, é uma solução que contribui para o cumprimento das metas de descarbonização do setor aéreo. É um produto competitivo, que atende a rigorosos padrões internacionais da aviação. Estamos oferecendo ao mercado nacional a possibilidade de atender às demandas globais, antecipando o cumprimento do CORSIA, que é um programa internacional para a redução das emissões provenientes dos voos internacionais”, afirma a presidente da Petrobras, Magda Chambriard.

A antecipação da produção de SAF em relação à legislação vigente é fundamental para o mercado de aviação, considerando as futuras exigências do setor. A partir de 2027, as companhias aéreas no Brasil deverão começar a usar esse tipo de combustível em voos internacionais, seguindo as regras do programa CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation)

da ICAO; e em voos domésticos, com base na Lei do Combustível do Futuro.

Uma nova geração de combustíveis para o setor aéreo

O SAF Petrobras tem certificado de sustentabilidade ISCC-CORSIA (International Sustainability Carbon & Certification – Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation). É um combustível com menor intensidade de carbono porque utiliza um percentual de matéria-prima de origem vegetal, que é processada junto com o querosene de aviação mineral.

No momento, a Petrobras está certificada para o uso de óleo técnico de milho (TCO), uma matéria-prima residual, ou óleo de soja, com uma redução prevista nas emissões líquidas de CO₂ de até 87% na parcela renovável. O produto obtido é quimicamente idêntico ao combustível mineral, mas com uma parcela derivada de matéria-prima sustentável.

O combustível das primeiras entregas foi produzido na Refinaria Duque de Caxias (Reduc), no Rio de Janeiro, certificada para produzir e comercializar SAF. A Reduced possui autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para incorporar até 1,2% de matéria-prima renovável na produção de SAF por essa rota.

A Refinaria Henrique Lage (Revap), em São José dos Campos (SP), já realizou testes para a produção de SAF pela rota de coprocessamento de óleo vegetal com correntes tradicionais de petróleo. A previsão é que, ainda em 2026, a Refinaria de Paulínia (Replan), no estado de São Paulo, e a Refinaria Gabriel Passos (Regap), em Minas Gerais, também passem a produzir e comercializar o combustível.

Renda do petróleo e mapa do caminho: como evitar novas dependências?

por Alessandra Cardoso e Cássio Cardoso Carvalho



O Despacho do Presidente Lula (D.O.U. 8/12/25), estabelecendo o prazo de 60 dias para que o governo acorde diretrizes para a construção de um “mapa do caminho efetivo para uma transição energética justa e planejada, com vistas à redução gradativa da dependência de combustíveis fósseis no País”, deve ser comemorado em duas frentes.

No campo do multilateralismo climático, a medida reafirma o compromisso brasileiro com a construção de um roteiro global voltado ao abandono progressivo desses combustíveis. No campo doméstico, sinaliza o empenho para que o País encontre seu próprio caminho, a partir das suas especificidades, potencialidades e desafios internos.

Tanto no discurso do Presidente durante a COP 30 quanto no Despacho, fica evidente que, domesticamente, o “jeito brasileiro” envolverá o uso da renda do petróleo como fonte de financiamento da transição para longe dos combustíveis fósseis. O Despacho prevê, inclusive, a criação do Fundo para a Transição Energética, financiado justamente pela renda petroleira. Mas questões precisam ser consideradas para evitar que os resultados do trabalho se convertam em licença para ampliar a exploração petrolífera em nome da transição energética. Ou, ainda, na captura da renda do petróleo por

uma lógica de catalisação do financiamento privado funcional à uma descarbonização, mas que, na prática, não contribua para a superar o padrão primário-exportador da economia brasileira, no qual o setor de Óleo & Gás permanece como peça essencial.

Quais estratégias de transição essa fonte de financiamento deverá sustentar e sob quais salvaguardas socioambientais? De que forma esse arranjo poderá contribuir para superar a dependência dos combustíveis fósseis também pelo lado da produção? A criação de um novo Fundo é necessária? Se sim, qual seria seu diferencial e qual parcela da renda do petróleo deveria ser a ele destinada?

Em relação ao uso da renda do petróleo, já se percebe, no marco dos arranjos legais vigentes, um movimento de reorientação para a agenda climática, por meio de Fundos já existentes, o Fundo Social do Pré-Sal e, a partir do próximo ano, o Fundo Clima.

No caso do Fundo Social, a recente regulamentação abriu amplo espaço de escolha discricionária para definição, ano a ano, de quais serão as prioridades de alocação. Todas elas são, em tese, importantes para que o País possa investir em políticas públicas estruturantes, entre elas ações de mitigação e adaptação, bem como iniciativas voltadas ao enfrentamento das consequências sociais e econômicas de calamidades públicas. Ou seja, em tese, iniciativas voltadas à transição energética estão no seu escopo de atuação.

No caso do Fundo Clima, do orçamento recorde de R\$ 42,4 bilhões (99,99% reembolsável) previstos no Projeto de Lei Orçamentária para 2026, R\$ 31 bilhões virão da renda do petróleo. Destes, estão reservados R\$ 4 bilhões ao EcolInvest com o propósito de catalisar investimentos climáticos, sendo a transição energética uma das prioridades.

Os que ficarem sob gestão do BNDES, já terão como possível destino financiar investimentos privados orientados à transição energética. Em 2025, dos R\$ 5,37 bilhões contratados com recursos do Fundo Clima, 88% foram para as áreas de “transição energética e climática” e de “desenvolvimento produtivo e inovação”, nesta última, notadamente, para projetos de biocombustíveis.

Em síntese, a boa notícia é que, já em 2026, o governo destinará parte significativa da renda do petróleo para financiar a transição energética, sem que um novo fundo seja criado.

A má notícia vem junto: estes recursos - classificados no orçamento como Fonte 1145 (Aplicações para os recursos de Petróleo de que trata o Art. 46-D da Lei nº 12.351/2010 - Despesas de Capital) - virão da alienação do direito à apropriação do excedente em óleo da União. Isso significa uma nova forma de antecipar a renda de uma exploração futura e não da exploração presente. Em 2025, esse mecanismo está sendo utilizado para o cumprimento de metas fiscais. Em 2026, por seu turno, corre o risco de reforçar a dependência da exploração também pela via da necessidade do financiamento climático.

Por essa razão, é fundamental que as questões aqui levantadas sejam consideradas no trabalho anunciado pelo governo brasileiro. A renda do petróleo é uma fonte de recursos importante, com prazo de validade cada vez mais curto.

Ela deve apoiar uma estratégia de investimentos em setores portadores de futuro, que levem à superação da dependência econômica, financeira e energética em relação ao petróleo. Isto, sem comprometer investimentos, em especial em educação, na melhoria de vida das gerações futuras.

Maersk realiza novo teste de combustível com 50% etanol na embarcação Laura Maersk

Após projeto-piloto inédito bem-sucedido com 10% de etanol, a companhia iniciou nova fase de testes em 8 de dezembro. O etanol oferece um caminho de combustível escalável e com emissões mais baixas para a descarbonização.



Foto: Divulgação

A Maersk continua explorando opções para diversificar seu portfólio de caminhos possíveis para a descarbonização nos mares, via combustíveis de baixa emissão, e segue para a segunda fase do projeto-piloto que testa etanol em um motor bicomcombustível a metanol. Com base no teste inicial bem-sucedido, realizado em outubro e novembro de 2025, que envolveu a mistura de 10% etanol/ 90% e-metanol, a empresa agora realiza uma nova etapa, com uma mistura de 50% etanol e 50% metanol a bordo do navio Laura Mærsk.

O primeiro teste confirmou que o etanol pode ser integrado com segurança e eficácia à mistura de combustível e reforça o potencial de criar maior flexibilidade para a frota movida a bicomcombustível a metanol da Maersk, essencialmente permitindo embarcações movidas a álcool bicomcombustível.

“Na Maersk, acreditamos que múltiplos caminhos de combustível são essenciais para que a indústria marítima atinja suas metas climáticas. Isso significa explorar conscientemente diferentes opções e tecnologias”, afirma Emma Mazhari, Head de Mercados de Energia da Maersk.

Laura Mærsk é o primeiro navio porta-contêineres bicomcombustível do mundo operando com metanol, foi projetado para usar metanol como combustível alternativo. Como etanol e metanol são ambos álcoois, eles compartilham propriedades semelhantes. O teste inicial verificou se uma mistura E10 acenderia e desempenharia de forma tão eficiente quanto o metanol puro, mantendo lubrificação e corrosividade comparáveis. Os resultados confirmam que o etanol pode ser misturado ao metanol sem comprometer o desempenho do motor, abrindo caminho para misturas com maior teor de etanol. Além do próximo teste com E50, a Maersk planeja realizar um teste usando 100% etanol.

“O etanol tem um histórico comprovado, com mercado estabelecido e infraestrutura existente, oferecendo um caminho adicional para a descarbonização. Ao aumentar gradualmente o teor de etanol, obtemos insights valiosos sobre desempenho do motor e impactos na combustão, informando o potencial de fornecimento de combustível”, acrescenta Emma Mazhari.

Sobre o etanol:

- O etanol aplicado nos testes é o chamado etanol anidro, o mesmo tipo atualmente usado para mistura na gasolina em diversos países.
- Os EUA são o maior produtor de etanol do mundo, seguidos pelo Brasil. Juntos, representam 80% do mercado global.

- A colaboração com partes interessadas e parceiros, como fabricantes de motores, é fundamental para apoiar a exploração do etanol como combustível para embarcações bicomcombustíveis.

- Como já existe um mercado forte para etanol, ele oferece flexibilidade para atingir as metas climáticas da Maersk.

- O etanol é produzido a partir de biomassa, como milho ou cana-de-açúcar.

- É importante garantir que o tipo específico de etanol usado não contribua direta ou indiretamente para conversão de terras e desmatamento, nem concorra com alimentos e rações.

- A Maersk está avaliando o papel potencial da seleção de combustíveis de primeira geração, à base de culturas, como o etanol, em nossa matriz de combustíveis de transição.

Essa análise está sendo conduzida sob critérios robustos de sustentabilidade, cobrindo emissões de gases de efeito estufa ao longo do ciclo de vida, rastreabilidade, padrões de certificação e práticas de fornecimento responsável.

- Para preparar sua frota para o futuro, a Maersk decidiu, em 2021, encomendar exclusivamente embarcações com capacidade bicomcombustível. Até 2025, 19 navios bicomcombustíveis estarão operando na frota Maersk.

O portfólio atual de combustíveis de baixa emissão inclui bio e e-metano, biodiesel e, a partir de 2027, biometano liquefeito e GNL como alternativa fóssil, que será adicionado com a chegada de navios bicomcombustíveis a GNL afretados por tempo.

Nanossatélite da Mauá conclui todas as missões de detecção de manchas de óleo no mar

Projeto acadêmico integra eletrônica, inteligência artificial e telecomunicações para identificar desastres ambientais e mapear embarcações em tempo real.

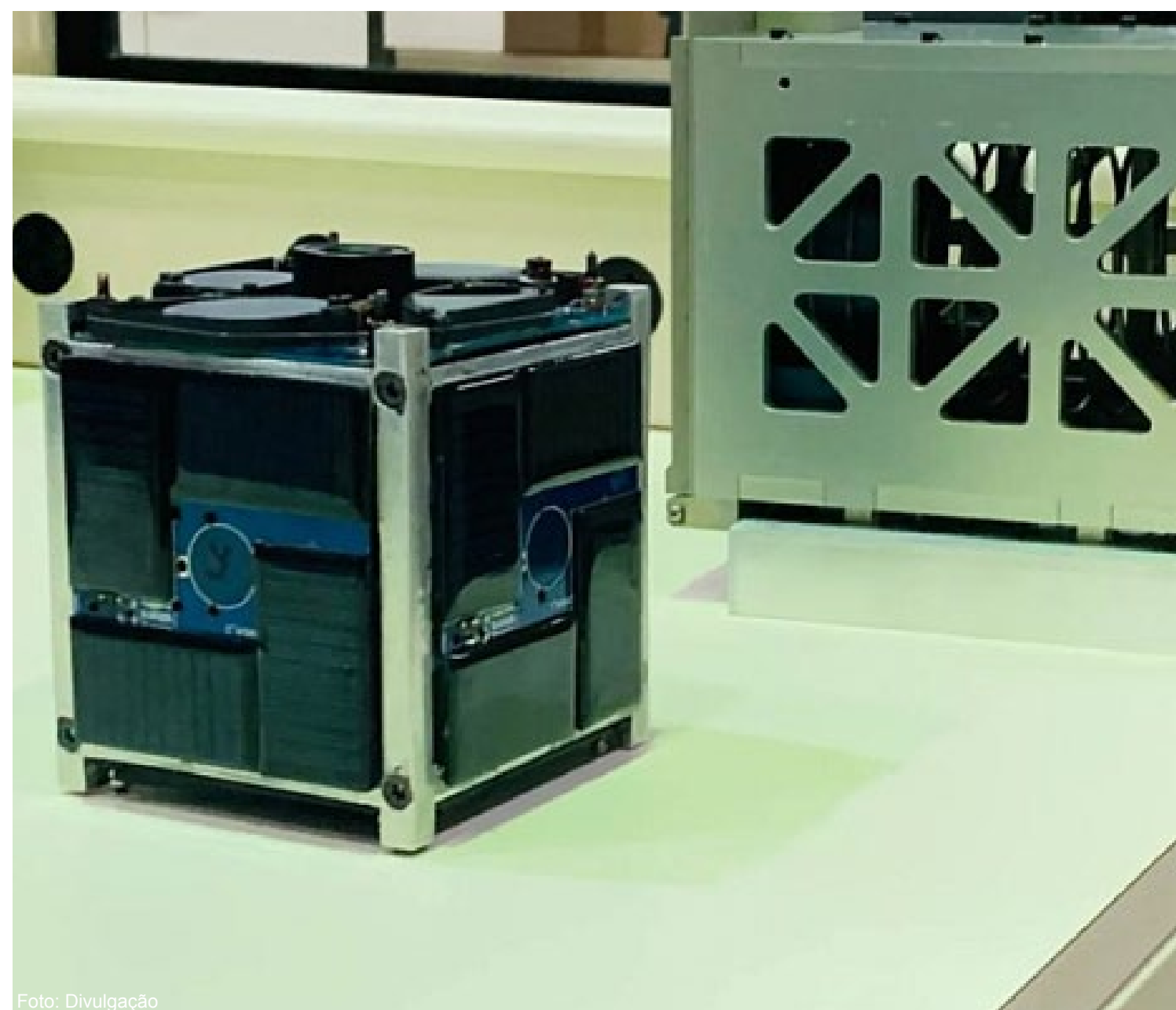


Foto: Divulgação

O satélite foi concebido com o objetivo de monitorar eventos ambientais críticos. Para isso, utiliza câmera de imagem, algoritmos de detecção e processamento embarcado que permitem identificar, em tempo quase real, tanto a presença de óleo no mar quanto os navios que estariam relacionados ao vazamento.

“Nosso propósito é fornecer uma solução tecnológica criada por estudantes para apoiar a sociedade na identificação de eventos de poluição marítima e seus responsáveis”, explica o professor Fernando Martins, gerente da Divisão de Eletrônica e Telecomunicações do Centro de Pesquisas do Instituto Mauá de Tecnologia.

“Estamos muito satisfeitos com o desempenho do nosso time. Trata-se de um projeto totalmente executado por estudantes, com alto rigor técnico, que mostra a capacidade da Mauá de integrar Engenharia, Computação e Telecomunicações em soluções reais. Desempenhamos competências em IA, Eletrônica e softwares embarcados, bem como a integração com a estrutura mecânica e com a estação rádio base do Smart Campus Mauá,” destaca Martins.

O projeto passou por missões rigorosas que simulam cenários reais de operação espacial como os testes de vibração (simulando o lançamento no foguete) e ciclo térmico (simulando as condições de temperatura em órbita). O desempenho do nanossatélite foi apresentado em um evento chamado CubeDesign, evento latino-americano de pequenos satélites sediado no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), em São José dos Campos.

Das 22 equipes inscritas, 11 foram selecionadas para os testes finais e apenas sete conseguiram concluir as missões propostas.

A Mauá completou todas as missões, superando desafios como comunicação remota, análises de detecção e controle do sistema recebendo o Prêmio Readiness, equipe que terminou primeiro todas as missões e sempre esteve pontual nos testes.

Engenharia, método e disciplina foram os pontos fortes.

Sobre o Instituto Mauá de Tecnologia – IMT

O Instituto Mauá de Tecnologia (IMT) é uma instituição privada com mais de 60 anos e que atua com espírito público, comprometida com a excelência em pesquisa e ensino, contribuindo para o desenvolvimento do Brasil. Com campi em São Caetano do Sul e São Paulo, oferece 16 cursos de graduação em três áreas do conhecimento, apoiados por mais de 130 laboratórios de alta tecnologia.

Na pós-graduação, capacita profissionais em Engenharia, Tecnologia e Gestão, utilizando a mesma infraestrutura avançada. A interação com o mercado e a indústria, por meio de pesquisas e prestação de serviços, contribui para a formação profissional de cerca de 3.000 alunos de graduação e pós-graduação. Seu corpo docente é composto por 65% de doutores e 35% de mestres.

O IMT é reconhecido como a melhor instituição particular de Engenharia do Brasil e está entre as Top 5 entre todas as instituições de Engenharia do País, em avaliações nacionais realizadas pelo ENADE (Exame Nacional de Desempenho dos Estudantes) e CPC (Conceito Preliminar de Curso). Com creditações e parcerias internacionais, o IMT já formou mais de 22 mil profissionais que se destacam no mercado, empreendem e ocupam posições de liderança em diversas áreas.

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Av. Rep. do Chile, 65
- Centro
Cep: 20031-912 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 728 9001
(21) 96940-2116 (WhatsApp)
Site: <https://petrobras.com.br/>

Somos uma empresa movida pelo desafio de prover energia que assegure a prosperidade de forma ética, segura e competitiva.

Somos uma sociedade anônima de capital aberto que atua de forma integrada e especializada na indústria de óleo, gás natural e energia.

Somos reconhecidos mundialmente por nossa tecnologia de exploração e produção de petróleo e gás natural em águas ultraprofundas. Entretanto, nossos negócios vão além do alcance do campo e da retirada de petróleo e gás.

Isso implica um longo processo por meio do qual transportamos petróleo e gás para nossas refinarias e unidades de tratamento de gás natural, que devem estar equipadas e em constante evolução para fornecer os melhores produtos.



End.: Av. Estados Unidos, 390
- Ed. Cidade de Salvador
Cep: 40010-020 Salvador BA
Tel.: (71) 98870-5263 (WhatsApp)
e-mail: contato@petroconsult.com.br
e flaviocajazeiras@yahoo.com.br

Fundada em Salvador, em 2011, a Petroconsult começou como Gerente de Operações em todo o Brasil na BCH- ENERGY SERVIÇOS DE PETRÓLEO LTDA. Em seguida trabalhou para a BV-BUREAU VERITAS, Contrato com a Engenharia da PETROBRÁS, de inspeção de recebimento, de toda a sonda, e auditorias documentais de SS,NS , chegadas ao Brasil e já operando no Brasil, conforme requisitos contratuais. Com a ANP, na inspeção e testes de sondas offshore, SGSO e outros. SOMOIL PETROLIFERA ANGOLANA S.A -Inspeção completa da sonda LAND RIGH PANGÉIA – KM. Empresa ENEVA/OLX – Inspeção completa de Sondas LAND RIGH, Na Parnaíba, Fazenda Torrão, para constatação da INTEGRIDADE da sonda e atendimento ao CONTRATO. PETRORIO – Avaliação geral dos Ativos de Produção de FRADES E POLVO A, e Sondas SS, como a PANTANAL, para a verificação da integridade e atendimento ao CONTRATO. SSE do Brasil, Inspeção, Teste, Integridade dos navios NS: DDGKG1, em KAKINADA/INDIA; Do Navio NS CORCOVADO na ESPANHA/ILHAS CANÁRIAS; Navio NS MYKONOS na Espanha/Ilhas Canárias. E demais CLIENTES. O que Fazemos: Comissionamento / Descomissionamento. Conformidade Legal (NR-10; NR-13; ANP-SGSO; SGIP). Vistorias, Inspeções, Auditorias Anuais e Certificações. Consultoria em projetos. Consultoria na Contratação de Sondas, Inspeção e Certificação. Coordenação e fiscalização de obras e reparos. Avaliação do Sistema de Manutenção, implantação e Inspeção, é Integridade. INTEGRIDADE DE ATIVOS. Planejamento, Gerenciamento de Paradas Programadas.



End.: Av. Rep. do Chile, 330 / 33º and,
Torre Oeste - Centro
Cep: 20031-170 Rio de Janeiro RJ
Tel.: 0800 743 5510
e-mail: fale@shell.com
Site: <https://www.shell.com.br/>

Fundada em Londres, em 1897, a Shell começou como uma pequena empresa comercial. Em 1903, ela se uniu a Royal Dutch Petroleum para se tornar uma das maiores empresas de energia do mundo. Hoje, atuamos em 70 países e territórios e empregamos cerca de 92 mil funcionários concentrando nossos esforços em tecnologia e inovação para atender à demanda global por energia de maneira responsável.

A Shell está no Brasil desde 1913. Nosso principal objetivo é responder às necessidades energéticas da sociedade hoje e no futuro, atuando de forma responsável nos âmbitos econômico, ambiental e social. Temos cerca de 900 funcionários. Nossa sede está localizada no Centro do Rio e contamos com uma fábrica de lubrificantes na Ilha do Governador. Uma das maiores empresas do mundo na área de Exploração e Produção, a Shell tem um dos seus maiores desafios tecnológicos no segmento de Upstream. A Shell Brasil foi a primeira empresa privada a produzir petróleo em escala comercial no país, na Bacia de Campos, após a abertura do mercado. Em Águas Profundas, temos 31 contratos com o governo brasileiro, sendo operadores em 21 destes projetos. A Shell Brasil está presente nas Bacias de Campos, Santos, Barreirinhas e Potiguar, com participação em 21 blocos exploratórios no país.



End.: Rua Sorocaba, 231 -Apto 307
- BLC 01 - Botafogo
Cep: 22271-110 Rio de Janeiro SP
Tel.: (21) 99819-0974
e-mail: irosas@onislineblind.com
Site: <https://www.onislineblind.com>

Em 1979, a nossa empresa foi fundada por Edmond Onis quem inventou o nosso primeiro obturador de ação rápida para isolamento absoluto, como solução para uma empresa petroquímica em Berre l'Etang, França.

A invenção foi extremamente bem sucedida, pois permitiu aos operadores isolar equipamentos de forma mais segura e em pouquíssimo tempo, em comparação com os equipamentos convencionais utilizados para realizar a mesma operação.

Há mais de 40 anos, a ONIS tem otimizado o seu produto para oferecer soluções customizadas a mais de 450 plantas em todo o mundo. Desde 1979, estamos fornecendo aos clientes soluções inovadoras para realizar o isolamento absoluto de tubulações de processos, conseguindo assim preservar os equipamentos de maneira rápida e mais segura!

[CLIQUE AQUI](#) e obtenha nossa apresentação completa em PDF.



End.: Praia de Botafogo 300 - 7º and,
Botafogo
Cep: 22250-040 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2559-7000
e-mail: contato@repsolsinopec.com.br
Site: <https://www.repsolsinopec.com.br/>

Somos pioneiros na abertura do mercado e na exploração no pré-sal brasileiro e atualmente, somos uma das empresas que mais produzem petróleo e gás no Brasil.

Somos uma Companhia brasileira de exploração e produção de petróleo e gás e somos parte do Grupo Repsol.

Ocupamos posição estratégica nas áreas de maior potencial do pré-sal brasileiro com atividades nas Bacias de Santos e Campos. Nossa carteira de ativos inclui três campos produtivos, Albacora Leste, Sapinhoá e Lapa e blocos exploratórios de grande potencial.

Começamos nossas atividades no Brasil em 1997, importando, comercializando e distribuindo, diretamente, óleos básicos e produtos petroquímicos. E em 2010, reestruturamos o nosso portfólio de ativos e focamos nossas atividades em upstream. No mesmo ano, fomos a empresa estrangeira privada que mais investiu em Exploração no país.



End.: Rua Lauro Müller, 116 - Sala 3001
- Parte - Botafogo
Cep: 22290-160
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2546-7700 / 3433-2000
Site: <https://corporate.exxonmobil.com/>

A ExxonMobil foi a primeira companhia de óleo & gás a se estabelecer no Brasil. Chegamos no país em 17 de janeiro de 1912, quando ainda nos chamávamos Standard Oil Company of Brazil, e desde então mantivemos watividades ininterruptas no país.

Nosso legado conta com a marca Esso e o personagem Tigre dos postos de combustíveis, além do Repórter Esso, que posteriormente deu origem ao Prêmio Esso de Jornalismo, uma das mais conceituadas premiações na história da imprensa brasileira por décadas.

A ExxonMobil teve autorização para se instalar no Brasil, por meio do Decreto do Presidente Hermes da Fonseca assinado a 17 de janeiro de 1912, ainda com o nome de Standard Oil Company of Brazil.

Fomos precursores na distribuição de produtos de petróleo, como a "gazolina" e o "kerozene", vendidos em tambores e latas. Marcamos nossa trajetória de mais de um século no Brasil com muitas iniciativas pioneiras, como a instalação das primeiras bombas de rua; a construção do primeiro vagão-tanque e caminhão-tanque do país; o abastecimento das primeiras aeronaves da aviação comercial brasileira; o programa de notícias que se tornou padrão no Brasil, o "Repórter Esso"; a instituição do Prêmio Esso de Jornalismo - conhecido posteriormente como Prêmio ExxonMobil de Jornalismo, por seis décadas.

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Rua Dona Izaurina, 11 -Manguinhos
Cep: 28953-534 -Armação de Búzios-RJ
Tel.: (22) 2623-3006
Celular: (21) 99128-6462/99251-9353
e-mail: vendas@clmsupply.com.br
Site: <https://www.clmsupply.com.br/>

A CLM está a mais de 10 anos no mercado nacional e na indústria de óleo e gás, fornecendo soluções na área de logística, técnica e engenharia. Fornecendo peças mecânicas, elétricas, conexões, válvulas, tubos e todos os acessórios das melhores empresas mundiais.

Temos uma equipe com mais de 25 anos de experiência no mercado de Óleo e Gás.

Nossa Missão: atender nossos clientes com maior valor agregado, através solução / atendimento rápido e inovadora na cadeia de suprimentos e logística com excelente qualidade e alto desempenho.

Valores: Trabalho em equipe, clientes satisfeitos, atender o cliente sempre da melhor maneira para encanta-lo com foco sempre no cliente.

Principais Clientes:



Tecnofire

End.: Av. Itaoca, 660 - Galpão 2
- Bonsucesso
Cep: 21061-020 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3392-07990 / (21) 98664-6407
e-mail: tecnofire@tecnofire.net.br
Site: <https://www.tecnofire.net.br/>

Tecnofire, há 14 anos certificando a segurança em sistemas e equipamentos de combate a incêndio e de salvatagem onshore e offshore, com direção técnica possuindo 40 anos de experiência no mercado. Creditados pelos mais importantes órgãos e classificadores nacionais e internacionais, sendo alguns deles: **Crea-RJ, Inmetro, CBMERJ, ABS, DNV, Lloyd's Register, BV, RINA e ISO: 9001.** Fornecemos produtos, serviços e certificamos um amplo escopo, tais quais:

- | | | |
|--------------------------|-------------------------------|------------------------|
| • Extintores de Incêndio | • Equip. SCBA | • Coletes salva-vidas |
| • Mangueiras de Incêndio | • Máscara de Fuga EEBD | • Puça de Resgate |
| • Sistema de Hidrantes | • Compressor de Ar Respirável | • Arcofil / Arcopan |
| • Mangotes de Transf. | • Lança Retinida Pneumático | • Roupas de Bombeiro |
| • Aplicadores LGE | • Oxigênio Medicinal | • Roupas Prot. Química |
| • Porta Corta Fogo | • Maca Offshore | • Roupas de Imersão |

Sistemas fixos de combate a incêndio: Co2, Wet chemical, Coifa cozinha offshore, LGE, Watermist, FlexiFog, Inergen, Novec, FM200, Oxiacetileno, Pó químico seco, substituição de mangotes de descarga dos sistemas, dentre outros sob consulta.



End.: Rua Catiri, 1.250 - Sala 213
- Bangu
Cep: 21863-005 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3439-7749
e-mail: comercial@rjvip.com.br
Site: <https://www.rjvip.com.br/>

A **RJ VIP** foi fundada em 2019 pelo empresário **Luiz Claudio Saad**. Um profissional com anos de experiência adquiridos em grandes organizações do mercado de logística e transporte. Identificando a necessidade e a ausência de profissionais qualificados neste setor, idealizou uma empresa prestadora de serviços com qualidade internacional e padrão de excelência em atendimento aos clientes.

A frota da **RJ VIP** conta com Carros Executivos, SUV's, Utilitários e Coletivos. Nossos veículos são novos e vistoriados periodicamente. Primamos pela pontualidade e pelo respeito as normas de trânsito. Nossos colaboradores são treinados. Temos motoristas bilíngues e equipe de atendimento em tempo integral. Todas as viagens são monitoradas e cobertas por seguro contra acidentes. Temos experiência em atender empresas do ramo de óleo e gás e offshore. Para quem não pode parar, a **RJ VIP** é a opção ideal e com diferenciais na **SOLUÇÃO PARA A CONDUÇÃO** de seus colaboradores, como foco na qualidade, desempenho e otimização de recursos. Temos como pilares o **CONFORTO, AGILIDADE, RESPONSABILIDADE e SEGURANÇA.**

[CLIQUE AQUI](#) e veja uma breve apresentação da RJ VIP.



End.: Rua Francisco Manoel, 64
- Jabaquara
Cep: 11075-110 Santos SP
Tel.: (13) 3019-1999 / 99721-4433
e-mail: sales@medinship.com
Site: <https://medinship.com/>

A **MEDINSHIP** é uma distribuidora de medicamentos e materiais médico hospitalares sediada na cidade de Santos/SP. Somos especializados no fornecimento para navios, plataformas, enfermarias e ambulatórios médicos. Trabalhamos com total dedicação e responsabilidade que a área necessita ter, priorizando e se destacando pela rapidez e agilidade em nossas entregas. Em nosso estoque dispomos de medicamentos, inclusive os de controle especial, injetáveis, soluções parenterais, produtos saneantes, produtos médicos hospitalares em geral e produtos para resgate.

Na área de navegação nos destacamos por sermos uma das únicas especializadas neste fornecimento no Brasil. Trabalhamos com valores agregados como fazer o fornecimento a bordo das embarcações em todo o Brasil, todos nossos medicamentos são etiquetados em Inglês, com uma longa data de validade, além de farmacêutico qualificado para fazer qualquer substituição por produtos equivalentes brasileiros caso seja necessário. Também possuímos o serviço de inspeção a bordo da enfermaria da embarcação e emitimos o "Medical Chest Certificate".

Quer um orçamento? Conte com um rápido atendimento pelo e-mail sales@medinship.com e os melhores preços do mercado brasileiro.



End.: Estr. Francisco da C. Nunes, 495
- Largo da Batalha
Cep: 24310-340 Niterói RJ
Tel.: (21) 2616-1146 / 2616-3124
e-mail: braumat@braumat.com.br
Site: <https://www.braumat.com.br>

RESINA - O sistema **CHOCKFAST** para alinhamento permanente de compressores e máquinas rotativas consiste de calços de resina epóxi líquida:
- **ORANGE:** Para alinhamentos críticos e de precisão.
- **RED:** Revestimento de alta resistência à compressão;

O que é um calçamento CHOCKFAST?

Chockfast é um composto fluido de resina epóxi que substitui os calços metálicos dispensando usinagem e ajustes manuais.

Chockfast Orange - Linha Naval: [Ficha técnica](#)

Certificados: [ABS](#), [Lloyd's Register](#), [DNV.GL](#), [Bureau Veritas](#)

Boletim Téc.: [Orange 3](#), [Orange 2](#) | [FISQP Resina](#) | [FISQP Hardener](#)

Chockfast Red - Linha Industrial: [Ficha técnica](#) | **Boletim Téc.:**

[6181ChockfastRedSG](#) | [FISQ Resina](#) | [FISQP Hardener](#) | [FISQ Agregado](#)



End.: Rua do Russel 804 - Glória
Cep: 22210-010
Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 3479-9800
e-mail: contato@equinor.com
Site: <https://www.equinor.com.br/>

A Equinor é uma empresa global de energia, com sede na Noruega e operações em mais de 30 países. No Brasil estamos presentes há mais de duas décadas, desde 2001, com foco em exploração e produção de óleo e gás, e em energias renováveis.

Até 2030, nossos investimentos no país devem alcançar 26 bilhões de dólares, contribuindo com o desenvolvimento do setor de energia e da economia local.

Nosso compromisso com o Brasil é de longo prazo, com um portfólio de óleo e gás diversificado, que inclui licenças em diferentes estágios - tanto em desenvolvimento quanto em produção.

Em renováveis, a primeira planta solar no portfólio global da Equinor está localizada no Ceará: o complexo solar Apodi, operando desde 2018, com capacidade de gerar energia para 200 mil famílias brasileiras. Mendubim, o segundo projeto solar do portfólio da Equinor no Brasil, está sendo construído no Rio Grande do Norte, em parceria com a Scatec e a Hydro Rein.