

Revista digital Oil & Gas Brasil



Ano 2023 . Edição 46 . nº 046

Clique abaixo:



**fornecedores
produtos/serviços**

Entrevista exclusiva

João Guandalini,
*chair do SPE Brazil Subsea
Symposium*

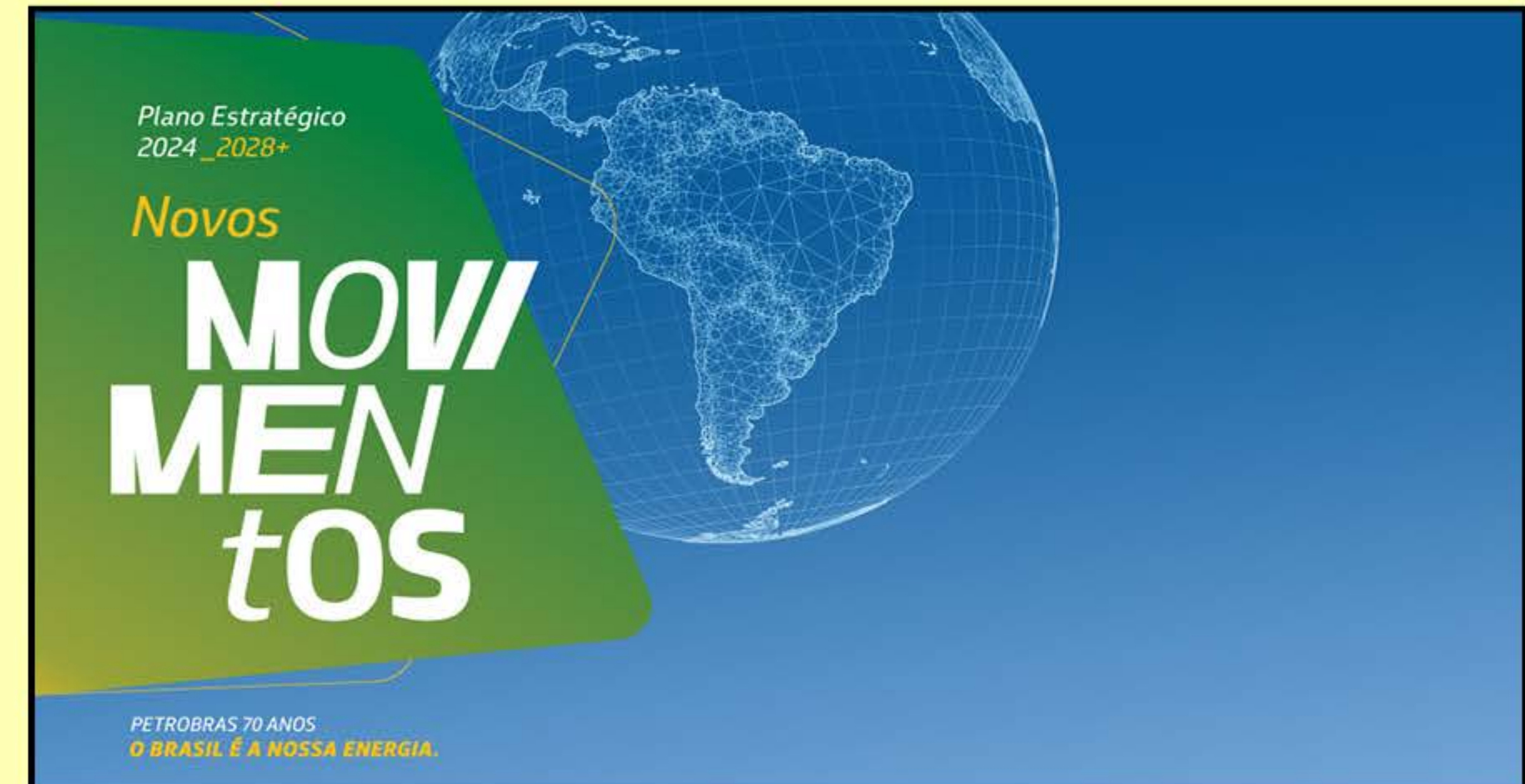


**O subsea passou por uma
revolução silenciosa**

- * **Subsea7 anuncia novo contrato com a Petrobras**
- * **Petrobras lidera ranking de inovação com startups**
- * **FPSO Almirante Barroso atinge topo de produção**
- * **SBM Offshore lança SBM+ no Brasil**
- * **Excelerate Energy assina contrato com a Petrobras**

Cobertura do Seminário: BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs
FPSOS vão singrar os mares da transição

Petrobras aprova Plano Estratégico 2024-2028+ com investimentos de US\$ 102 bilhões



Sumário

10 petróleo e gás

31 petróleo e gás

25 petróleo e gás

45 petróleo e gás

Seções:

02 sumário

03 editorial

04 petróleo e gás

09 petróleo e gás

14 petróleo e gás

19 cobertura

26 petróleo e gás

28 entrevista

33 petróleo e gás

38 artigo

46 petróleo e gás

52 fornecedores

54 fornecedores

55 fornecedores

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

Diretora: Renata Soares **Reportagem:** Flávia Vaz e Julia Vaz
Editora: Flávia Vaz **Comercial:** Irys Lima / Leandro Jesus / Lorraine Fourny
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

Vem aí!!! 2ª edição do Maior evento de FPSOs do Brasil

Nos dias 17 e 18 de junho de 2024, o Rio de Janeiro vai receber o Maior evento de FPSOs do Brasil (Unidades flutuantes de produção, armazenamento e transferência/ Floating Production Storage and Offloading) em sua segunda edição: **Brasil – Epicentro Global de FPSOs**.

A Conferência/Exposição será realizada no EXPO MAG, um dos melhores centro de convenções do estado. O evento reunirá expoentes da indústria que estão à frente na prestação de serviços integrados para unidades FPSO, incluindo líderes de mercado como Modec, SBM, Ocyan, Yinson entre outros.

Com 1.200 metros quadrados, o evento terá uma área de exposição para 40 expositores, que durante dois dias terão a oportunidade de apresentar para os grandes players do mercado de FPSO todo seu portfólio e suas novas tecnologias. Será também uma grande oportunidade para aquelas empresas que sonham em fazer parte do seletor grupo de fornecedores dessa indústria.

Já a conferência terá uma sala com capacidade para 300 inscritos, grandes nomes e ícones desse mercado em expansão vão compartilhar sua vasta experiência e visão de futuro para a indústria de FPSOs, isso irá enriquecer as discussões com seus profundos conhecimentos e compreensão prática do setor.

Acesse o site do evento e veja como foi a 1ª edição:
<https://fpsosexpor.com.br/>

boa leitura!

A editora

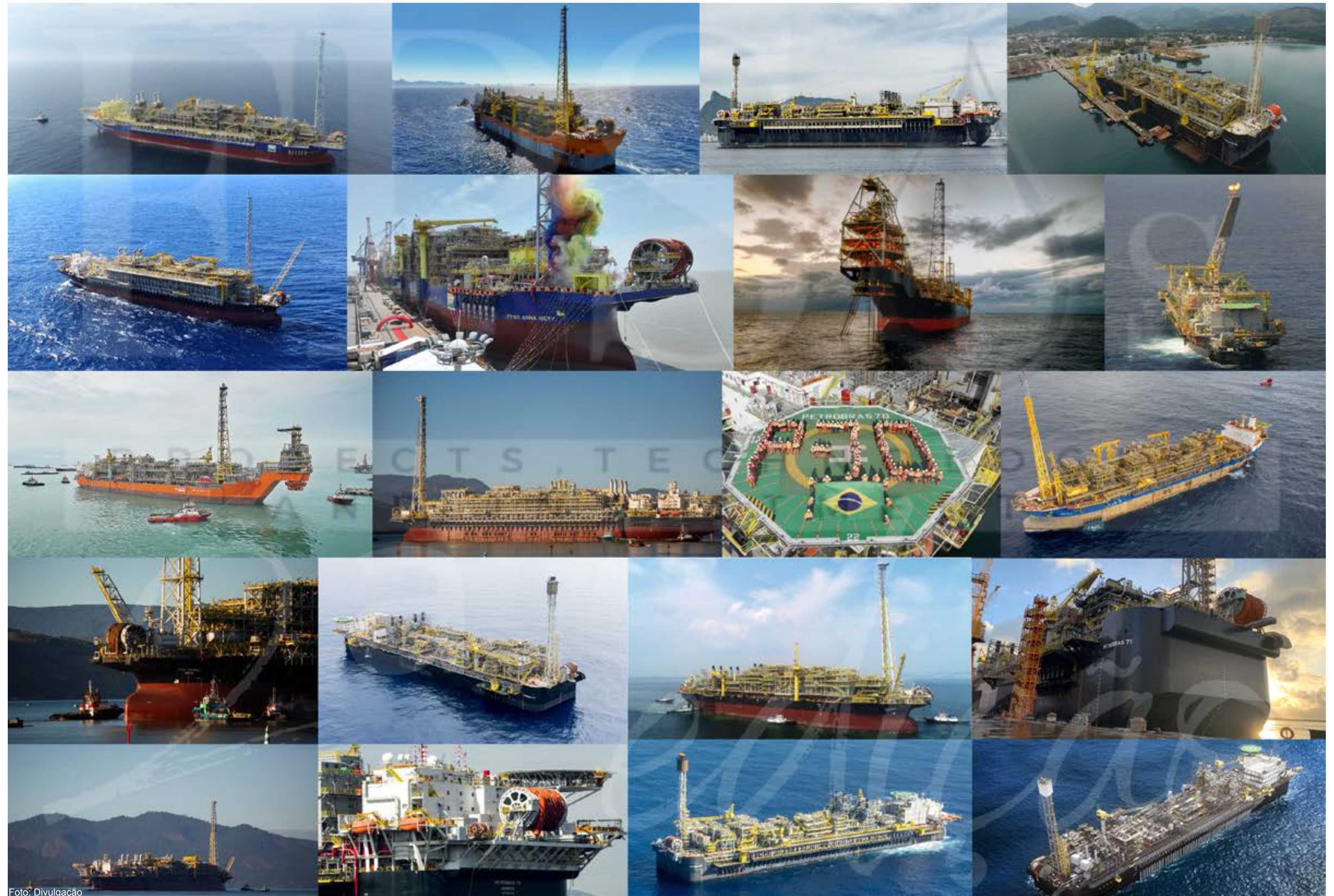
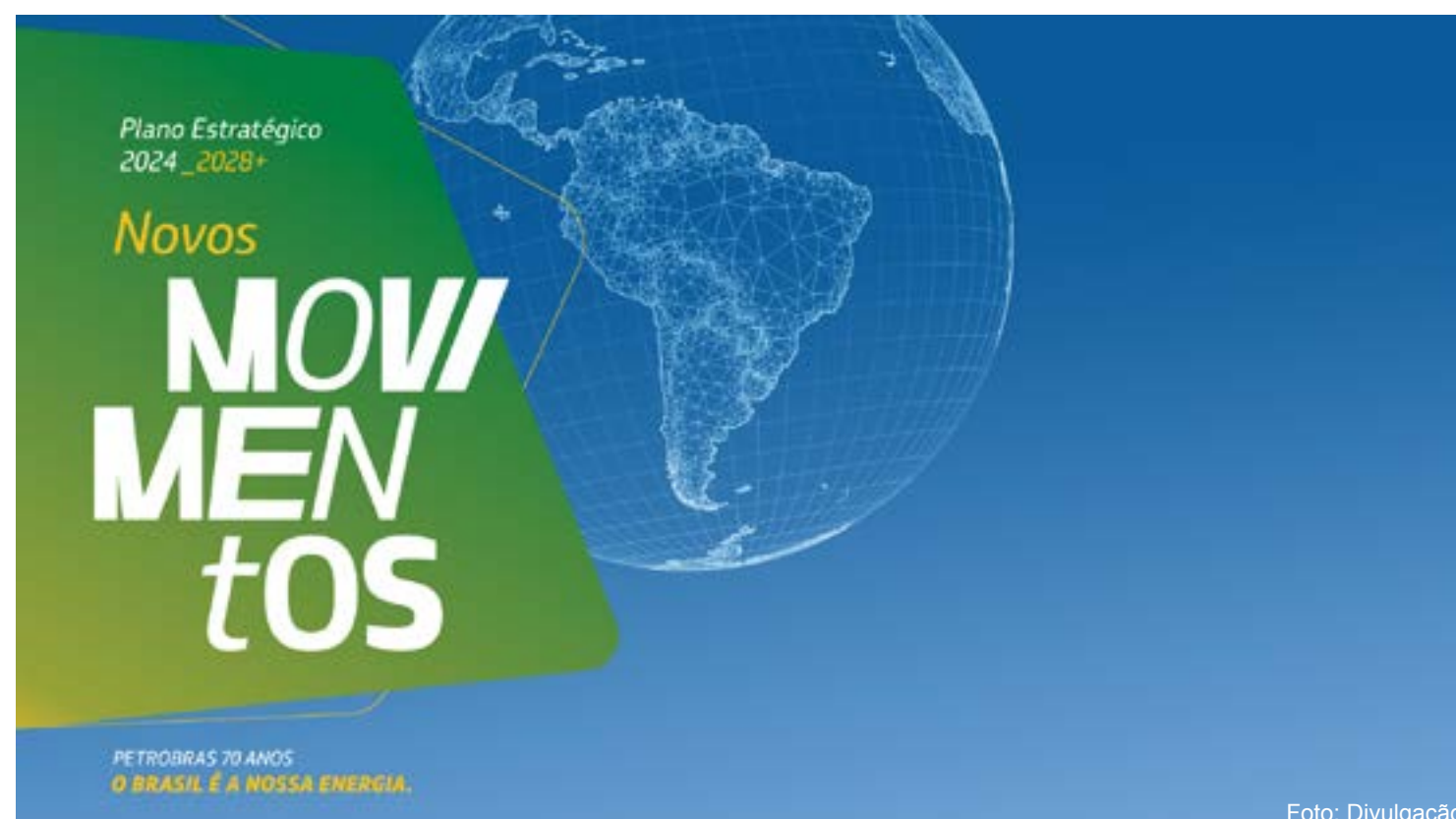


Foto: Divulgação

Petrobras aprova Plano Estratégico 2024-2028+ com investimentos de US\$ 102 bilhões

Projetos em baixo carbono somam 11,5 bilhões, o dobro em relação ao plano anterior.



O Plano Estratégico da Petrobras para o quinquênio 2024-2028 (PE 2024-28+) foi aprovado pelo Conselho de Administração da companhia, prevendo investir US\$ 102 bilhões nos próximos cinco anos, um crescimento de 31% em relação ao ciclo anterior. Primeiro plano desta gestão, o PE 2024-28+ visa preparar a Petrobras para o futuro e fortalecer a companhia, iniciando um processo de integração de fontes energéticas essencial para uma transição energética justa e responsável.

“Aumentamos os investimentos totais da Petrobras com responsabilidade, foco na disciplina de capital e compromisso de manter o endividamento sob controle. Também intensificamos os investimentos em baixo carbono com projetos rentáveis para geração de valor no longo prazo. Vamos fazer a transição energética de forma gradual, responsável e crescente, investindo em novas energias e sem abrir mão, de uma hora para outra, da produção de petróleo ainda necessária para atender a demanda global de energia e

financiar a transição energética”, destaca o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates.

O novo plano será implementado com atenção total às pessoas, segurança e respeito ao meio ambiente, perpetuando valor para as gerações futuras. A governança será respeitada em todos os processos decisórios e avaliações de projetos, garantindo sustentabilidade e rentabilidade, com mais transparência.

Este plano também nasce com potencial de forte contribuição para a sociedade brasileira. As projeções do cenário de referência para elaboração do PE 2024-28+ indicam que aproximadamente 60% da geração de caixa da Petrobras retornará para a sociedade na forma de tributos e pagamentos à União, estados e municípios.

Mais investimentos

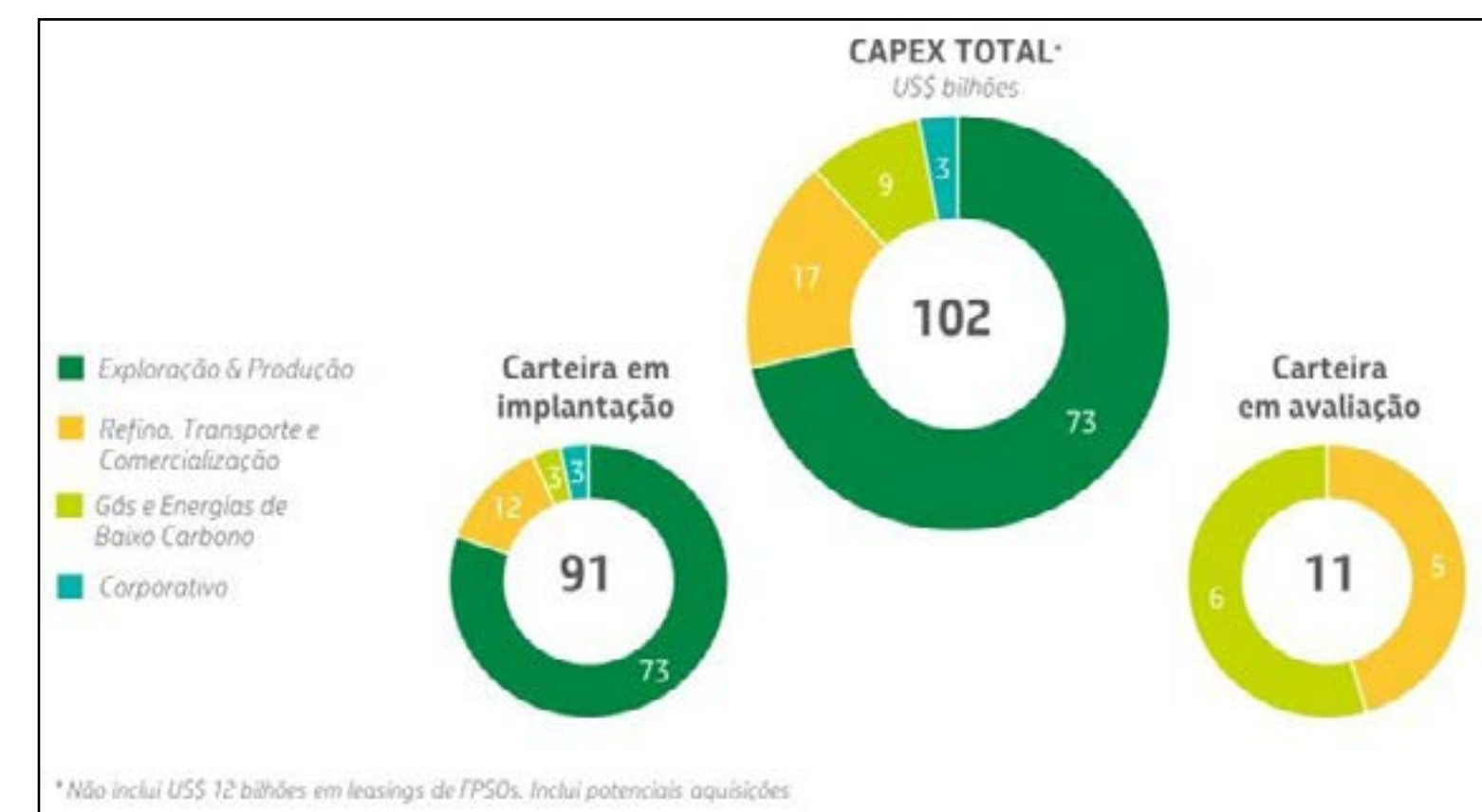
Os investimentos (CAPEX) previstos para o período 2024-2028 totalizam US\$ 102 bilhões, sendo US\$ 91 bilhões correspondentes a projetos em implantação (carteira em implantação) e US\$ 11 bilhões compostos por projetos em avaliação (carteira em avaliação), sujeitos a estudos adicionais de financiabilidade antes do início da contratação e execução. Quando concluídos os estudos e comprovada sua viabilidade econômica, esses projetos podem migrar para a Carteira em Implantação. O estudo de financiabilidade para projetos em avaliação é um item adicional à governança estabelecida de aprovação de projetos, que está mantida para ambas as carteiras. Esta forma de apresentação da carteira demonstra compromisso com a transparência e avanço na governança de aprovação dos projetos.

O aumento do CAPEX está associado principalmente a novos projetos, incluindo potenciais aquisições, a ativos que estavam em

desinvestimento e voltaram para a carteira de investimentos da companhia, e à inflação de custos, que impactou toda a cadeia de suprimentos.

Os investimentos serão realizados prioritariamente com recursos próprios da Petrobras gerados pelas suas operações. A dívida bruta da companhia seguirá limitada a US\$ 65 bilhões, patamar considerado saudável para empresas do segmento e porte da Petrobras.

O CAPEX do segmento Exploração e Produção (E&P) representa 72% do total, seguido pelo Refino, Transporte e Comercialização (RTC) com 16%, Gás e Energia (G&E) e Baixo Carbono com 9% e o Corporativo com 3%.



Projetos de E&P com custos competitivos, menores emissões e alto valor econômico.

O CAPEX do E&P para o período 2024-2028 soma US\$ 73 bilhões, com cerca de 67% destinados para o pré-sal, que tem grande diferencial competitivo econômico e ambiental, com produção de óleo de melhor qualidade e com menores emissões

petróleo e gás (continuação)

de gases de efeito estufa.

O segmento de E&P mantém sua relevância para a companhia com o foco em ativos rentáveis e investimentos compatíveis com uma visão de longo prazo alinhada à transição energética. Ao mesmo tempo, a companhia mantém grandes projetos de revitalização em águas profundas (REVIT), além de projetos complementares, a fim de aumentar os fatores de recuperação em campos maduros.

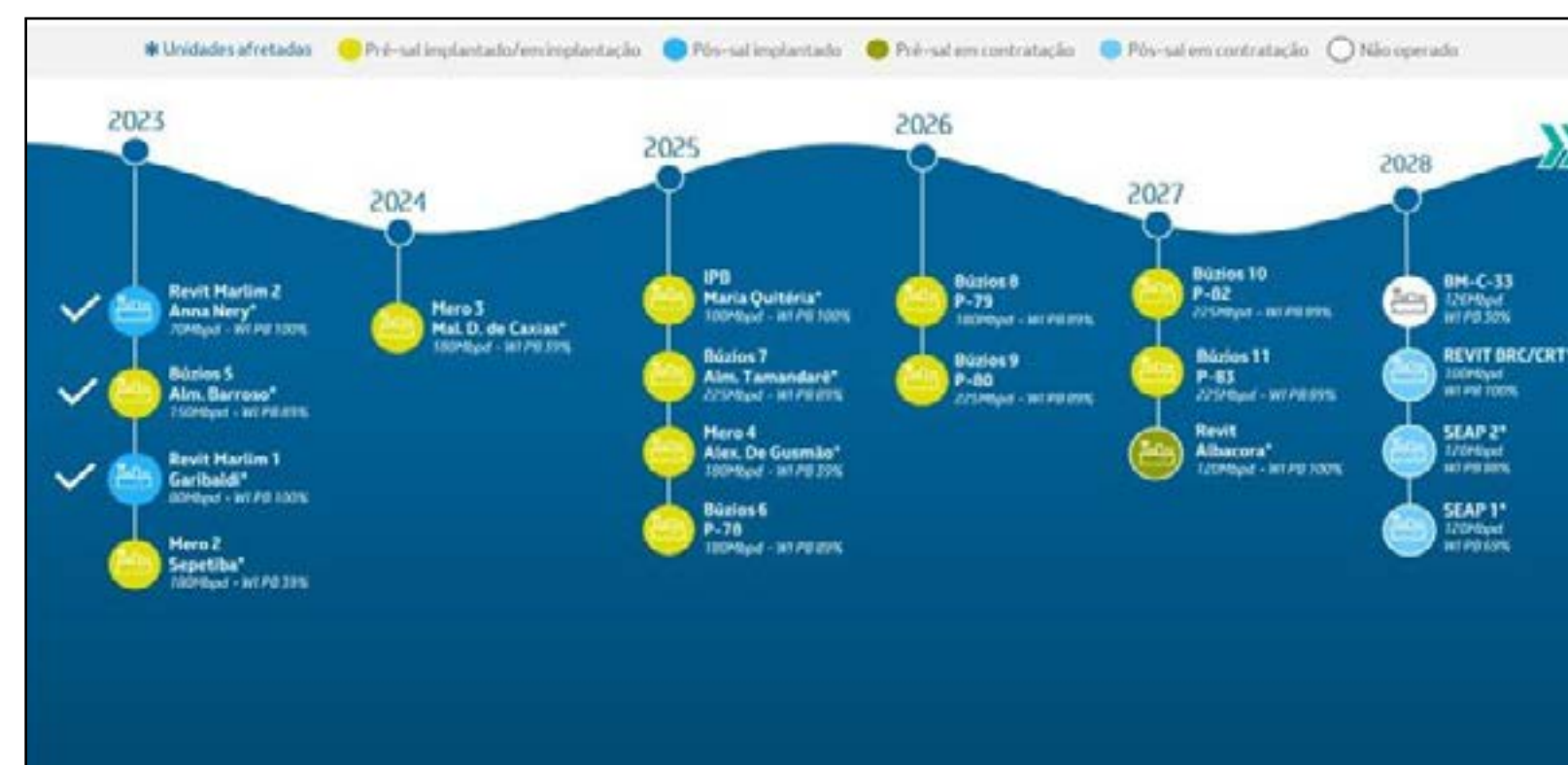
“Ainda serão necessários investimentos em exploração e produção para que a demanda de energia seja atendida. Por isso, buscamos a reposição de reservas e o desenvolvimento de novas fronteiras exploratórias que assegurem o atendimento à demanda global de energia durante a transição energética com a menor pegada de carbono possível”, explica Jean Paul Prates. “Nossa operação reconhecida pela excelência em tecnologia, segurança e baixas emissões nos credencia a desalojar operações menos eficientes. É fazer nossa parte para que essa indústria se comprometa integralmente com a solução para a crise climática”, complementou o presidente.

Serão destinados US\$ 7,5 bilhões para projetos de exploração no quinquênio, sendo US\$ 3,1 bilhões para exploração na Margem Equatorial; US\$ 3,1 bilhões para exploração nas Bacias do Sudeste; US\$ 1,3 bilhão para outros países. Está incluída neste investimento a perfuração de cerca de 50 poços em áreas onde a empresa possui direito de exploração em blocos adquiridos.

O segmento de E&P mantém a premissa de dupla resiliência – econômica e ambiental- e alto valor econômico, com portfólio viável a cenários de baixos preços de petróleo no longo prazo, com Brent de equilíbrio médio prospectivo de US\$ 25 por barril, e com compromisso de intensidade de carbono de até 15 KgCO₂e por barril de óleo equivalente até 2030.

Produção de óleo, LGN e gás natural

A curva de produção considera a entrada de 14 novas plataformas (FPSOs) no período 2024-2028, dez das quais já contratadas. Está sendo construída uma nova geração de plataformas, mais modernas, mais tecnológicas, mais eficientes e com menores emissões.

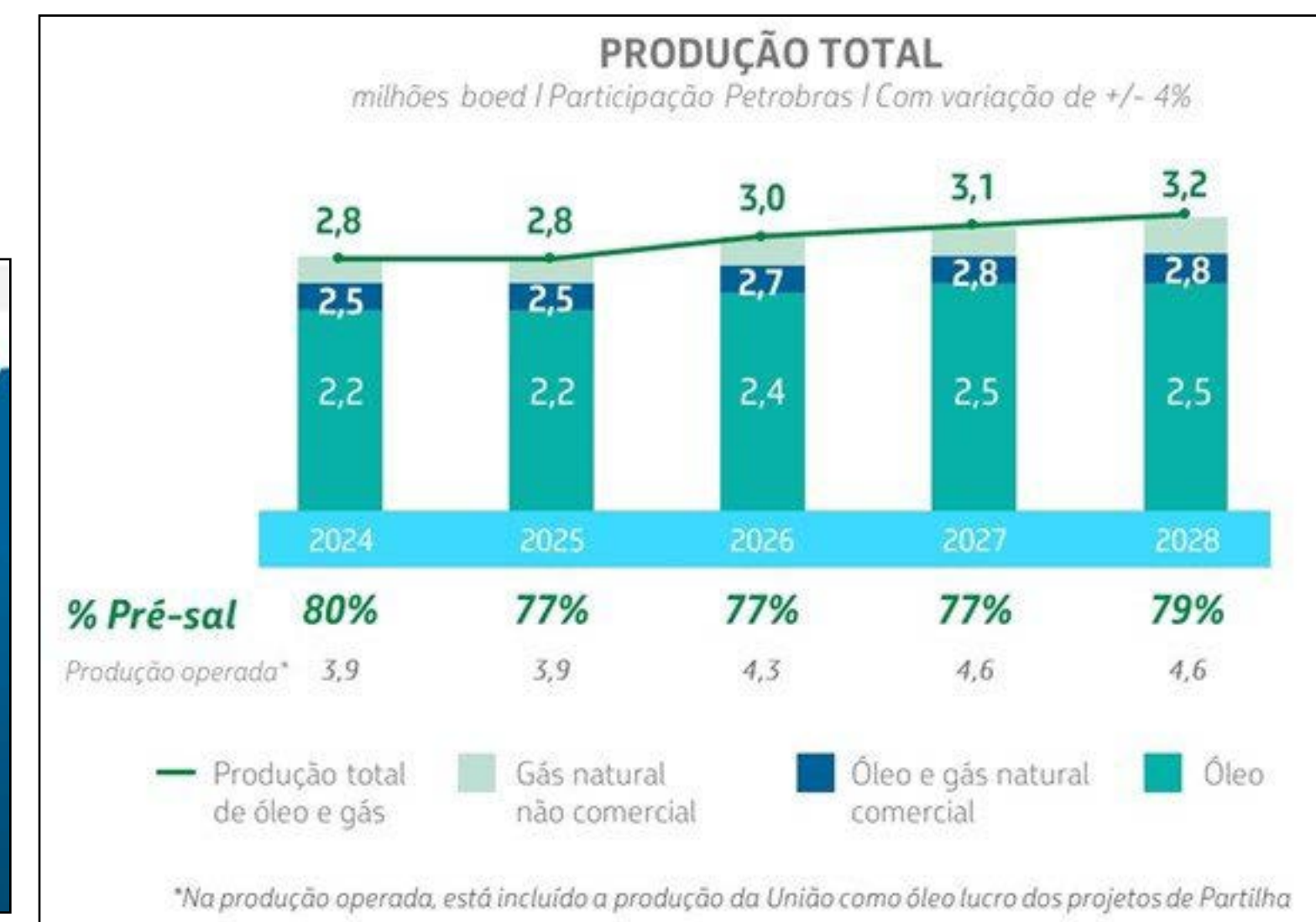


Com este plano, a Petrobras projeta atingir em cinco anos a produção de 3,2 milhões de barris equivalentes de óleo e gás por dia.

As projeções de produção de óleo, produção total e comercial de óleo e gás natural para 2024 foram acrescidas em aproximadamente 100 mil bpd/boed, na comparação com o plano anterior, considerando o bom desempenho dos campos, as previsões de ramp-ups e entrada de novos poços.

Nos anos de 2025 e 2026, a projeção de produção de óleo, produção total e comercial de óleo e gás natural ficaram inferiores ao projetado no plano anterior em cerca de 100 mil bpd/boed. Esta diferença deve-se principalmente às condições atuais do mercado fornecedor, onde alguns sistemas de produção e projetos complementares de águas profundas tiveram seus cronogramas impactados. Para 2027, as projeções de produção de óleo e produção total e comercial de óleo e gás natural foram mantidas

com relação ao plano anterior. Para o acompanhamento do Plano, considera-se uma margem de variação de +/-4%.



. Refino com maior produção de diesel e de produtos de baixo carbono

O CAPEX da área de Refino, Transporte e Comercialização (RTC) totaliza US\$ 17 bilhões para o período 2024-2028. O segmento segue com foco no melhor aproveitamento dos ativos de refino e logística e maior eficiência energética, visando ampliar a capacidade de produção de diesel e aumentar gradualmente a oferta de produtos para mercado de baixo carbono. Cabe esclarecer que, nesse PE 2024-28+, a previsão de CAPEX de Comercialização e Logística, divulgada no plano passado, passou a ser apresentada de forma agregada como CAPEX de Refino, Transporte e Comercialização (RTC), em alinhamento à visão desse segmento.

O PE 2024-28+ prevê o aumento de capacidade de processamento nas refinarias em 225 mil barris por dia (bpd) e da

petróleo e gás (continuação)

produção de diesel S-10 em mais de 290 mil bpd até 2029, suportado pela entrada de grandes projetos como o Trem 2 da RNEST, revamps de unidades atuais e implantação de novas unidades de produção de diesel (HDT) na REVAP, REGAP, REPLAN, RNEST e GASLUB.

Um dos destaques do novo plano é a ampliação do Programa Reftop para todo o parque de refino. Por meio deste programa, a Petrobras vem atingindo as suas metas de eficiência e confiabilidade e economizou cerca de US\$ 589 milhões entre 2021 e 2023 a partir das ações implementadas nas refinarias do Sudeste. Com o Reftop, a Petrobras almeja colocar seu parque industrial entre os melhores do mundo em eficiência operacional e energética até 2030.

No segmento de biorrefino, serão investidos US\$ 1,5 bilhão. Esses investimentos suportarão o crescimento da capacidade de produção de Diesel R5, com 5% de conteúdo renovável, na REPAR, RPBC, REDUC e REPLAN. No horizonte do Plano, também estão previstos recursos para instalação de plantas dedicadas de bioquerosene de aviação e diesel 100% renovável na RPBC e no GASLUB, que serão concluídas após 2028.

O Plano fortalece a Petrobras no mercado brasileiro, integrando a cadeia de valor desde a produção, refino, logística até o mercado. Serão investidos US\$ 2,1 bilhões em iniciativas para remoção de gargalos logísticos, com ampliação e adequação da infraestrutura, investimento em terminais para otimizar as operações, ampliação de modais e melhoria da eficiência e resiliência. Entre os projetos, está a construção de quatro navios da classe handy, que serão operados pela Transpetro, além de estudos para outras embarcações.

No segmento de Petroquímica, a Petrobras planeja atuar de forma integrada, maximizando sinergias com seu parque de refino e produção de óleo e gás. Estão em estudo

investimentos em petroquímica considerando tanto projetos nos atuais ativos como aquisições.

Neste PE 2024-28+, a Petrobras também marca seu retorno ao segmento de fertilizantes, com planos de retomar a operação da ANSA e a conclusão das obras da UFN 3.

Ampliação da capacidade de oferta de gás

O CAPEX da área de Gás & Energia soma US\$ 3 bilhões no quinquênio. O segmento avança na atuação competitiva e integrada no comércio de gás e energia e no aprimoramento do portfólio, atuando para a inserção de fontes renováveis, alinhada às ações de descarbonização.

Uma das prioridades da Petrobras neste segmento é ampliação da infraestrutura e portfólio de ofertas de gás natural. Considerando os investimentos em produção e escoamento de gás no segmento E&P, a companhia planeja aumentar a oferta de gás nacional da Petrobras investindo cerca de US\$ 7 bilhões nos próximos cinco anos.

Em 2024, entra em operação o Rota 3 com planta de processamento com capacidade de 21 MMm³/dia e gasoduto com capacidade de 18 MMm³/dia. Em 2028, entra em operação o gasoduto do Projeto Raia (BM-C-33), com capacidade de 16 MMm³/dia; e, em 2029, o gasoduto do projeto Sergipe Águas Profundas – SEAP, com capacidade de 18 MMm³/dia.

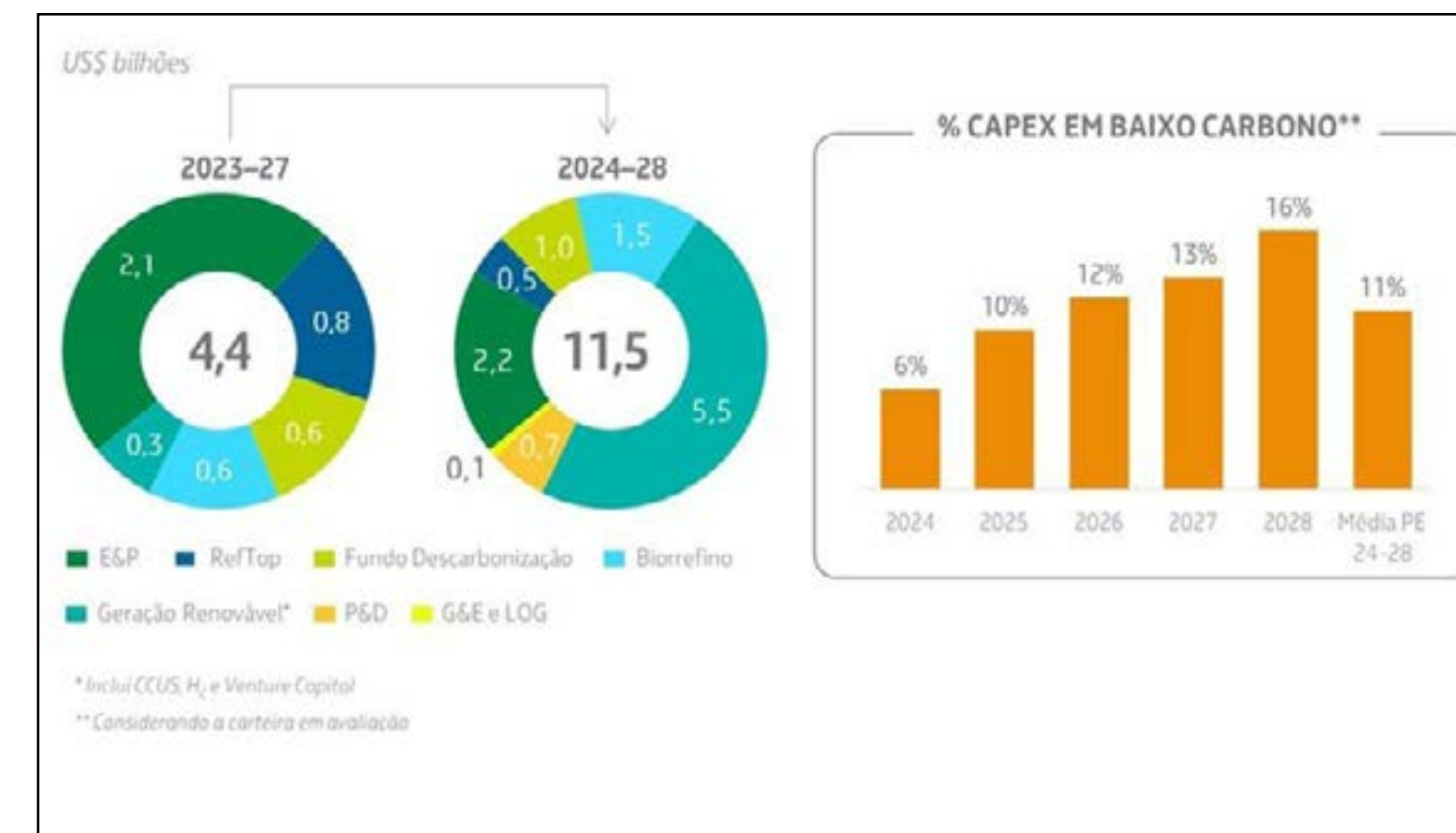
Plano dobra os investimentos em baixo carbono

A Petrobras destinará US\$ 11,5 bilhões para projetos de baixo carbono nos próximos cinco anos, mais que o dobro do plano anterior. São contempladas iniciativas e projetos de descarbonização das operações assim como o desenvolvimento e amadurecimento de negócios no segmento de energias de baixo carbono, com destaque para biorrefino; eólicas; solar; captura, utilização e armazenamento de carbono (CCUS) e hidrogênio.

“A Petrobras está voltando a investir em projetos de novas energias. Vamos escolher projetos rentáveis, priorizando parcerias para redução de risco e compartilhamento de aprendizados. Com esta nova frente, queremos também desenvolver as vantagens competitivas regionais do Brasil”, comenta Prates.



Na média 24-28 o investimento em baixo carbono representa 11% do investimento total da Petrobras, indicando avanço na posição atual da companhia em relação aos seus pares de mercado. A previsão é que o investimento em baixo carbono ganhe espaço gradualmente no portfólio da empresa ao longo do período, chegando a 16% em 2028.



Compromissos ASG – Ambiental, Social e Governança

No PE 2024-28+, a Petrobras tem, entre suas prioridades, reduzir a pegada de carbono; proteger o meio ambiente; cuidar das pessoas; e atuar com integridade.

A Petrobras reafirma sua ambição de zero fatalidade e zero vazamento, em alinhamento ao seu compromisso com a vida e com o meio ambiente, que são valores inegociáveis. Os focos ASG se materializam nos seguintes compromissos:

Reduzir a pegada de carbono

- Ambição de neutralizar as emissões (escopos 1 e 2) nas atividades sob controle da Petrobras até 2050 e influenciar parceiros a atingir a mesma ambição em ativos não operados¹
- Redução das emissões absolutas operacionais totais em 30%² até 2030 (54,8 MM ton/ano)
- Zero queima de rotina em flare até 2030
- Reinjeção de 80 milhões tCO₂ até 2025 em projetos de CCUS
- Intensidade de GEE no segmento E&P: Atingir intensidade do portfólio de 15 kgCO₂e/boe até 2025, mantidos 15 kgCO₂e/boe até 2030
- Intensidade de GEE no segmento Refino: Atingir intensidade de 36 kgCO₂e/CWT até 2025 e 30 kgCO₂e/CWT até 2030
- Redução da intensidade de emissões de metano no segmento upstream até 2025, atingindo 0,25 t CH₄/mil tHC e atingindo 0,20 t CH₄/mil tHC em 2030

Proteger o meio ambiente

- Ambição de zero vazamento
- Redução de 40%³ da nossa captação de água doce até 2030 (91 MM m³/ano)
- Redução de 30%³ na geração de resíduos sólidos de processo até 2030 (195 mil ton/ano)

- Destinação de 80% dos resíduos sólidos de processos para rotas de Reuso, Reciclagem e recuperação (RRR)⁴ até 2030
- Alcançar ganhos de biodiversidade até 2030, com foco em florestas e oceanos
- 100% das instalações Petrobras com planos de ação em biodiversidade até 2025
- Impacto líquido positivo em áreas vegetadas até 2030
- Aumento em 30% dos esforços de conservação da biodiversidade

Cuidar das pessoas

- Ambição de zero fatalidade
- Proporcionar retorno à sociedade de no mínimo 150% do valor investido nos projetos socioambientais voluntários⁵ (até 2030)
- Estar entre as três empresas de O&G mais bem colocadas no ranking de Direitos Humanos até 2030⁶
- Diversidade:
 - Mulheres na liderança: 25% em 2030
 - Cor e raça na liderança: 25% em 2030
- Implementar 100% dos compromissos do Movimento Mente em Foco (Pacto Global da ONU) até 2030
- Alcançar mais de 50% de empregados fisicamente ativos (EFA) contribuindo para uma vida mais saudável e produtiva até 2028

Atuar com Integridades

- Promover a diversidade nas Indicações da Petrobras para nossas participações:
 - Atingir 30% de mulheres no Conselho de Administração (CA), Diretoria Executiva (DE) e Conselho Fiscal (CF) até 2026
 - Incrementar em 10% as indicações de pessoas negras para o CA, DE e CF até 2030
- Encerrar apurações de violência sexual com prazo médio de 60 dias até 2024
- 100% dos fornecedores relevantes treinados em Integridade e/ou Privacidade até 2030
- Realizar Due Diligence de Direitos Humanos em 100% dos nossos fornecedores relevantes até 2030
- Avaliar, em 100% das contratações nas categorias estratégicas, a ampliação de requisitos ASG

- Estabelecer que 70% dos fornecedores relevantes tenham seu inventário de emissões (GEE) publicado.
No PE 2024-28+, os valores da companhia foram revisados e agora são: (i) Cuidado com as pessoas; (ii) Integridade; (iii) Sustentabilidade; (iv) Inovação; e (v) Comprometimento com a Petrobras e com o país.

As métricas de topo também foram ajustadas e passam a incluir a métrica da Taxa de Acidentados Graves (TAG) que se juntou a métrica da Taxa de Acidentados Registráveis (TAR) no Indicador de Compromisso com a Segurança das Pessoas (ICSP).

Foram definidas as seguintes métricas de topo:

- Indicador de atendimento às metas de emissões de gases de efeito estufa (IAGEE) de Exploração e Produção e de Refino;
- Indicador de compromisso com o meio ambiente (ICMA), sendo representado pelo indicador de volume vazado de óleo e derivados (VAZO);
- Indicador financeiro Delta Valor (Dvalor); e
- Indicador de compromisso com a segurança das pessoas (ICSP), sendo representado pelos indicadores TAG e TAR.

As três primeiras métricas (IAGEE, ICMA e Dvalor) impactam diretamente a remuneração variável dos executivos e de todos os empregados da companhia, como forma de garantir o alinhamento dos incentivos para o atingimento das metas corporativas. Por fim, a Petrobras reafirma sua visão e elementos estratégicos divulgados em junho de 2023: Petrobras aprova direcionadores do Plano Estratégico 2024-28 | Agência Petrobras.

¹ Ambição refere-se às emissões em território brasileiro, onde ocorrem mais de 97% das emissões operacionais da companhia.

Para as demais emissões ambicionamos também a neutralidade em prazo compatível com o Acordo de Paris, em alinhamento a compromissos locais e organizações internacionais. ² Ano de referência: 2015.

Diretor Executivo de Logística da Petrobras visita o Porto de Rotterdam, na Holanda

Comitiva também conheceu projetos para captura de dióxido de carbono e usina de hidrogênio renovável; agenda encerra a missão aos países nórdicos.



Foto: Divulgação

O diretor executivo de Logística, Comercialização e Mercados da Petrobras, Claudio Romeo Schlosser, e comitiva visitaram nesta segunda-feira (20), Porto de Rotterdam, na Holanda, para oportunidades de negócio.

Além disso, puderam conhecer instalações de amônia e projetos para captura de dióxido de carbono (CO₂) e a construção da maior usina de hidrogênio renovável do continente.

“A agenda foi muito importante para conhecermos as atividades do Porto de Rotterdam, o maior da Europa, e trocarmos experiências entre os países. Porém, não apenas em logística, como também em soluções sustentáveis que visam uma transição energética, com tecnologia e inovação”, explicou o diretor Schlosser.

O Porto tem um projeto chamado Porthos, em conjunto com a Gasunie (operadora de rede de energia) e a EBN (provedor de internet), para recolher dióxido de carbono das indústrias na zona portuária e Roterdã e transportá-lo para locais de armazenamento no Mar Norte. Porthos é atualmente o centro de CCUS, captura de dióxido de carbono (CO₂), mais avançado da Europa.

Outro projeto que a missão técnica conheceu, foi a fábrica Holland Hidrogênio 1, da Shell, ainda em construção, as instalações abrigarão a primeira grande central de hidrogênio renovável do continente europeu. Quando estiver em atividade terá capacidade para 200 megawatts, com produção de até 60.000 quilos de hidrogênio renovável, por dia, alimentado por energia eólica offshore do Mar Norte. A previsão é que a indústria fique pronta até a segunda metade desta década.

Porto de Rotterdam

Porto de Rotterdam é o maior porto marítimo da Europa e o 11º maior do mundo, existe desde o século XIV. Todos os anos, cerca de 300 milhões de toneladas de mercadorias são transportadas pelo Porto. O volume de negócios da Autoridade Portuária é de aproximadamente 825 milhões de euros.

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU estão no centro das atividades. Tem a previsão de acelerar a sustentabilidade

no Porto para uma redução de carbono de -49% até 2030 em relação ao nível de 1990, para ter operações em carbono neutro em 2050.

Missão aos países nórdicos

A missão técnica percorreu Noruega, Dinamarca e Holanda. As agendas envolveram visitas a empresas locais parceiras e fornecedoras e foram acompanhadas pelos embaixadores brasileiros nos três países.



Foto: Divulgação

Petrobras assina acordo com a European Energy para avaliação de oportunidades de negócios de e-metanol



O e-metanol é uma solução de baixo carbono com aplicações em processos industriais ou usado como combustível, especialmente no transporte marítimo. É produzido por meio da junção do hidrogênio verde, obtido a partir de fontes renováveis, como solar e eólica, e do dióxido de carbono de origem biogênica.

“A Petrobras está focada em ter bons parceiros como a European Energy. Empresas sólidas e consolidadas, que têm robustez para entrar conosco em projetos de larga escala. Há um benefício mútuo com essa parceria. Podemos compartilhar conhecimento e promover uma aproximação importante para as duas empresas e os dois países”, comentou o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates.

O Memorando de Entendimentos está alinhado aos elementos estratégicos do Plano Estratégico 2024-28, que visam a preparar a Petrobras para um futuro mais sustentável, contribuindo para o sucesso da transição energética.

Sobre a European Energy A/S

A European Energy é uma empresa dinamarquesa que desenvolve, constrói e opera ativos de energia renovável incluindo projetos de geração solar e eólica, bem como soluções à base de hidrogênio verde (Power-to-X). A empresa está presente em diversos países, possuindo ativos em operação e projetos em desenvolvimento no Nordeste do Brasil.

A Petrobras assinou, Memorando de Entendimentos com a empresa dinamarquesa European Energy para avaliação, em caráter não vinculante, de oportunidades de negócios para desenvolvimento de projeto de planta de e-metanol no Brasil.

A assinatura do acordo aconteceu, na Dinamarca, na sede da European Energy, empresa com atuação verticalizada na transição energética, incluindo geração renovável e soluções à base de hidrogênio verde.



SBM Offshore lança SBM+ no Brasil, plataforma de última geração com soluções digitais para ativos offshore

Utilizando IA, produto oferece 25 serviços para aumentar eficiência, economia e produtividade nas operações de óleo & gás em alto mar.



Foto: Divulgação

A SBM Offshore lançou no Brasil o SBM+, plataforma digital de última geração projetada para gerenciamento de ativos offshore.

O produto oferece 25 soluções para aumentar a performance do cliente, auxiliar a força de trabalho, integrar dados de múltiplos sistemas e aprimorar de forma contínua os processos de trabalho em ativos de óleo & gás em alto mar. O lançamento do SBM+ foi realizado na OTC Brasil 2023, um dos principais eventos sobre tecnologia offshore do mundo e o maior do país, que ocorreu no fim de outubro.

“O SBM+ representa uma mudança transformadora no suporte a ativos offshore, desbloqueando todo o potencial de dados e soluções digitais para a indústria de energia.

SBM+ representa uma mudança transformadora na forma como oferecemos suporte a ativos offshore, desbloqueando o potencial total dos dados operacionais da SBM e soluções digitais para a indústria de energia. É a forma de aplicarmos a nossa experiência nos ativos offshore dos clientes”, explica Gilles Duchesne, Diretor



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

global de Smart Services da SBM Offshore, acrescentando que as soluções estão organizadas em três produtos: Connect, Predict e Elev8, que oferecem gestão de eficiência energética e redução de pegada de carbono dos ativos offshore, com uso de inteligência artificial (IA) no monitoramento de sistemas e serviços de integridade de ativos.

O SBM+ é fruto da área de Smart Services da SBM Offshore, responsável pela otimização de dados da frota, com foco na digitalização, teste e implantação de soluções.

O produto utiliza também projetos inéditos de IoT (Internet das Coisas, na sigla em inglês), machine learning e armazenamento em nuvem, testados pela área antes da implementação nos ativos.

Navio-sonda da Foresea ganha tecnologia de automação pioneira no Brasil, que ampliará desempenho e segurança

Norbe IX terá a nova tecnologia totalmente implantada até julho de 2024.



Foto: Divulgação

antecipação em relação a todos os cenários possíveis”, comenta o COO da Foresea, Heitor Gioppo, ressaltando que esse é um importante salto tecnológico da indústria num país já reconhecido por seu protagonismo na extração de petróleo em águas profundas. A implantação da nova tecnologia consiste em integrar a sonda à plataforma Deal (Drilling Equipment Automation Layer) com os módulos inteligentes Drillers Assist e CADS 2.0, desenvolvidos pela holandesa HMH. Os primeiros testes de fábrica foram realizados de forma simulada na Noruega. O simulador 3D reproduziu com exatidão o ambiente e a operação da Norbe IX, que atualmente está na Bacia de Santos perfurando o poço de Sagitário.

“É como se o operador da sonda passasse a contar com um dispositivo similar ao piloto automático. Com isso ganha-se um aumento consistente de desempenho e, ao mesmo tempo, muito mais segurança para a tripulação da plataforma”, explica a Rig Manager da Norbe IX, Clarisse Rodrigues, que acompanhou pessoalmente a primeira bateria de testes práticos.



Foto: Divulgação

Líder no mercado brasileiro de perfuração offshore, a Foresea vai implantar em seu navio-sonda Norbe IX uma tecnologia de automação operacional inédita no Brasil.

Os primeiros testes de fábrica foram feitos com sucesso em setembro e outubro. A previsão é de que a nova tecnologia comece a ser instalada na embarcação em janeiro e esteja em funcionamento ainda no primeiro semestre de 2024. A automação das operações no drillfloor (área de onde se opera a perfuração) da Norbe IX é um projeto de mais de dois anos, que visa aumentar a eficiência e a segurança da perfuração. “Com processos automatizados, além de evitar erros humanos, temos a possibilidade de simulação e



Foto: Divulgação

Sobre a Foresea

A Foresea oferece soluções em perfuração offshore e conta com frota própria formada pelas sondas ODN I, ODN II, Norbe VI, Norbe VIII e Norbe IX, todas com contratos ativos. A empresa possui certificação internacional de qualidade e eficiência APIQ2 para toda a sua frota e detém o maior índice de uptime operacional do mercado.

Atua em águas profundas e ultraprofundas para a indústria de Óleo e Gás upstream offshore no Brasil e no exterior. Entre seus principais valores estão a alta performance operacional alcançada com respeito à segurança dos integrantes e meio ambiente, bem como parceria e confiança dos clientes. A companhia atua respeitando os princípios de ESG e segue as mais rigorosas práticas ambientais, sociais e de governança.

Companhia investirá total de R\$ 1 bilhão em projetos sociais e ambientais nos próximos quatro anos



Foto: Divulgação

A Petrobras lançou a segunda etapa da maior seleção pública socioambiental da sua história, no ano em que completa 70 anos.

A companhia investirá cerca de R\$ 220 milhões neste edital e, contabilizando-se os projetos sociais e ambientais já em andamento com os que serão selecionados, atingirá um investimento total de R\$ 1 bilhão nos próximos quatro anos.

As inscrições estão abertas para projetos sociais e ambientais destinados às regiões Sudeste (São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro e Espírito Santo) e Centro-Oeste (Mato Grosso e Mato Grosso do Sul – bioma Pantanal).

Essas iniciativas vão complementar a carteira de mais de 90 projetos já vigentes do Programa Petrobras Socioambiental.

“Nós reafirmamos nosso compromisso com a sociedade com o lançamento da maior seleção pública socioambiental da nossa história, investindo um total de R\$ 1 bi, pelos próximos quatro anos, em projetos transformadores que farão a diferença na vida das pessoas. Somos uma empresa brasileira, com orgulho das nossas raízes, diversa e engajada com o desenvolvimento do país, buscando um futuro mais sustentável e inclusivo para as próximas gerações”, afirmou o presidente da Petrobras, Jean-Paul Prates.

A segunda etapa da seleção socioambiental será dividida em dois editais. A primeira, com investimentos de R\$ 166 milhões, será voltada para 23 projetos (não incentivados), abrangendo as quatro linhas de atuação do Programa Petrobras Socioambiental: Educação, Desenvolvimento Econômico Sustentável, Oceano e Florestas. Em paralelo, a Petrobras destinará outros R\$ 53 milhões a um edital específico de projetos de Educação que contam com incentivo fiscal pela Lei de Incentivo ao Esporte.

Pantanal é o mais novo bioma incluído na seleção socioambiental

Com a inclusão do bioma Pantanal neste edital, a Petrobras volta a investir em iniciativas de conservação em todos os biomas brasileiros, estendendo sua atuação socioambiental para além das comunidades onde atua diretamente.

Outra novidade é a inclusão de uma oportunidade para projeto ambiental de mitigação dos impactos do lixo no mar no litoral do Sudeste, além de um projeto social voltado para população em situação de rua no Rio de Janeiro.

O Programa Petrobras Socioambiental transforma a vida das comunidades e o meio ambiente nas áreas onde a companhia atua – e os indicadores atestam esse impacto. “Passamos a avaliar, por exemplo, nossos investimentos voluntários do Programa Petrobras Socioambiental utilizando a metodologia SROI (Social Return on Investment). Ela converte em valores monetários a transformação ambiental, social e econômica decorrente da implementação dos projetos”, destaca o gerente executivo de Responsabilidade Social da Petrobras, José Maria Rangel.

Os resultados são expressivos. “No ano passado, para cada R\$ 1 investido em projetos socioambientais, tivemos um valor



Foto: Divulgação

petróleo e gás (continuação)

médio de R\$ 5 em benefícios sociais e ambientais gerados para a sociedade. Nesta edição da seleção pública, aumentamos o período de realização dos projetos de dois para três anos, buscando potencializar ainda mais esses impactos positivos”, complementa Rangel.

Inscrições

As inscrições para projetos não incentivados ficarão abertas até 05/02/2024 e podem ser feitas na página da Seleção Pública no site da Petrobras. Para os projetos incentivados pela Lei de Incentivo ao Esporte, o prazo de inscrição é até 29/02/2024. A seleção irá abranger projetos com três anos de duração e os públicos prioritários a serem

atendidos nas propostas são: povos indígenas, pescadores artesanais e demais comunidades tradicionais, mulheres, pessoas negras, crianças e adolescentes, pessoas com deficiência e pessoas LGBTQIA+.

O programa possui ainda três temas transversais: Primeira Infância, Direitos Humanos e Inovação, que podem ser abordados em ações dos projetos de todas as linhas de atuação, visando potencializar os resultados positivos.

Os projetos também devem descrever as suas contribuições para o alcance de metas estabelecidas nos seguintes Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030 da Organização das Nações Unidas (ONU): ODS 4 (Educação de Qualidade), ODS 8

(Trabalho Decente e Crescimento Econômico), 14 ODS (Vida na Água) e ODS 15 (Vida Terrestre).

Oficinas online de boas práticas para projetos

Durante o período de inscrições, a Petrobras realizará uma série de oficinas online, a Trilha Socioambiental, com o objetivo de orientar as organizações da sociedade civil sobre boas práticas na elaboração de projetos socioambientais, esclarecendo os principais aspectos do Regulamento e os critérios para participação na seleção. Serão cinco oficinas online com 15 horas de conteúdo ao longo das primeiras semanas de inscrições e lives específicas para tira-dúvidas.

Os treinamentos serão realizados na plataforma Teams e as inscrições (gratuitas) deverão ser feitas no link <https://forms.office.com/r/T53fEjSLKF>.

O conteúdo será gravado e disponibilizado no canal da Petrobras no Youtube (<https://www.youtube.com/@petrobras/playlists>).

Etapas de avaliação

Os projetos serão submetidos às etapas de triagem administrativa, com foco na análise documental e aderência da proposta ao Regulamento; triagem técnica, em que os projetos serão pontuados segundo critérios pré-estabelecidos; e a etapa final de avaliação, chamada Comissão de Seleção.

Essa última etapa é composta por especialistas nas temáticas socioambientais, membros do poder público, academia e representantes da sociedade civil.

A previsão é de que os resultados sejam divulgados entre abril e maio de 2024, incluindo os projetos incentivados e não-incentivados, e a estimativa é de que as atividades comecem no último trimestre de 2024, após os ajustes finais e trâmites necessários para contratação.



Foto: Divulgação

Enauta tem avanço no projeto Atlanta, conclusão da campanha de perfuração e emissão de R\$ 1,1 bi em debêntures no 3º trimestre

Companhia destaca redução de riscos operacionais e fortalecimento do balanço no período.

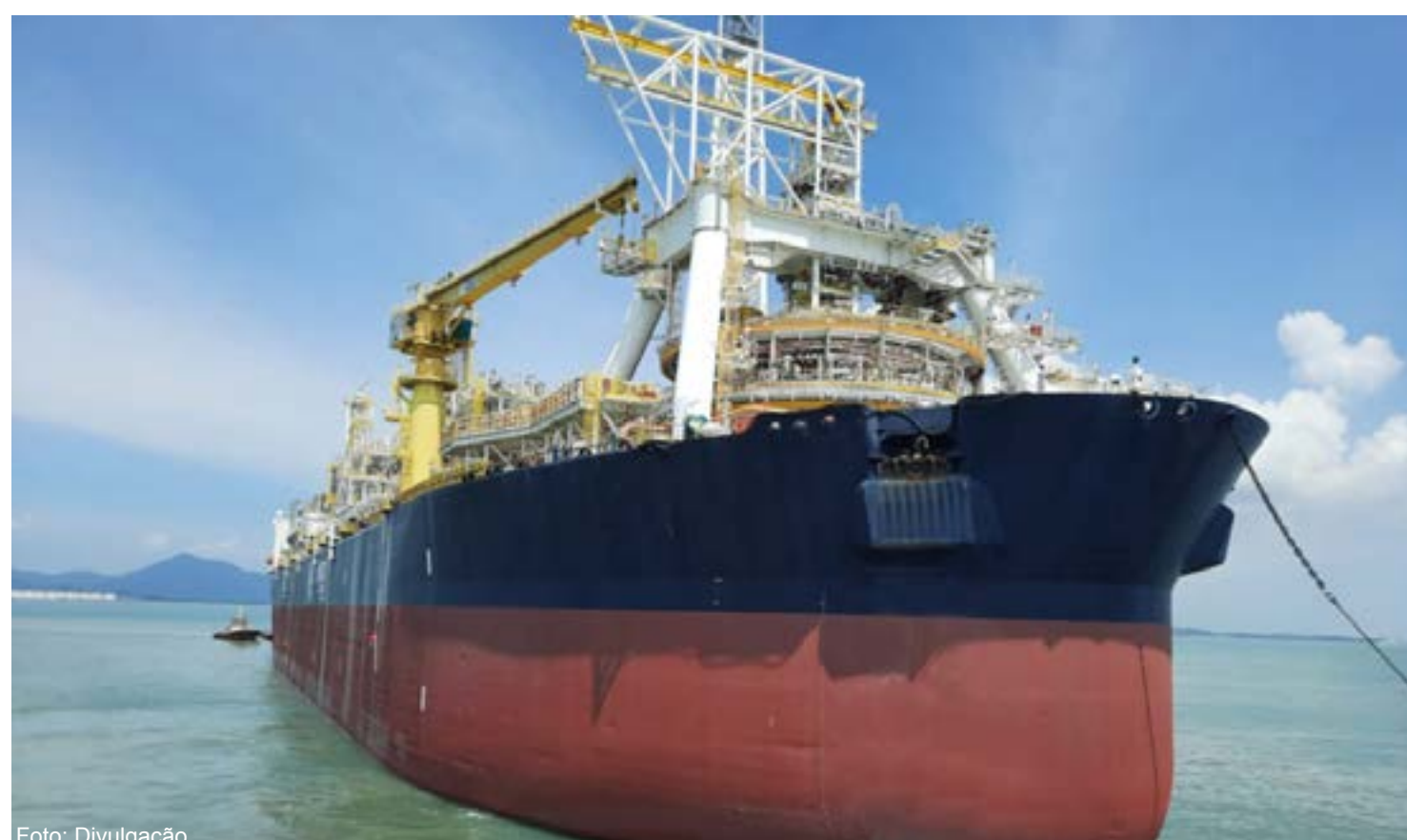


Foto: Divulgação

A Enauta, uma das principais empresas independentes de exploração e produção de óleo e gás, encerrou o terceiro trimestre de 2023 com avanços significativos no projeto Atlanta. A empresa também concluiu a perfuração dos poços para produção na Fase 1 do Sistema Definitivo e retomou, no dia 05/11, a produção do Sistema Piloto.

No resultado trimestral divulgado no dia 10/11, a Enauta destacou que o projeto da Fase 1 de Atlanta está 85% concluído. A saída do FPSO de Dubai para locação deve ocorrer ainda no primeiro trimestre de 2024 e a previsão do primeiro óleo está estimada para agosto do mesmo ano.

Com investimentos de até US\$ 1,2 bilhão, o projeto Atlanta conta com FPSO que aumentará a capacidade de produção do Campo de mesmo nome para até 50 mil barris de petróleo por dia e capacidade para estocar até 1,6 milhão de barris.

Ainda no 3T23, foi aprovado o detalhamento de engenharia e a contratação, em 2024, de equipamentos com maior prazo de entrega para potencial desenvolvimento do Campo de Oliva, que pertence à mesma concessão do Campo de Atlanta, adquirida pela Enauta em 2011. O Campo de Oliva encontra-se a 18 km de Atlanta e seu reservatório principal está a 2.500 metros de profundidade, com volume estimado em mais de 348 milhões de barris de óleo in place.

No período, foi concluída a 2ª emissão de debêntures no valor de R\$ 1,1 bilhão, reforçando o balanço da empresa. Em setembro, a companhia possuía disponibilidade ajustada de R\$ 3,7 bilhões. Também no 3T23, seguindo o exercício de opção da Yinson para aquisição do FPSO Atlanta, foi reconhecido o crédito a receber associado ao financiamento de longo prazo à plataforma de US\$ 323 milhões (R\$1,6 bilhão).

Os investimentos totalizaram US\$ 61 milhões, divididos na Fase 1 de Atlanta (US\$ 44 milhões na finalização dos poços produtores, na implantação do sistema submarino e na campanha de pré-ancoragem do FPSO) e no Sistema Piloto (US\$ 17 milhões, relativos à parada programada de manutenção e antecipação da parada programada de 2024).

A companhia observou a consolidação de uma governança independente com a renovação no seu Conselho de Administração.

PRODUÇÃO

A produção de óleo, que esteve paralisada durante grande parte do trimestre, foi retomada em novembro após a melhoria de

componentes elétricos dos equipamentos de bombeio submarino do Sistema Piloto de Atlanta. Contudo, a paralisação foi um dos fatores que impactou o balanço, junto com a otimização do portfólio exploratório com a cessão de blocos no Espírito Santo.

Sobre a Enauta

A Enauta é uma das principais empresas de controle privado do setor de exploração e produção no Brasil. Com equilibrada atuação ao longo da costa do país, possui dois ativos produtores: o Campo de Atlanta, localizado nas águas profundas da Bacia de Santos, no qual detém a operação com 100% de participação, e o Campo de Manati, um dos principais fornecedores de gás da região Nordeste, no qual detém 45% de participação. Listada no Novo Mercado da B3 desde 2011, por meio do ticker ENAT3, a Enauta atua com foco na geração de valor para seus acionistas e sociedade em geral, incluindo seu forte compromisso com as questões ESG.

Com tecnologia da Petrobras, Refinaria Riograndense processa carga com matéria-prima 100% renovável

Teste, realizado entre fim de outubro e início de novembro, inaugura nova fronteira mundial para o biorrefino.



Foto: Divulgação

A Refinaria de Petróleo Riograndense (RPR) alcançou um marco histórico ao processar, pela primeira vez, 100% de óleo de soja em uma unidade de refino industrial.

A tecnologia, desenvolvida no Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação (CENPES) da Petrobras, permite adotar como carga uma matéria-prima 100% renovável, com inovações de processo e catalisador, gerando produtos petroquímicos integralmente renováveis.

O processamento de matéria-prima 100% renovável em unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) é o primeiro do mundo.

Com o sucesso do teste, a RPR, localizada em Rio Grande (RS), está se preparando para a produção de insumos petroquímicos e combustíveis renováveis como GLP, combustíveis marítimos, propeno e bioaromáticos (BTX – benzeno, tolueno e xileno), usados nas indústrias da borracha sintética, nylon e PVC.

Foi identificado, ainda, que os teores alcançados de concentração de BTX, empregando catalisadores, são capazes de atender aos níveis exigidos para formular gasolinas de elevado desempenho, praticamente isenta de enxofre.

Os catalisadores empregados no teste são da linha ReNewFCC e foram produzidos em parceria com a Fábrica Carioca de Catalisadores (FCC SA), uma joint venture entre a Petrobras e a



Foto: Divulgação



Foto: Divulgação

Ketjen, que atua na produção de catalisadores e aditivos para a indústria de refino.

Para o presidente da Petrobras, Jean Paul Prates, a transição energética é um caminho sem volta para a companhia: “Estamos fazendo derivados típicos de petróleo, a partir de óleo vegetal. É inovação e transição energética combinadas em benefício do Brasil. É a Petrobras voltando a liderar grandes processos de transformação técnica, econômica e social, com repercussão global”.

Um teste para o presente e o futuro do biorrefino

A realização do teste se tornou possível a partir de acordo de cooperação assinado, em maio de 2023, entre as empresas que têm participação acionária na RPR (Petrobras, Braskem e Ultra).

petróleo e gás (continuação)

O acordo previa a utilização das unidades da refinaria para a realização do teste com tecnologias desenvolvidas pelo CENPES.

O teste industrial teve início na última semana de outubro, quando a RPR recebeu o carregamento de duas mil toneladas de óleo de soja e realizou uma parada de manutenção para preparar a unidade de craqueamento catalítico fluido (FCC) para receber e processar a matéria-prima, conforme especificações e orientações do CENPES.

No dia 1º de novembro, iniciou, então, o processamento da carga 100% renovável, comprovando a viabilidade da operação. Já está programada para junho de 2024 a realização de um segundo teste, que será por meio do coprocessamento de carga mineral com bio-óleo (matéria-prima avançada de biomassa não alimentar), gerando propano, gasolina e diesel todos com conteúdo renovável.

A Petrobras está investindo em torno de R\$ 45 milhões para viabilizar a conclusão do desenvolvimento de processamento de carga renovável.

O investimento no teste foi realizado em atendimento às cláusulas de PD&I da Agência Nacional de Petróleo.

Com a etapa da comprovação da tecnologia concluída em escala industrial, a RPR estará capacitada a explorar as alternativas de negócio para a produção de produtos renováveis, e a Petrobras terá novas alternativas a avaliar, futuramente, em suas próprias refinarias, em adição aos projetos já em andamento relacionados ao coprocessamento para a produção de diesel renovável e unidades dedicadas para a produção de bioquerosene de aviação e diesel renovável.

O biorrefino está chegando

Para o diretor-superintendente da RPR, Felipe Jorge, com a tecnologia da Petrobras, o biorrefino chega como estratégia de transição efetiva para o futuro:

“O primeiro passo foi dado.

A tecnologia da Petrobras licenciada para a Riograndense vai nos permitir, já no próximo ano, produzir renováveis sem deixarmos de atender nosso atual mercado de produtos e combustíveis”.

Segundo o CEO da Braskem, Roberto Bischoff, “a transição

energética passa pelo desenvolvimento de novos processos e produtos com origem em fontes renováveis.

Nós estamos comprometidos em atender essa demanda do mercado e da sociedade”.

De acordo com, Marcelo Araújo, diretor executivo corporativo e de participações da Ultrapar, “os resultados do teste na Riograndense representam o enorme potencial da bioindústria no país.

Estamos empenhados em fomentar o biorrefino e desenvolver combustíveis renováveis avançados”.



Petrobras reúne fornecedores para garantir disputa por FPSOs



Foto: Divulgação

Para que a indústria dê conta das quatro licitações de FPSOs abertas, a Petrobras montou uma sala de colaboração com os seus principais fornecedores.

A estatal tem medido constantemente a temperatura do mercado para avaliar a capacidade das empresas de dar conta da sua demanda por seis FPSOs – dois para o projeto em águas profundas de Sergipe (SEAP), dois para Sépia-Atapu (Bacia de Santos), um para Albacora (Bacia de Campos) e outro para Barracuda-Caratinga (Bacia de Campos).

Com isso, a empresa espera evitar que os seus projetos de produção de óleo e gás sejam afetados ou que o número de participantes nas licitações fique limitado. Uma sinalização da preocupação da Petrobras aparece no edital de contratação

dos navios-plataforma destinados ao projeto de águas profundas de Sergipe.

Nele, está previsto que a empresa vencedora pode desistir do negócio se também for escolhida como a melhor proponente na concorrência para contratar o FPSO Albacora, que será instalado na Bacia de Campos, como parte do programa de revitalização de campos maduros.

As duas licitações são concorrentes porque ambas são de afretamento, como afirmou o diretor de Tecnologia e Inovação da Petrobras, Carlos Travassos, ao *Petróleo Hoje*.

Além delas, a estatal está contratando, na modalidade afretamento, o FPSO do projeto Barracuda-Caratinga, também para a Bacia de Campos. Esse leilão já está em fase final de negociação com a BW e a Ocyan, que apresentaram as melhores propostas. As embarcações que serão instaladas em águas profundas de Sergipe vão ser conectadas a seis campos – Budião, Budião Noroeste, Budião Sudeste, Palombeta, Agulhinha e Cavala. Já a unidade de Albacora vai substituir as plataformas P-25 e P-31.

O FPSO de Barracuda-Caratinga, por sua vez, será interligado a 28 poços e sua capacidade de produção será de 100 mil barris por dia de óleo e 6 milhões de m³ por dia de gás.

Há ainda os casos de Sépia 2 e Atapu 2, que não concorrem com nenhuma outra licitação por se tratarem de aquisições e não de afretamento. Esse edital foi dividido em três lotes – um relativo à P-84 (Atapu), outro à P-85 (Sépia), enquanto o terceiro é um pacote integrador voltado às duas plataformas.

As unidades terão capacidades de 225 mil bpd de óleo e 10 milhões de m³ por dia de gás. O início da operação está previsto para 2028. A Petrobras aposta no sucesso das licitações e que haverá um

número suficiente de fornecedores aptos a construir as embarcações. Ainda assim, considera a possibilidade de rever os prazos de entregas de propostas caso seja necessário à organização das fornecedoras.

Ela também toma o cuidado de não lançar editais num mesmo período, segundo Travassos.

“Até hoje, não aconteceu disso (mudanças nos prazos das licitações) interferir nos prazos dos projetos. Quando a Petrobras analisa os riscos dos projetos, já considera possíveis mudanças nos prazos das licitações.

Há uma gordura do planejamento a ser consumida”, disse Travassos, acrescentando que a estatal tem conseguido identificar e manobrar possíveis problemas.

No mês passado, a Petrobras adiou a data de entrega de propostas para os afretamentos dos FPSOs do projeto SEAP, de 14 de outubro para 15 de janeiro de 2024.

“Olhando também os projetos, os requisitos, dificilmente eles serão atendidos pelos mesmos grupos de empresas.

Eles têm complexidades diferentes. SEAP é uma unidade majoritariamente de gás, tem requisitos técnicos diferentes. Por isso, acreditamos que ele será abarcado por um determinado grupo de empresas”, afirmou o diretor da Petrobras.

Uma das dificuldades que as empresas têm é o acesso ao capital. Em fase final de negociação com a estatal, ao lado da BW, pela contratação do FPSO Barracuda-Caratinga e interessada no projeto de Sergipe, a Ocyan, por exemplo, busca sócios investidores. A intenção é atrair um parceiro com perfil financeiro. A engenharia de construção e operação do FPSO

petróleo e gás (continuação)

ficaria por conta da Ocyan.

Conteúdo local

Em palestra a fornecedores na Offshore Technology Conference (OTC), Travassos voltou a defender o aproveitamento das vocações de cada segmento da indústria

nacional, inclusive regionais, como meio de competir com fornecedores estrangeiros.

Ele aposta, por exemplo, na capacidade do mercado local de atender às demandas da Petrobras pelos módulos que serão instalados nos navios-plataforma em licitação. No caso da unidade destinada a Barracuda-Caratinga, a empresa limitou o conteúdo

local a 10%, dentro do compromisso firmado com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível no contrato de aquisição da concessão.

A adoção desse percentual mobilizou a Federação Única dos Petroleiros (FUP), representante dos empregados da estatal, que pediu o cancelamento do edital.



Foto: Divulgação

FPSOS vão singrar os mares da transição

Cadeia produtiva de óleo e gás do setor offshore acredita que os FPSOs assegurarão a produção de hidrocarbonetos na próxima década, quando a demanda por essas fontes fósseis continuará firme: tanto para garantir a segurança energética como para gerar os recursos financeiros que a transição energética vai absorver na geração de novas tecnologias.

Por Flávia Vaz



Foto: Divulgação

Esse é o consenso dos mais de 160 participantes do Seminário Nacional de Plataformas Flutuantes de Produção - Brasil, epicentro global de FPSOS, promovido pela **Revista Digital Oil & Gas Brasil**, em parceria com a AIF Consulting e apoio institucional do Energy Industry Council (EIC), que se realizou no Rio de Janeiro entre os dias 30 e 31 de outubro.

Com o patrocínio da Ambipar (Platinum), Sensia e AXPR (Gold), Brighton-Beest International, Techocean-AASJ Serviços Industriais, Tercoflan Acessórios Industriais e PERBRAS (Silver), o evento reuniu representantes de

operadoras, construtores, afretadores e fornecedores de bens e serviços, entre CEOs, diretores, gerentes, supervisores, engenheiros, técnicos, acadêmicos e outros especialistas que atuam nessa cadeia produtiva de óleo e gás.

A programação do seminário abrangeu os principais aspectos relacionados a essas unidades flutuantes de produção, armazenagem e transferência de petróleo, que promoveu uma grande mudança na produção mundial offshore de hidrocarbonetos, liderada pelo Brasil, país que detém a maior frota de FPSOs em operação no mundo.

- **Legislação:** uma visão aprofundada sobre as leis que regem o setor de FPSOs no Brasil.
- **Estudos de Caso:** análises detalhadas de projetos de FPSOs bem-sucedidos, oferecendo insights valiosos e práticas recomendadas.
- **Evolução Técnica:** revisão dos avanços técnicos mais recentes no campo de FPSOs e como estão moldando a indústria.
- **Tecnologia:** discussão sobre as tecnologias emergentes que estão revolucionando o setor de FPSOs.
- **Cenário e tendências:** com apresentações de especialistas sobre temas atuais que impactam a indústria de FPSOs no Brasil e no mundo.

POSIÇÃO ESTRATÉGICA



Foto: Divulgação

O seminário Brasil, epicentro global de FPSOS foi aberto por Ana Zambelli, que soma quase três décadas de atuação na Indústria de óleo e gás, ocupando posições de destaque em companhias nacionais e estrangeiras, entre as quais a francesa SLB (Schlumberger), na qual iniciou uma trajetória de sucesso, em 1996, logo após formar-se em engenharia mecânica, chegando à presidência da divisão brasileira.

Cobertura do Seminário: BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs - 1ª edição (continuação)

Atuaria depois em outras empresas, como Transocean, Maersk Drilling, Brookfield Private Equity In, entre outras, posicionando-se como uma das principais lideranças femininas dessa indústria.

Keynote do evento, ela falou sobre 'era dos FPSOs', que vivenciou de perto, delineando uma visão geral do cenário global desse tipo de unidade, com ênfase na posição estratégica do Brasil.

Uma palestra que refletiu o sólido conhecimento e experiência nessa indústria, na tem atuado como membro de conselhos administrativos de diversas corporações, entre as quais Petrobras, Braskem, integrando o board da britânica Seadrill, da norueguesa BW Energy e da portuguesa Galp.

Essa posição estratégica do Brasil foi reiterada logo após o evento, quando Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulgou no dia 1º de novembro, o Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural com dados de setembro registrando recorde na produção total de hidrocarbonetos no país, bem como da produção individual de petróleo e de gás natural, além de novos marcos no pré-sal.

O boletim publicado um dia depois do evento consagrou a atuação da frota de FPSOs em operação no Brasil: dos 4,666 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d) produzidos no país, nada menos que 77% (3,594 milhões boe/d) foram extraídos do pré-sal brasileiro por uma robusta frota de FPSOs, que também atuam no pós-sal.

São os FPSOs os principais responsáveis pela produção dos campos marítimos que responderam por 97,6% do petróleo e 87,2% do gás natural gerados no país. A instalação com maior produção de petróleo e gás natural foi a FPSO Guanabara na jazida compartilhada de Mero, com 179,340 mil bbl/d de petróleo e 11,57 milhões de m³/d de gás.

AVANÇOS TECNOLÓGICOS



As Três sessões da parte da manhã do primeiro dia do seminário Brasil, epicentro global de FPSOS, depois da palestra de Ana Zambelli, mostraram os desafios e avanços na construção dessas unidades. A gerente geral de Engenharia de Sistemas e Superfícies da Petrobras, Márcia Gusmão, fez um overview dessa jornada da companhia, abordando a evolução da engenharia de FPSO, novos projetos, expectativas e melhores práticas.

Ela destacou o papel que essas unidades tiveram nos projetos de desenvolvimento da produção de campos gigantes do pré-sal, graças a evolução na engenharia de FPSOs, desde o conceito e projeto à construção e integração, bem como à incorporação de novas tecnologias, alinhadas com a descarbonização e transição energética.

Em 15 anos de atuação no pré-sal, a Petrobras já consolidou alguns marcos com essas tecnologias. Os campos de Tupi e

Búzios, que representam mais de 50% da produção da Petrobras, são referência em descarbonização: tem desempenho abaixo de 9,5 kgCO₂e para cada barril de óleo equivalente produzido – volume inferior à média mundial.

A eficiência em carbono na produção de óleo e gás vem sendo obtida graças a uma carteira de projetos focados em excelência operacional e, conseqüentemente, em redução das emissões de gases do efeito estufa. Soluções que têm aumentado a eficiência na geração de energia nas plataformas, gerando a redução de consumo de gás combustível e nas emissões associadas. Também são relevantes as iniciativas que buscam a redução da queima de gás em tocha (flaring), liberação de gases controlada (venting) e vazamentos (emissões fugitivas).

Outra solução inovadora é a tecnologia de captura, utilização e armazenamento geológico de carbono (CCUS), que foi associado às técnicas de recuperação avançada de petróleo (CCUS-EOR). O CCUS da Petrobras no pré-sal ganhou corpo e se tornou o maior do mundo em capacidade anual de reinjeção de CO₂.

Em 2022, a Petrobras bateu recorde mundial ao reinjetar 10,6 milhões de toneladas de CO₂ nos reservatórios do pré-sal, o equivalente a 25% do total reinjetado pela indústria global em 2022, segundo o Global CCS Institute. O volume reinjetado acumulado, desde que a Petrobras começou a operar essa tecnologia em 2008, atingiu 40,8 milhões de toneladas.

Ao reinjetar o gás no reservatório, aumenta-se a eficiência da produção e reduz-se a intensidade de emissões de GEE, medida em emissões por barril produzido. Com isso, o objetivo é buscar uma operação com baixo custo e baixo carbono, garantindo a competitividade do projeto. Atualmente, as 23 plataformas que operam nos campos do pré-sal são equipadas com CCUS.

O FPSO Guanabara, instalado no campo de Mero, no pré-sal da

Cobertura do Seminário: BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs - 1ª edição (continuação)

bacia de Santos, com capacidade de produzir 180 mil barris de petróleo por dia, dispõe dessa tecnologia. Esse campo, cujo reservatório tem um teor de 45% desse gás, vai utilizar ainda uma tecnologia inédita de separação submarina batizada de HISEP® (High Pressure Separation). Com ela, será possível separar, ainda no leito marinho, o gás produzido rico em CO₂, para sua reinjeção no reservatório.

INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL



Em seguida, Victor Venâncio, diretor de Soluções Digitais da Samson Group para a América Latina, falou sobre como a HCAI - Human Centered Artificial Intelligence (HCAI) está gerando valor em FPSOs.

Ele vem destacando em suas palestras e artigos sobre o tema, que a Inteligência Artificial (IA) deve ser utilizada para potencializar a Inteligência Humana (IH), conceito do (HCAI), que, adotado adequadamente, gera vantagens competitivas sustentáveis para as organizações.

“Uma das aplicações práticas da adoção deste conceito HCAI é em sistemas de previsão de falhas em equipamentos rotativos, críticos e sistemas industriais, usando a inteligência artificial para identificar tendências de comportamentos operacionais que podem conduzir a uma falha (anomalia)”, pontuou.



Já Marcus Cirio, Project Manager at SBM Offshore, falou sobre o dilema entre padronização e inovação durante a seleção de alternativas de conceitos para FPSOs, e do exercício em encontrar o equilíbrio nesse processo.

Um dos conceitos utilizados na última década foi o dos FPSOs replicantes, que tiveram projetos reproduzidos e padronizados para alavancar a produção do pré-sal há uma década. A última unidade, das seis construídas, foi a P-71, que em novembro atingiu a sua capacidade de produção máxima de 150 mil barris/dia de petróleo, menos de um ano após entrar em operação no campo de Itapu, na bacia de Santos, em dezembro do ano passado.

Todas as unidades foram projetadas, todas elas, com 150 mil barris/dia de capacidade de produção de petróleo e 6 milhões de m³/dia, de compressão de gás natural, para operar em campos do pré-sal.

OTIMIZANDO PROCESSOS

Na parte da tarde do primeiro dia do evento, as sessões técnicas mostraram de que forma as soluções 4.0, como inteligência artificial, machine learning, gêmeo digital (digital twin) vem sendo incorporadas aos projetos de FPSOs. Uma verdadeira jornada de aprendizado sobre as ferramentas digitais que vêm alavancando a otimização de processos.

Na sessão “Otimizando processos com machine learning para gerar operações mais eficientes e sustentáveis”, Thiago Funk, diretor de vendas de Inteligência Artificial da Baker Hughes, levou os participantes a um futuro em que a inteligência artificial ajuda os clientes a escolherem interfaces para processos de plantas industriais, incluindo as flutuantes como os FPSOs, com um foco singular na descarbonização. Essa transformação já está acontecendo e a IA é protagonista dessa revolução.





Encerrando a série de palestras do primeiro dia, Pablo Guedes, Commercial Manager South America da Baker Hughes, falou sobre as tendências de turbomáquinas no mercado atual de FPSOs.

Em setembro, a Baker Hughes firmou contrato com a Modec para fornecer equipamentos de turbomáquinas (incluindo geradores de turbina a gás e tecnologia de gerador de turbina a vapor) para uma solução de geração de energia de ciclo combinado que será instalada no FPSO do projeto BM-C-33, visando reduzir a pegada de carbono do projeto.

Os ciclos combinados estão se tornando uma tendência na indústria por possibilitarem a redução das emissões de carbono dos FPSOs. Este é o segundo projeto de FPSO de geração de energia de ciclo combinado desenvolvido pela Baker Hughes para Modec e Equinor no país – o primeiro foi em 2020, destinado ao FPSO de Bacalhau. A Equinor é a operadora (40%) do bloco BM-C-33, em parceria com Repsol Sinopec Brasil (35%) e Petrobrás (30%). O início da produção está previsto para 2028.

Também tem um papel decisivo nesse processo a tecnologia digital twin, como demonstrou Vitor Santana, Strategic Account Executive da Schneider Electric, em uma palestra no qual destacou como o gêmeo digital elétrico concorrer para a melhoria da eficiência energética dos FPSOs e a sustentabilidade dos projetos de desenvolvimento de ativos offshore.

O digital twin já se constitui em uma ferramenta estratégica nas operações offshore, sendo utilizados desde o poço o topside das unidades estacionárias de produção (UEPs), agregando valor à segurança operacional.



O primeiro dia do seminário foi encerrado por Rafael Tello, diretor de Sustentabilidade da Ambipar Group, um dos patrocinadores do evento, com a palestra “Reduzindo a lacuna entre realidade e tendências – Qual o papel do ESG e Sustentabilidade em projetos offshore”.

O executivo destacou a importância das diretrizes de ESG (Environmental, Social and Governance) nos projetos offshore e seu impacto na viabilidade dos mesmos. Seguir essas diretrizes, desde o projeto à operação dos FPSOs, tornou-se mandatório uma vez que os financiamentos de novos projetos estão condicionados à redução da pegada de carbono, entre outros quesitos de ordem ambiental.

INOVAÇÃO RIMA COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO



O segundo e último dia do Seminário Nacional de Plataformas Flutuantes de Produção - Brasil - Epicentro Global de FPSOs foi aberto por uma palestra dos Srs., Jorge Luiz Mitidieri, vice-presidente executivo e Rodrigo Chamusca, gerente executivo de negócios digitais e tecnologia da Ocyan, que atua desde a etapa de perfuração de poços e construção submarina à operação e manutenção de FPSOs.

“O uso de novas tecnologias e produtos na manutenção de unidades de produção” foi o tema da palestra do executivo da companhia, que soma mais de uma década de experiência nessa área: em 2013, a companhia iniciou a operação de sua primeira unidade, o FPSO Cidade de Itajaí, na bacia de

Santos (Campo de Baúna). Com capacidade de produção de 80 mil barris de óleo por dia e de compressão de gás de 2 milhões de m³/d, a unidade já atingiu a marca acumulada de 76 milhões de barris de óleo produzido e produção média de 46,3 mil barris de óleo/dia.

A Ocyan também opera o FPSO Pioneiro de Libra, que em 2017 iniciou o Teste de Longa Duração (TLD) no campo de Mero, no bloco de Libra, uma das maiores jazidas de petróleo do pré-sal brasileiro. Com capacidade para produzir 50 mil barris de óleo/dia e 4 milhões de m³/dia de reinjeção de gás, em água de até 2400 m de profundidade, a unidade foi a primeira dedicada a TLD equipada com sistema de reinjeção de gás.

Com um único poço de produção interligado a ele, em apenas seis meses de operação do FPSO, o consórcio registrou produções históricas do poço de Mero, que, com o início da injeção de gás,



superou a marca recorde de 60mil boe/dia, em junho de 2019.

Em seguida, Rafael Torres – Business Development Director da SBM Offshore, falou sobre modelos de financiamento inovadores para próximos projetos de FPSO, fazendo uma análise das opções para garantir financiamento de dívida de bancos comerciais e de investimento, bem como de instituições financeiras de desenvolvimento. Ele também falou das oportunidades e viabilidade de atrair investimento de capital de investidores institucionais e capitalistas de risco.

DIGITALIZAÇÃO EM CAMPO

A digitalização foi a temática dominante de duas outras sessões do seminário. Na primeira, intitulada Desafios e Oportunidades: Uma análise de como a digitalização está mudando o setor de FPSOs, o tema foi abordado por um time formado por dois executivos da Sensia, Denio Pires, Regional Sales Director para Latin America; e Thony Brito, Digital Business Development Manager, além de especialistas da SLB, Adriana Dresch, Digital



Cobertura do Seminário: BRASIL - EPICENTRO GLOBAL DE FPSOs - 1ª edição (continuação)



Process Domain Lead, e Welyson Oliveira, Petroleum Engineer Senior. Em seguida, foi a vez do professor Alberto Raposo, Head Oil & Gas Tecgraf, coordenador do Programa de Pós-Graduação no Departamento de Informática da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, compartilhar o conhecimento acumulado na área, reconhecido por diversas premiações.

Ele deu uma verdadeira aula de como as tecnologias digitais e as soluções baseadas em IoT estão revolucionando a manutenção de FPSOs, aumentando a eficiência operacional e diminuindo os tempos de inatividade. Raposo mostrou como o IA está sendo usado para evitar a corrosão e aumentar a eficiência operacional. Isso representa um salto quântico na

forma como a manutenção de FPSOs é abordada. Dando continuidade ao debate em torno da transformação digital no aftermarket em FPSOs, Tiago Remédio, CTO – Chief Technology Officer da AXPR Valve Science, falou sobre a gestão e manutenção em válvulas de alívio e segurança dessas unidades.

Mestre em Ciências da Computação, com experiência na área de Robótica, Mecatrônica e Automação, o CTO analisou como soluções digitais, que vão desde a AI e machine learning à realidade virtual e realidade aumentada, estão se tornando ferramentas



cruciais para a segurança operacional offshore. No painel de encerramento, Felipe Germini, Managing Partner da A|F Consulting Partners, que apoia a realização do seminário, fez um balanço e análise de como os FPSOs estão transformando a indústria de óleo e gás no mundo.

Ele destacou a apresentação do Dr. Alberto Raposo, responsável por conceber projetos emblemáticos para a indústria, como o

Plan360. “Esta solução, fundamental no plano estratégico de digitalização da Petrobras, é utilizada para monitoramento de manutenção em plataformas offshore, incluindo FPSOs”,



pontuou o executivo. “Devemos sempre nos orgulhar da posição de destaque do Brasil no mercado global de FPSOs, refletindo sua importância estratégica na exploração e produção offshore”, frisou o executivo.

“É inegável que os FPSOs não estão no centro de uma revolução na indústria de petróleo e gás.”

O seminário Brasil, epicentro global de FPSOS também teve uma área de exposição, na qual 11 empresas apresentaram produtos e serviços para a indústria offshore: **Techocean-AASJ Serviços Industriais, Tercoflan Acessórios Industriais, Medinship, Sdrill do Brasil, Jevin, Industrial Scientific, V.V Holding & Consulting / MedGroup, RID, Atlas Inspeções, Metalinox Cogne e ABZ Serviço.**

Petrobras lidera ranking de inovação com startups

Companhia lidera o setor de óleo e gás e subiu no ranking geral entre as que mais interagem com empresas inovadoras.



A Petrobras é a 12ª empresa que mais pratica inovação aberta com startups no Brasil e a líder na categoria Petróleo e Gás. A informação é do ranking Top 100 Open Corps que, anualmente, reconhece e premia as empresas que fazem mais parcerias com as startups.

A premiação ocorreu em parceria com a Prefeitura do Rio de Janeiro e a Finep (Financiadora de Estudos e Projetos). A Petrobras foi representada por uma equipe da Diretoria de Engenharia, Tecnologia e Inovação e da área de Transformação Digital.

“Essa premiação é um reconhecimento do trabalho árduo e da nossa visão estratégica em estabelecer parcerias com startups, impulsionar a inovação e promover a transformação tecnológica de todo o setor de energia”, ressaltou Maiza,

gerente executiva do Centro de Pesquisas e Inovação da Petrobras (Cenpes), dando destaque ao extenso programa de inovação aberta da companhia, o Conexões para Inovação.

“Temos mais de 800 parcerias em andamento, e mais de R\$ 4 bilhões investidos somente em 2022. As startups fazem parte deste esforço. Já temos 73 projetos em andamento com estas empresas, sendo 29 tecnologias validadas e 3 implantações bem-sucedidas. Mais de R\$ 62 milhões foram investidos nesses projetos até o momento, demonstrando nosso compromisso com a excelência e a inovação. Esses resultados mostram como o setor de energia vem ganhando destaque no ecossistema de startups”, complementou ela.

O prêmio reflete o resultado dos investimentos: a Petrobras subiu, nos últimos anos, da 75ª posição, em 2020, para 12ª no ranking geral e venceu novamente a categoria Petróleo e Gás. A pesquisa considera o número de relacionamentos de inovação aberta a partir de dados fornecidos pelas empresas e startups. A cada forma de interação é atribuído um peso, de acordo com as formas de relacionamento.

No total, as corporações do setor de Petróleo e Gás estabeleceram 403 relacionamentos de negócios com 251 startups no último ano. O tipo de contrato mais comum foi a contratação de serviços ou produtos das startups, seguido pelo fornecimento de recursos para P&D e prototipagem.

“Os relacionamentos registrados transacionaram diretamente cerca de R\$ 265 milhões contra R\$ 95 milhões no ano anterior, representando um crescimento de 179%. O impacto direto em benefícios para ambos os lados, e para o setor como um todo, certamente, é muitas vezes superior a este número”, explica Bruno

Rondani, CEO e fundador da 100 Open Startups.

Publicado desde 2016, o Ranking 100 Open Startups se consolidou como o maior ranking corporativo da América Latina, sendo referência para o mercado. Construído a partir de critérios objetivos – a partir dos relacionamentos estabelecidos entre corporações e startups –, o Ranking reconhece e premia as corporações líderes em open innovation com startups, além das startups mais atraentes para o mercado corporativo.

Em 2023, a publicação chega à sua oitava edição, registrando números recordes do ecossistema de inovação. Foram contabilizados 54.010 relacionamentos de open innovation entre corporações e startups, totalizando mais de R\$ 6,4 bilhões um crescimento de 131% em relação a 2023.

Conexões

O Programa Petrobras Conexões para Inovação faz parte do objetivo da Petrobras de estimular a geração de inovações com alto potencial de impacto e ganhos de eficiência em áreas de interesse da companhia. O objetivo é acelerar o processo de inovação conectando todo o ecossistema: pessoas inovadoras, Instituições de Ciência e Tecnologia (ICTs), universidades e empresas. São 8 módulos no total: Parcerias Tecnológicas, Transferência de Tecnologias, Ignição, Encomendas Tecnológicas, Open Lab, Residentes, Startups (voltado para co-criação e aceleração de inovações) e Aquisição de Soluções (para teste e validação de soluções).

Esses dois últimos envolvem a realização de parceria e aquisição de soluções de startups e já resultaram em mais de 50 contratos para desenvolvimento de soluções inovadoras com a Petrobras.

Petrobras cria sistema digital para avaliar intensidade de carbono de seus produtos

Companhia dá mais um importante passo na gestão da “pegada de carbono” em projeto piloto na Revap.



Foto: Divulgação

A Petrobras desenvolveu uma solução digital inovadora para avaliar a intensidade de carbono de seus produtos: é o sistema ACV Digital (ACV – Avaliação de Ciclo de Vida), que calcula as emissões de gases de efeito estufa no ciclo de vida dos produtos de forma online, trazendo ganhos de sustentabilidade e rastreabilidade às operações.

Implementado pela primeira vez na Refinaria Henrique Lage (Revap), em São José dos Campos (SP), como projeto-piloto, o sistema está em fase de aprimoramento e a expectativa é que seja estendido às demais refinarias da Petrobras.

A ACV Digital é uma ferramenta importante para a gestão das

emissões de gases de efeito estufa dos produtos, contribuindo nos processos internos de otimização da produção. “Acreditamos no potencial da inovação para gerar impacto positivo na transição energética.

O Centro de Pesquisas da Petrobras (Cenpes), como indutor do desenvolvimento tecnológico, tem um papel essencial para viabilizar soluções para uma economia de baixo carbono.

É com esse objetivo que as equipes do Cenpes, Refino, Clima e Tecnologia da Informação desenvolveram o sistema ACV Digital, de forma integrada e colaborativa.”, disse o Diretor de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Carlos Travassos.

Gestão da intensidade de carbono dos produtos

A intensidade de carbono é uma informação essencial em uma economia de baixo carbono, passando a ser um atributo de diferenciação entre produtos. A ACV Digital será importante para o desenvolvimento de produtos de baixo carbono e para atender às demandas de clientes que buscam ganhos de sustentabilidade e competitividade.

“Nosso portfólio de soluções digitais será fundamental para impulsionar o desempenho de nossas operações de refino e posicionar a Petrobras entre os melhores refinadores do mundo.

Uma dessas soluções, a ACV Digital, fará a diferença nessa jornada, ao monitorar as emissões de gases de efeito estufa de nossos produtos em todo o ciclo de vida, contribuindo para desenvolver produtos ainda mais competitivos”, afirma o diretor de Processos Industriais e Produtos, William França da Silva.

A Petrobras continua empenhada em apostar na inovação e na pesquisa e desenvolvimento para pavimentar o caminho rumo à transição energética.

“A transição energética está em curso e requer quantificação e transparência cada vez mais robustas das emissões de gases de efeito estufa de nossos produtos em todo o ciclo de vida.

Queremos usar essas informações para aprimoramento e desenvolvimento de nossos produtos, assegurando ao mercado opções que contribuam para uma economia de baixo carbono e uma transição energética justa” disse o Diretor de Transição Energética e Sustentabilidade, Maurício Tolmasquim.

Sistemas de monitoramento de casco encomendados para dois FPSOs da Petrobras em construção no estaleiro chinês



A Light Structures, com sede em Oslo, fornecedora norueguesa de sistemas de monitoramento de condições de fibra óptica baseados na tecnologia Fiber Bragg Grating (FBG), assinou dois contratos com a Yantai CIMC Raffles Offshore para a entrega de extensos sistemas de monitoramento de tensão de casco SENSFIB para dois navios da Petrobras. – navios flutuantes de armazenamento e descarga de produção (FPSO) comissionados, que estão atualmente em construção.

Garantido por meio de seu agente China Merchants Hoi Tung, a Light Structures explica que esses contratos para FPSOs da Petrobras: P-80 e P-83 representam a mais extensa configuração de tecnologia SENSFIB disponível e seguem outro pedido recente de sistemas SENSFIB para oito transportadores de GNL.

Com capacidade de produção de 225 mil barris de petróleo por dia, as unidades FPSO estarão entre as maiores do mundo quando concluídas e implantadas no campo de petróleo offshore de Búzios, no Brasil.

Goetz Vogelmann, Diretor de Vendas da Light Structures, comentou: “O tamanho dos FPSOs combinado com os riscos e a complexidade de suas operações offshore exige que os dados de monitoramento estrutural estejam disponíveis para fins operacionais e de segurança 24 horas por dia, 7 dias por semana.

Nossa tecnologia SENSFIB já foi comprovada em FPSOs em todo o mundo e estamos confiantes de que ela fornecerá os níveis de disponibilidade e precisão de dados que a Petrobras precisa para garantir que seus gêmeos digitais possam olhar para o futuro e otimizar tanto a segurança quanto a eficiência operacional.”

Embora o primeiro sistema SENSFIB esteja programado para ser entregue ao estaleiro até o final de novembro de 2023, o segundo chegará em abril de 2024.

Os dois FPSOs são idênticos em design e execução e contarão com inovações, incluindo tecnologias de redução de carbono e gêmeos digitais que irão fornecer à Petrobras duplicatas virtuais de alta fidelidade dos FPSOs para permitir simulação e testes remotos que garantirão segurança, confiabilidade e eficiência operacionais.

Além disso, os gêmeos digitais serão conectados a dados ao vivo de diversos sensores nos FPSOs, incluindo o sistema de monitoramento de casco SENSFIB, garantindo que quaisquer verificações pré-operação forneçam dados precisos para as equipes de engenharia da Petrobras.

Diz-se que a linha SENSFIBTM da Light Structures traz benefícios ambientais e financeiros, dando aos proprietários e operadores de navios o potencial de evitar incidentes antes que eles aconteçam ou de obter uma compreensão mais profunda das causas durante a investigação de incidentes.

Jiang Yan, vice-gerente geral da empresa China Merchants Hoi Tung, comentou:

“Graças ao seu conhecimento e experiência de longo prazo no fornecimento de sistemas de monitoramento estrutural de FPSO e ao histórico como fornecedor confiável para estaleiros na China.

Além do suporte local a equipe de Hoi Tung oferece, estamos confiantes de que o sistema SENSFIB é a escolha certa para os novos FPSOs da Petrobras e estamos ansiosos pela entrega e instalação nos próximos meses.”

O atual conceito de desenvolvimento do campo de águas profundas de Búzios abrange 11 plataformas. No momento, seis unidades estão em construção, entre elas o FPSO Almirante Tamandaré, P-78, P-79, P-80, P-82 e P-83.

A Petrobras é a operadora do campo, com participação de 88,99% tendo CNOOC (7,34%) e CNODC (3,67%) como sócias.

O subsea passou por uma revolução silenciosa

Entrevista – João Guandalini, chair do SPE Brazil Subsea Symposium

Por Julia Vaz



Foto: Divulgação

A afirmação é de um especialista na área, o engenheiro de petróleo João Humberto Guandalini Batista que começou sua trajetória de quase duas décadas trabalhando com manutenção dos cruciais BOPs (blow out preventer), depois com sistemas de controle submarinos, que nos últimos cinco anos vem liderando projetos de P&D e Inovação que vem sendo gestados em parcerias entre oil companies, startups/ deeptechs e universidade.

À frente da Gerência de Inovação da Foresea, João Guandalini é o chair do SPE Brazil Subsea Symposium, que acontece no final do mês (28 e 29/11) no Rio de Janeiro, organizado pelas

Seções Brasil e Macaé da Society of Petroleum Engineer (SPE). Nessa entrevista exclusiva, ele afirma que, sob as águas profundas, a indústria offshore vem alavancando o setor subsea.

“Há uma revolução silenciosa acontecendo nos equipamentos submarinos, especialmente no que diz respeito a padronização das interfaces, a redução do peso, a simplificação da operação e, principalmente, o aumento da confiabilidade dos sistemas”, afiança Guandalini. É o que vai mostrar o evento que começa na semana que vem.



Oil & Gas Brasil: **Sabemos que o FPSO (Floating Production Storage and Offloading, traduzido como Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência) é o item mais caro, mas qual o peso hoje do sistema subsea em projetos de desenvolvimento de um campo?**

João Guandalini: Mais do que o custo de cada uma das partes, o grande jogo que vem sendo jogado nas operadoras é a relação entre esses itens. Hoje o FPSO é sim um gargalo, pois os fornecedores estão com a carteira cheia e há dificuldade de contratar no preço e prazo esperado. Porém, os equipamentos submarinos e os recursos para instalá-los não estão em uma situação tão mais confortável.

O FPSO ganha um pouco mais de atenção por ser o primeiro na fila dos itens a adquirir. Mas entendo que o que precisamos dar atenção – e talvez estudar com mais afinco – esse grande ‘balé’ executado pelas operadoras, que precisam mapear as restrições, entender o que é possível fazer, alinhar as

perspectivas com seus stakeholders para, aí sim, fazer o desenvolvimento subsea se materializar. E tudo isso num contexto em que há uma enorme pressão para produzir o mais rápido possível e nossa indústria não é mais tão atrativa quanto antes, especialmente aos olhos dos financiadores.

Oil & Gas Brasil: **Como vem sendo a evolução tecnológica dos sistemas submarinos nas duas últimas décadas? E a evolução financeira?**

João Guandalini: Nós, que estamos na indústria, tendemos a achar que pouca coisa mudou. Afinal, uma árvore de natal molhada (ANM) continua sendo um grande forjado cheio de válvulas e sensores. Porém, há sim uma revolução silenciosa acontecendo nos equipamentos submarinos, especialmente no que diz respeito a padronização das interfaces, a redução do peso, a simplificação da operação e, principalmente, o aumento da confiabilidade dos sistemas.

Oil & Gas Brasil: **A eletrificação é outro passo avante...**

João Guandalini: Não consigo dizer se vamos virar a chave para termos esses equipamentos todos elétricos num futuro próximo, mas estamos bem mais perto do que estávamos quando eu comecei na indústria. Agora, se pensarmos em alguns outros itens, como, por exemplo, os flexíveis, evoluímos de uma maneira assombrosa, especialmente na adoção de novos materiais.

Oil & Gas Brasil: **A indústria evoluiu nas últimas duas décadas...**

João Guandalini: Em termos de custo, nossa indústria ganhou muita maturidade. Se antes víamos muitos problemas de entrega, estimativas de preço erradas e atrasos nos prazos, hoje a situação se normalizou. Isso é fácil de se ver ao visitar qualquer fábrica de equipamentos: temos muito mais controle de processos, sistemas de qualidade robustos, com Seis Sigma e ferramentas do gênero. Quando comecei muito se falava que tínhamos de nos inspirar na

indústria automobilística ou na aeroespacial. Hoje concluo que conseguimos absorver os aspectos bons dessas indústrias e criamos a nossa própria versão.

Oil & Gas Brasil: **Quais os componentes considerados mais críticos do sistema subsea de desenvolvimento de um campo? Por que são considerados críticos?**

João Guandalini: Quando falamos em criticidade, pensamos em prazo de entrega. Dessa forma, tudo que tem prazo de entrega longo ou pode atrasar, torna-se crítico. Além disso, a nossa indústria é complexa e os recursos usados na instalação são específicos e não estão disponíveis na hora que bem entendemos. Algo crítico é tudo aquilo que não está disponível na hora esperada ou que nos obriga a mudar a estratégia (e gastar mais que o esperado).

Oil & Gas Brasil: **E o que foi crítico em um projeto nem sempre é em outro...**

João Guandalini: A beleza (ou a tristeza) é que tudo é tão dinâmico nessa indústria que os ‘vilões’ podem ‘mudar’ ao sabor das circunstâncias: como em uma novela mexicana, daquelas em



entrevista exclusiva (continuação)

que o galã bonito se revela um calhorda de uma hora para outra (rs).

Por exemplo, se no começo do projeto a árvore de natal e o manifold eram os vilões em razão do prazo de entrega, eles poderão virar os 'mocinhos' se o PLSV (Pipe Laying Support Vessel), que iria instalar as linhas não estiver mais disponível no tempo previsto. E assim a dinâmica se dá, tudo mudando a todo instante. (PLSV são embarcações complexas e altamente especializadas, dotadas de equipamentos/sistemas sofisticados e de elevado valor, usada para construção e lançamento de linhas rígidas e flexíveis).

Oil & Gas Brasil: **Qual a nossa capacidade, hoje, de produção local da maior parte dos componentes subsea?**

João Guandalini: Somos hoje um hub de fabricação de equipamentos submarinos, atendemos a nossa demanda e temos capacidade de exportação. Para quem começou na indústria no meio dos anos 2000, como eu, essa é a transformação mais bonita de se ver. Realmente viramos referência em menos de duas décadas.

O ponto de atenção que temos hoje diz respeito aos dois tipos de demanda que vemos ao mesmo tempo: a das majors, com grandes projetos, em que há volume e muito dinheiro envolvido, e a demanda das independentes, com ordens menores, mais customizadas e com menos dinheiro envolvido. O nosso desafio atual como indústria está em absorver essas duas demandas ao mesmo tempo e, por isso, entendo que vamos ver muita movimentação nesse sentido.

Oil & Gas Brasil: **Quais os maiores desafios na instalação desse sistema subsea?**

João Guandalini: Em termos operacionais, já atingimos um nível de maturidade muito interessante. Dominamos os recursos, sabemos como fazer e temos um nível de

segurança operacional invejável. Isso me dá conforto, como cidadão em, por exemplo, ver a exploração na Margem Equatorial acontecer.

O grande desafio hoje não está em como fazer, mas sim fazer no tempo esperado e na janela operacional desejada. Com a chegada da transição energética e a dúvida de como será o ritmo do desenvolvimento de novos campos, tudo leva a crer que não teremos um novo ciclo de construção de ativos, especialmente navios especializados. Por isso, a briga pelos recursos tenderá a ser mais ferrenha.

Oil & Gas Brasil: **E na inspeção e manutenção desse sistema subsea: os desafios ainda são grandes?**

João Guandalini: Quando comecei na indústria, a lógica que imperava era não mexer em algo que estava funcionando. As inspeções eram as menos intrusivas possíveis e a manutenção era sempre corretiva. Felizmente, o cenário mudou e hoje vemos muita preocupação com a integridade e adoção de manutenções mais otimizadas, especialmente as preditivas e preventivas. Em razão dessa mudança de cenário, começamos a ver muito mais busca por novas tecnologias e apetite por entender melhor as curvas de degradação dos componentes e dos sistemas.

Oil & Gas Brasil: **Mas as crescentes profundidades impõem novos desafios...**

João Guandalini: Sim. Mesmo com a mudança de entendimento, as dificuldades continuam. Normalmente, acessar o equipamento submarino com um navio e um ROV (Remoted Operated Vehicle, veículo subaquático operado remotamente) é mais caro que a inspeção em si.

O mesmo vale para se obter ter os dados de integridade do equipamento: é sempre bom ter o máximo possível de dados, mas, se o custo de aquisição dos mesmos é alto, na prática não se coleta o volume que seria ideal. Ainda acho que precisamos evoluir em pensar o gerenciamento de integridade dos equipamentos desde

sua concepção, já planejando quais medições precisamos fazer, com qual frequência e por quanto tempo e, obviamente, instalando os sensores e a interface de comunicação com a terra ainda na fabricação.

Oil & Gas Brasil: **O subsea terá forte protagonismo também na jornada da indústria de óleo e gás rumo à transição energética?**

João Guandalini: Muita da segurança energética que o mundo precisará para fazer a transição energética virá de projetos subsea, como os que implementamos hoje no pré-sal, bem como os que estão sendo elaborados na bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) e na exploração da Margem Equatorial. Mas virá também dos tiebacks e dos projetos de aumento incremental da produção.

Entendo que o Brasil tem todos os aspectos para fazer a melhor versão da transição energética, se comparado ao resto do mundo: óleo e gás extraído com baixa pegada de carbono, geração de energia com alta eficiência nas renováveis, produção de biocombustíveis e biogases de forma extremamente competitiva e, finalmente, ampla produção de hidrogênio verde ou oriundo de biomassa.



Foto: Divulgação

Petrobras inicia testes com tecnologia inédita para medição dos ventos

Investimentos no desenvolvimento da boia “Bravo” chegam a R\$ 11,3 milhões, através do incentivo em P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).



Foto: Divulgação

A Petrobras iniciou, uma nova sequência de medições de energia eólica no litoral do Rio Grande do Norte (RN), com a versão 2.0 do equipamento batizado de Bravo – Boia Remota de Avaliação de Ventos Offshore, um aprimoramento da tecnologia inédita no Brasil desenvolvido pelo seu Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes).

Fruto da parceria com os Institutos Senai de Inovação em

Energias Renováveis (ISI-ER) e Sistemas Embarcados (ISI-SE), o projeto é mais um passo relevante em direção à transição energética. O total investido na tecnologia chega a R\$11,3 milhões através do incentivo em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel.

“O nível de maturidade tecnológica do equipamento avançou e trouxe boas soluções para as limitações encontradas na primeira fase de testes.

Esperamos uma Bravo 2.0 robusta e capaz de atender às necessidades da Petrobras em relação à medição do potencial eólico offshore no Brasil, sendo uma alavanca importante para avançarmos nessa nova fonte de energia”, afirma o diretor de Engenharia, Tecnologia e Inovação da Petrobras, Carlos Travassos.

Travassos destaca que o investimento faz parte da estratégia da Petrobras de liderar o processo de transição energética no país. “Um novo projeto de P&D tem sido discutido com foco na instalação de novas Bravos em pontos estratégicos da costa brasileira, de modo aumentar a amostragem de dados e tornar o levantamento do potencial eólico ainda mais confiável”, revela.

A Bravo é um modelo flutuante de Lidar (Light Detection and Ranging), desenvolvido, pela primeira vez, com tecnologia nacional. Trata-se de um sensor óptico que utiliza feixes de laser para medir a velocidade e direção do vento, gerando dados compatíveis ao ambiente de operação das turbinas eólicas.

Ele também é capaz de captar variáveis meteorológicas, como pressão atmosférica, temperatura do ar e umidade relativa, além de variáveis oceanográficas, a exemplo de ondas e correntes marítimas.

Todos esses dados são essenciais para determinar o potencial de uma área para a produção de energia eólica.

Segundo o diretor de Transição Energética e Sustentabilidade da Petrobras, Maurício Tolmasquim, “quando estiver em estágio comercial, a Bravo contribuirá para o aumento da oferta dos serviços e a redução do custo de implantação dos projetos de eólica offshore no país. Por ser flutuante, o equipamento é de fácil transporte e instalação ao longo da costa brasileira”, avalia.

Bravo 2.0

Na nova versão do equipamento, um algoritmo, desenvolvido especialmente para o projeto, permite corrigir as informações coletadas em função das variações de posição provocadas pelas ondulações do mar e correntes marinhas.

A Bravo 2.0 também foi ampliada para abrigar dois sensores Lidar em vez de um. Isso aumenta a coleta dos dados que são transmitidos para um servidor em nuvem, por meio de comunicação via satélite, para serem posteriormente analisados.

O equipamento pesa 7 toneladas, tem 4 m de diâmetro, 4 m de altura e é alimentado por módulos de energia solar. Será lançado a 20 km da costa do Rio Grande do Norte, com apoio da Marinha do Brasil e do consórcio Intersal, que opera o Terminal Salineiro de Areia Branca. A campanha de testes e medições vai até março de 2024.

As informações coletadas pela boia serão comparadas com dados de referência obtidos por um Lidar fixo, instalado no mesmo terminal, para validar a funcionalidade e confiabilidade das medições do equipamento.

Petrobras assina contrato para fornecimento de água de reuso ao Gaslub

Maior projeto de reuso de água em área industrial no Brasil irá gerar economia de água potável equivalente para atender ao abastecimento de 600 mil moradores da região de São Gonçalo (RJ).



A Petrobras assinou contrato para fornecimento de água de reuso para o Gaslub, localizado em Itaboraí, a partir do tratamento de efluentes da Estação de Tratamento de Esgoto de São Gonçalo (ETE-São Gonçalo), operada pela Aegea.

No Brasil, este é o maior projeto de reuso de água em área industrial. A previsão é que as obras de adequação da ETE – São Gonçalo sejam iniciadas pela Aegea no segundo semestre de 2024.

“A implantação do projeto permitirá que os ativos industriais do Gaslub sejam abastecidos por água produzida a partir do esgoto doméstico tratado. Dessa forma, a atividade industrial terá uma fonte inesgotável e sustentável de água” explica o diretor de Processos Industriais e Produtos, William França.

A disponibilização da água de reuso para o Gaslub deve ocorrer a partir do segundo semestre de 2026. A partir de então, a unidade deixará de consumir água potabilizável (água que pode se tornar potável, após tratamento convencional), que poderá ser direcionada para consumo humano.



Gaslub

A previsão do início das operações de processamento de gás no Polo GasLub está mantida para ocorrer em 2024, em conformidade com o Plano Estratégico 2023-2027.

As demais Unidades necessárias para o início dessas operações, como unidades auxiliares localizadas no Polo GasLub, dutos submarino e terrestre, já estão com o escopo concluído, em fase de comissionamento final ou pré-operação.

O Projeto Integrado Rota 3, do qual faz parte a UPGN, é estratégico para a Petrobras e para o país, pois viabilizará o escoamento e processamento de até 21 milhões de m³/dia de gás natural produzido no Polo pré-sal da Bacia de Santos e o incremento da oferta de gás natural para o mercado brasileiro, reduzindo a dependência às importações de GNL.

Petrobras e Potigás assinam contratos de gás natural no valor de R\$536 milhões

Fornecimento para Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Norte (Potigás) vai até dezembro de 2034.



A Petrobras assinou, novos contratos para fornecimento de gás natural com a Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Norte (Potigás), no valor de cerca de R\$ 536 milhões, com vigência até dezembro de 2034.

Os contratos são resultado de processo comercial, para ampliação do suprimento de gás para atendimento ao mercado cativo da distribuidora, no estado Rio Grande do Norte, reforçando a parceria comercial entre as empresas.

“As novas contratações na região Nordeste, bem como em todo país, mostram que a Petrobras está cumprindo com êxito o objetivo de garantir a competitividade do gás natural na matriz energética, além de oferecer produtos mais flexíveis, com diferentes modalidades de prazo e indexadores,

o que possibilita uma melhor otimização do portfólio de cada companhia distribuidora.

Nossa previsão de investimentos próprios nesta área supera R\$ 25 bilhões nos próximos anos, garantindo que o gás natural siga como o combustível competitivo e pilar da transição energética”, destacou o diretor de Transição Energética e Sustentabilidade da Petrobras, Maurício Tolmasquim.

“A Potigás tem trabalhado com um portfólio de fornecedores, o que nos possibilita ter competitividade no preço de aquisição da molécula. Ter um contrato com a Petrobras, sobretudo um contrato de longo prazo como o que assinamos, é ter segurança para o nosso portfólio e estabilidade dos nossos preços.

A atenção que a Petrobras tem dado ao mercado de suprimento de gás natural do Brasil é muito importante, participando das chamadas públicas dentro de uma proporcionalidade de volume, dando segurança para as distribuidoras e, ao mesmo tempo, possibilitando que elas diversifiquem seu portfólio com outros fornecedores, isso é fundamental para o mercado”, disse Marina Melo, presidente da Potigás.

Esta é a décima primeira contratação entre Petrobras e Companhias Distribuidoras Locais (CDLs), aderente à nova carteira de produtos da Petrobras, considerando as recentes contratações no segundo semestre deste ano, sendo a quarta no Nordeste, o que demonstra a ampliação da participação e competitividade da Petrobras no suprimento de gás natural nesta região.

Nova carteira

Com a abertura do mercado de gás natural, a Petrobras

desenvolveu uma nova carteira comercial para venda de gás natural com prazos, indexadores e locais de entrega diversificados, visando assegurar a sua competitividade nas chamadas públicas em curso pelas distribuidoras estaduais e na comercialização via Mercado Livre.

Além da diversificação, as condições comerciais da companhia buscam dinamizar ainda mais o ambiente competitivo e o processo de abertura de mercado ao possibilitar, entre outros, a redução de volumes contratados pelas distribuidoras estaduais em caso de migração de volumes de clientes cativos para o ambiente livre, além de maior flexibilidade na gestão de suprimento das distribuidoras com a inclusão de opção de descontração para os volumes que superem 2/3 dos volumes comercializados em cada zona de concessão, em linha com o estabelecido na Resolução CNPE 03/2022.



FPSO Almirante Barroso atinge topo de produção em tempo recorde

Navio-plataforma alcançou a produção de 150 mil barris de óleo por dia no campo de Búzios (Bacia de Santos), em cerca de 5 meses.



No sistema submarino do projeto, com a incorporação de soluções inovadoras na instalação dos dutos rígidos, obteve-se redução de 15% no tempo médio de interligação dos poços, contribuindo diretamente para o tempo recorde de ramp-up.

Afretada junto à Modec, a plataforma está localizada a 180 km da costa do Rio de Janeiro, em profundidade de água de 1.900 metros.

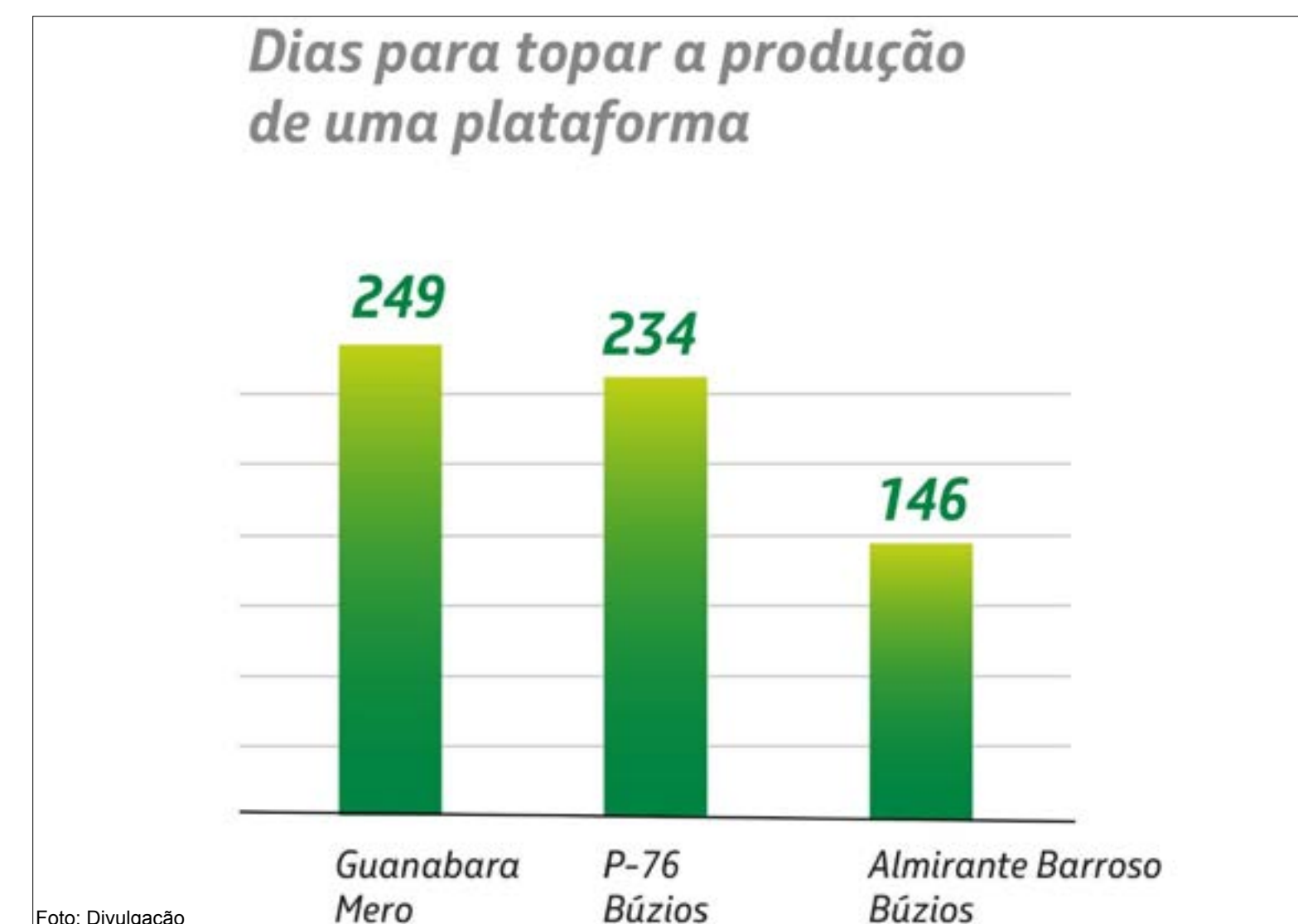
A Petrobras é a operadora do campo com 88,99% de participação na jazida compartilhada de Búzios, tendo como parceiras a CNOOC com 7,34% e a CNODC com 3,67%.

“Graças ao empenho de nosso corpo técnico e à adoção de novas tecnologias, continuaremos a obter um resultado excepcional em Búzios, com a implantação de onze unidades com alta capacidade de produção, equipadas com as mais modernas tecnologias de descarbonização”, declara o diretor de Engenharia,

O navio-plataforma Almirante Barroso, que opera no campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos, atingiu o topo de produção de 150 mil barris de petróleo por dia (bpd) nesta terça, 24/10. Esse resultado foi alcançado em tempo recorde: foram 146 dias (menos de cinco meses) desde o primeiro óleo.

O recorde anterior da Petrobras foi o do FPSO P-76, cujo atingimento da capacidade máxima de produção se deu em menos de oito meses, também no campo de Búzios.

A plataforma Almirante Barroso é do tipo FPSO, ou seja, é uma unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência (da sigla em inglês) e começou a produzir comercialmente no dia 31/05 deste ano.



Tecnologia e Inovação, Carlos Travassos.

Últimos recordes – atingimento de topo de produção

– FPSO Almirante Barroso no campo de Búzios, na Bacia de Santos – Topo de produção em 146 dias (menos de 5 meses)

– Produção de 150 mil barris diários.

– FPSO P-76, no campo de Búzios, na Bacia de Santos – Topo de produção em 234 dias (menos de oito meses)

– FPSO Guanabara no campo de Mero, na Bacia de Santos – Topo de produção em 249 dias (oito meses) – Produção de 180 mil barris diários.

Estatal atinge resultado histórico em eficiência energética de suas refinarias

Companhia registrou, em setembro, recorde mensal no parque de refino.

As refinarias da Petrobras registraram, em setembro, o melhor resultado histórico em eficiência energética, chegando ao patamar de 101 pontos no índice que mede o consumo específico de energia. No ano, o acumulado chegou a 103,8 pontos.

A otimização da intensidade energética no parque de refino no período representa uma redução do consumo de gás natural de 25,4%, quando comparado ao consumo de 2020, antes da implantação do programa RefTOP, que visa alavancar o desempenho das operações. Esse dado indica uma redução da emissão de gases do efeito



Foto: Divulgação

estufa equivalente a mais de 75 mil ônibus urbanos circulando cinco dias por semana.

Já o resultado de intensidade de emissões de gases de efeito estufa no refino, em setembro, foi de 36,2 kgCO₂eq/CWT, repetindo o excelente patamar de resultado alcançado em agosto deste ano.

Segundo o diretor de Processos Industriais e Produtos da Petrobras, William França, “as marcas expressivas foram alcançadas a partir do trabalho integrado e com foco na otimização dos processos realizado pelas equipes das áreas de Operação, Otimização, Manutenção e Engenharia das refinarias, ancoradas

nos processos de gestão e em soluções robustas de tecnologia”.

Compromisso com sustentabilidade e eficiência

O programa RefTOP, lançado em 2021, visa alavancar a eficiência energética das operações, reduzir as emissões de gases de efeito estufa, aumentar a disponibilidade operacional e ampliar a capacidade de processamento de óleo do pré-sal.

Os resultados de intensidade energética e emissões demonstram o compromisso contínuo da Petrobras com a eficiência e a sustentabilidade de suas operações, alinhados com os valores de segurança, meio ambiente e saúde da companhia.



Foto: Divulgação

Petrobras contrata navio para Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia

Embarcação, uma das mais modernas da frota mundial, contribuirá para a garantia da confiabilidade e flexibilidade no suprimento de gás natural ao mercado nacional.

A Petrobras fechou contrato de dez anos com a empresa Excelerate Energy para uso do navio Excelerate Sequoia. Com capacidade de armazenamento de 173 mil m³ e de wregaseificação de 23 milhões de m³/d, compatível com os mais modernos da frota mundial, a embarcação vai operar no Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito – GNL – da Bahia (TR-BA), que está conectado à malha integrada de transporte de gás natural.

Trata-se de um navio regaseificador de GNL, que transforma o gás natural importado do estado líquido para gasoso.

“A contratação visa garantir a continuidade operacional do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia, cuja posse retorna para a Petrobras em 01/01/2024, após o término do arrendamento para a Excelerate. Com isso, garantimos nossa capacidade de oferta para atendimento aos compromissos assumidos, em consonância com o previsto no Planejamento Estratégico da companhia”, assegurou o diretor de Transição Energética e Sustentabilidade da Companhia, Maurício Tolmasquim.

A referida contratação possibilitará, pelos próximos 10 anos, a disponibilidade operacional simultânea do Terminal de Regaseificação de GNL da Baía de Guanabara (TR-BGUA) e do TR-BA, garantindo a manutenção dos elevados níveis de confiabilidade e flexibilidade oferecidos pela Petrobras na entrega de gás natural aos seus clientes.

O Excelerate Sequoia utiliza tecnologia de última geração, que, além da alta capacidade de regaseificação, confere operação mais eficiente, com baixo consumo de combustível,

sendo compatível com o TR-BA e com o TR-BGUA. Esse é mais um movimento da Petrobras no caminho de uma transição energética justa, reduzindo emissões e garantindo a necessária flexibilidade para o consumo de gás, de forma complementar à entrada das fontes renováveis.



Petrobras bate recorde de processamento de gás natural do pré-sal

Unidade de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) teve participação relevante no recorde.

As unidades de processamento de gás natural de Caraguatatuba (UTGCA) e Cabiúnas (UTGCAB), pertencentes à Petrobras, bateram recorde de processamento de gás do Pré-Sal da Bacia de Santos, em setembro.

No período, foi alcançada a marca de 28,96 milhões m³/d de gás, superando o recorde anterior de 27,27 milhões m³/d atingido em março de 2022.

Atualmente, o gás oriundo do pré-sal representa 77% do total recebido nessas unidades. As duas unidades recebem produtos oriundos dos campos de produção em mar, tanto do Pré-Sal quanto do Pós-Sal, a partir de tubulações denominadas de rotas de escoamento, que interligam os campos de produção em mar até as unidades em terra.

O desempenho da UTGCA no período mereceu destaque, pois contribuiu decisivamente para a utilização recorde do duto que interliga os campos da Região do Pré-Sal até a plataforma de Mexilhão.

O volume médio de processamento diário da unidade foi de 9,8 milhões de m³, próximo à capacidade máxima do duto de escoamento que interliga a região do pré-sal com a Rota 1.

Segundo o Diretor da área de Processos Industriais e Produtos da Petrobras, William França, o processamento de gás do pré-sal representa um grande desafio para a empresa.

“A melhoria na utilização dos nossos ativos de processamento contribui decisivamente para a Produção de Óleo e Gás da Petrobras e para uma oferta maior ao mercado”, conclui França.



Foto: Divulgação

A relação entre os preços da gasolina e do óleo diesel frente aos preços internacionais do óleo cru: O caso brasileiro

Por Ana Luiza Borges Pederiva, Eduardo Pontual Ribeiro, Rosemarie Bröker Bone e Yan Nascimento Furtado - Laboratório de Economia do Petróleo na Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ).



A Petrobras, em outubro de 2016, instituiu a política de Preço de Paridade Internacional (PPI) visando dar ao mercado interno a transparência exigida pelos agentes econômicos em relação à precificação dos derivados nas refinarias. Conforme a referida política, espera-se que o preço internacional do óleo cru (Brent e West Texas Intermediate - WTI) balize os preços dos derivados - gasolina e óleo diesel no mercado interno.

Porém, verificou-se ao longo dos anos um descompasso da precificação dos derivados em relação aos preços do óleo cru (FGV, 2021). Para o Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), o mês de outubro de 2022 registrou uma defasagem do óleo diesel de 27,78% e da gasolina, 18,38%.

Para o CBIE, a Petrobras deveria alinhar os preços dos derivados aos preços do óleo cru do mercado internacional, na ordem de R\$1,88 por litro para o óleo diesel e R\$0,74 por litro para gasolina, respectivamente. Ainda conforme o CBIE, a taxa de câmbio Real/Dólar americano aprofunda a diferença entre os preços (CNN BRASIL, 2022).

Em função dessas características do mercado brasileiro, a importação de derivados ocorre devido ao gap existente entre a oferta e a demanda nacional. Para entender o setor de refino nacional tem-se o objetivo deste estudo, que é analisar o mercado brasileiro de derivados a partir da política de Preço de Paridade Internacional (PPI) instituída pela Petrobras em 2016, como forma de quantificar a relação existente entre o preço internacional do óleo cru (tipo Brent e WTI) e os preços da gasolina e óleo diesel do mercado interno.

1. Política de preços internacionais do petróleo

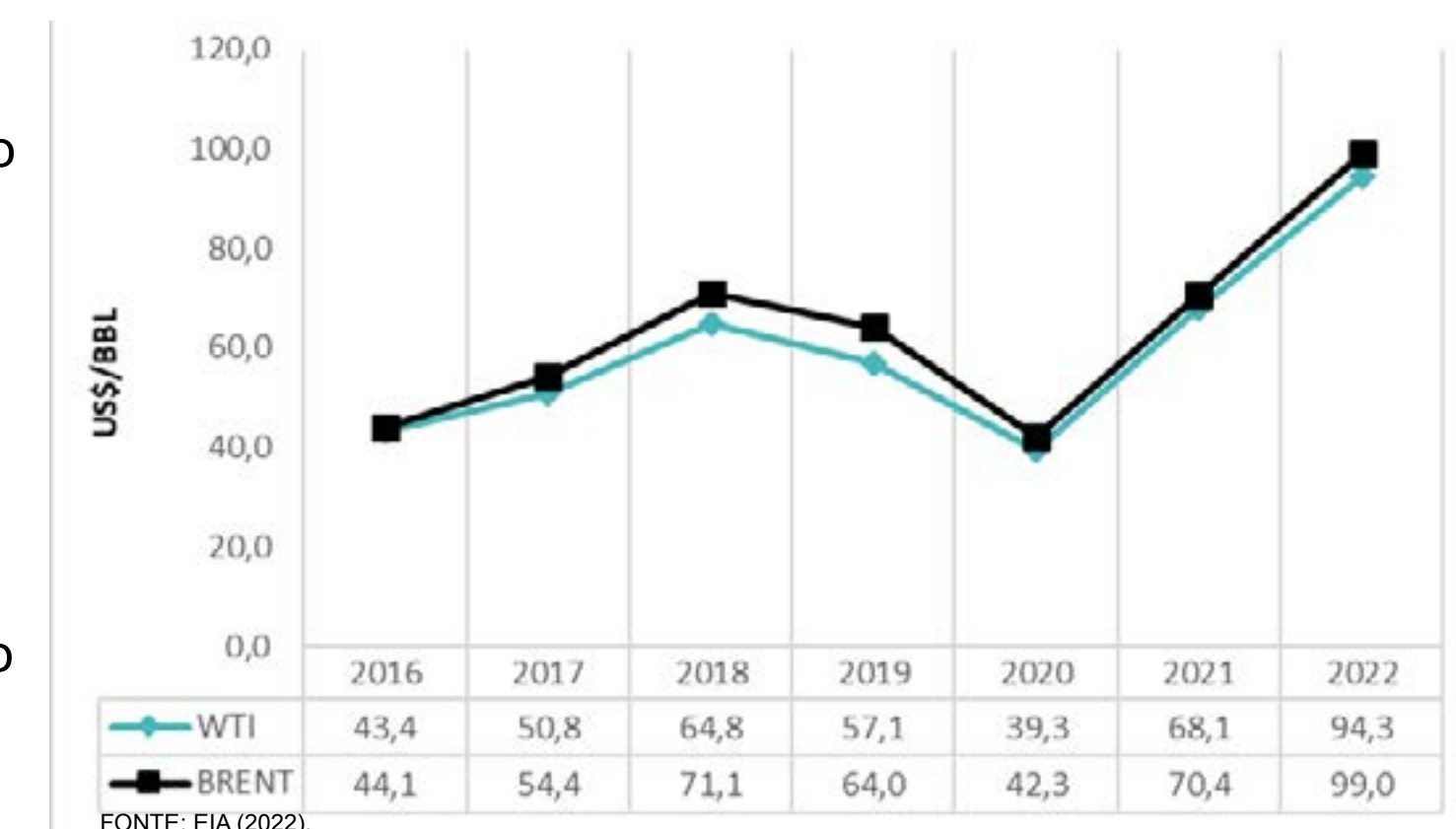
O mundo petrolífero é composto por diferentes tipos de óleo cru; contudo, dois deles são usados como referência no ocidente, Brent e West Texas Intermediate – WTI e estão relacionados à localização da extração. O óleo do tipo Brent é extraído do Mar do Norte e negociado pela Bolsa de Londres. Além disso, os mercados

europeus e asiáticos utilizam sua cotação como referência para a precificação de derivados. No Brasil, a Petrobras usa a cotação do óleo tipo Brent na sua política PPI desde 2016 (INVESTING, 2022).

O óleo tipo West Texas Intermediate - WTI é produzido nos EUA, nos estados do Texas, Louisiana, Oklahoma e Dakota do Norte. Ele é comercializado na Bolsa de Nova York e sua cotação é utilizada como referência para o mercado norte-americano (EIA, 2022).

Os preços do óleo tipo Brent e WTI são conhecidos pela alta correlação positiva. Na figura 1 encontram-se os preços do óleo cru do tipo Brent e WTI expressos em Reais por barril (R\$/bbl) de 2016 a março de 2022.

Figura 1 - Preços do óleo cru tipo Brent e WTI, 2016 - 03/2022



Na figura 1 pode-se confirmar a existência de forte correlação positiva entre os preços do óleo cru, apesar de representarem diferentes mercados e características. A proximidade entre eles ao longo dos anos de 2016 a 03/2022 permite afirmar que recebem influência geopolítica e econômica de igual intensidade; entretanto, o óleo tipo WTI esteve em patamar inferior ao Brent em toda a série.

Especificamente, o ano de 2020 registrou a menor precificação do petróleo, tanto do tipo Brent como WTI. Os baixos preços (US\$/barril) de US\$ 42,3 para o Brent e US\$ 39,3 para o WTI foram o reflexo da fraca demanda frente à oferta, devido à crise econômica imposta pela pandemia da Covid-19 (EPE, 2020). A partir desta data, os preços do óleo cru seguiram trajetória de aumento.

No Brasil, desde 2016, a Petrobras instituiu a política de Preço de Paridade Internacional (PPI) a fim de atrelar o preço internacional do óleo cru aos preços dos derivados no mercado interno.

1.1. Política de Preço de Paridade Internacional e seus desdobramentos

A política PPI foi criada com o intuito de tornar o processo de precificação dos derivados produzidos internamente mais transparente. Ou seja, a Petrobras forma os preços dos derivados a partir dos preços do óleo cru vindos do mercado internacional.

No cálculo do PPI são consideradas as seguintes variáveis: o valor do derivado no mercado internacional, a cotação do óleo tipo Brent, a taxa de câmbio (Real/Dólar americano) e os custos de transporte e frete, onde estão inclusas as taxas portuárias. O transporte e frete têm a precificação baseada na demanda do produto e na distância entre os mercados ofertante e demandante, ou seja, ponto de entrega e ponto

de recebimento (SINDIPETRO, 2021).

Como o Brasil importa óleo cru e derivados – em especial gasolina e óleo diesel, a política PPI se desdobra em duas: PPI para o óleo cru e PPI para os derivados.

Para o óleo cru importado tem-se a cotação do óleo tipo Brent, a taxa de câmbio (Real/Dólar americano) e os custos de transporte e frete, onde estão inclusas as taxas portuárias. Assim, considerando os derivados produzidos nas refinarias brasileiras processados com óleo importado, no cálculo PPI tem-se o preço do óleo no mercado internacional, taxa de câmbio (Real/Dólar americano) e custos de transporte e frete ponto a ponto. Caso o derivado processado internamente seja oriundo de um blend de óleo nacional e internacional, no cálculo do preço devem ser adicionados o custo da exploração e produção (E&P) do óleo nacional e o custo do processamento nacional.

No caso específico da importação direta de gasolina e de óleo diesel, as variáveis que compõem o cálculo são: preço do derivado no mercado internacional, taxa de câmbio (Real/Dólar americano), custo de transporte e frete, inclusas as taxas portuárias. Em 2017, a frequência passou a ser diária como forma de viabilizar a precificação dos derivados no mercado interno. A seção 2 terá como objetivo específico mapear o setor de refino brasileiro.

2. O mercado de gasolina e de óleo diesel no Brasil

O atual parque de refino brasileiro é composto por 19 refinarias, sendo 11 controladas pela Petrobras (pública) e 8 por empresas privadas. Das 11 refinarias, 8 se encontram em processo de venda em andamento ou finalizado, conforme o Plano de Desinvestimento da empresa. Desse total, 16 produzem gasolina e óleo diesel (ANP, 2022). A tabela 1 mostra as 16 refinarias produtoras dos derivados em questão com as seguintes informações: a) nome; b) cidade e estado de federação; c) capacidade produtiva (ordem decrescente); d) capital público/misto ou privado.

Tabela 1 - Refinarias brasileiras autorizadas para produção de gasolina e óleo diesel, 2022

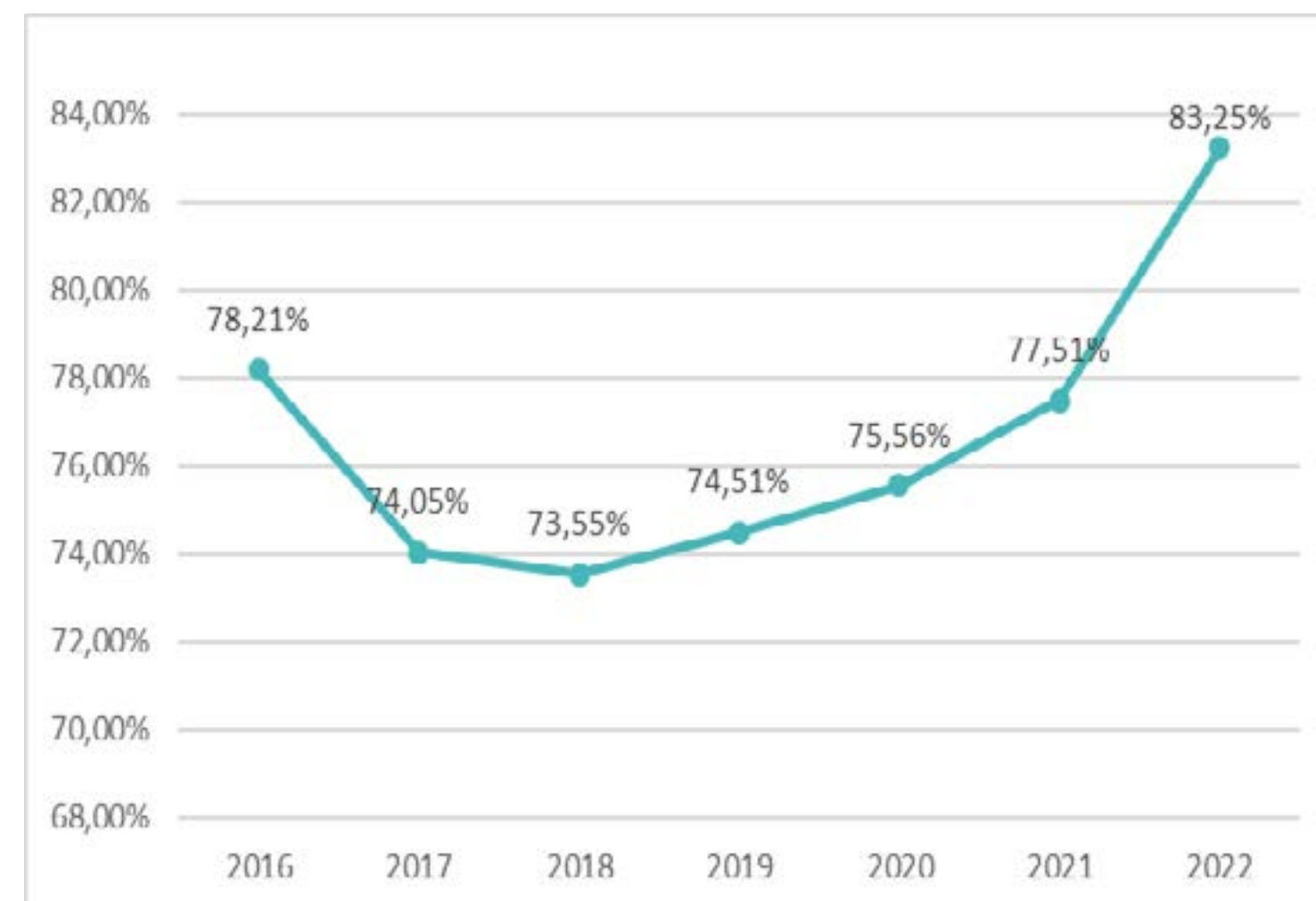
Refinarias	Localização	Capacidade nominal (milhões barris/dia)	Capital
REPLAN (Paulínia)	Paulínia (SP)	434	PÚBLICO
RIAM (Mataripe)	São Francisco do Conde (BA)	337	PRIVADO
REDUC (Duque de Caxias)	Duque de Caxias (RJ)	252	PÚBLICO
REVAP (Henrique Lage)	São José dos Campos (SP)	252	PÚBLICO
REPAR (Pres. Getúlio Vargas)	Araucária (PR)	214	PÚBLICO*
REFAP (Alberto Pasqualini)	Canoas (RS)	208	PÚBLICO*
RPBC (Presidente Bernardes)	Cubatão (SP)	179	PÚBLICO
REGAP (Gabriel Passos)	Betim (MG)	164	PÚBLICO*
RNEST (Abreu e Lima)	Ipojuca (PE)	115	PÚBLICO*
RECAP (Capuava)	Mauó (SP)	63	PÚBLICO
REMAN (Isaac Sabbá)	Manaus (AM)	46	PÚBLICO*
RPCC (Potiguar Clara Camarão)	Guamaré (RN)	38	PÚBLICO
RPR (Riograndense)	Rio Grande (RS)	17	PRIVADO
REFIT (Manguinhos)	Rio de Janeiro (RJ)	10	PRIVADO
UNIVEN (Univen Refinaria de Petróleo)	Itupeva (SP)	5	PRIVADO
DAX OIL	Camaçari (BA)	2	PRIVADO
Capacidade nominal total (m b/d)		2.336	-

FONTE: MME (2022).

Nota: (*) Refinarias colocadas à venda ou vendidas pela Petrobras.

A tabela 1 mostra que as refinarias autorizadas para a produção de gasolina e óleo diesel no ano de 2022 somam uma capacidade nominal produtiva de 2.336 milhões de barris diários (b/d), dos quais 84,1% pertencem a Petrobras e 15,9% à iniciativa privada. O Fator de Utilização (FUT) apresenta percentualmente o aproveitamento do parque de refino nacional. Na figura 2 tem-se o FUT das 16 refinarias brasileiras produtoras de gasolina e óleo diesel em percentual de 2016 a março de 2022.

Figura 2 - Fator de utilização (FUT) das refinarias brasileiras autorizadas para produção de gasolina e óleo diesel, 2016 - 03/2022



Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras (2022); ANP (2022a)

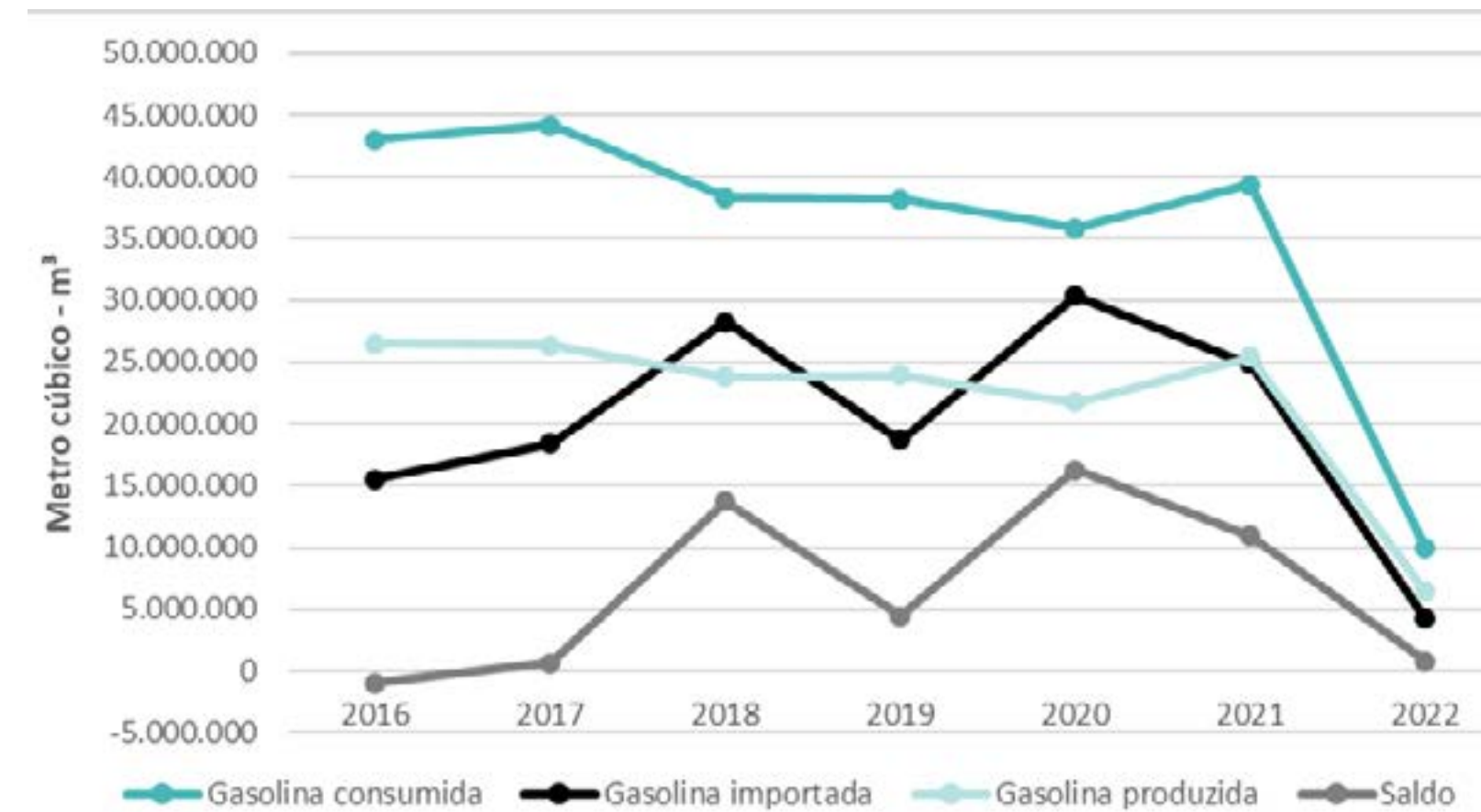
Em março de 2022, o Fator de Utilização (FUT) das refinarias registrou 83,25% do total, maior percentual desde 2016.

Isso mostra que há um crescente aproveitamento da capacidade das refinarias, que poderá reduzir a necessidade de importação de derivados.

Por outro lado, o ano de 2018 registrou o menor Fator de Utilização do período analisado, 73,55%. Apesar da utilização da capacidade, as refinarias produzem derivados em quantidade que, teoricamente, supre o mercado interno. Na falta de produção frente à demanda, a opção é a importação.

As figuras 3 e 4 mostram as quantidades produzidas, importadas e consumidas de gasolina e óleo diesel em metros cúbicos (m³), respectivamente, de 2016 a março de 2022.

Figura 3 - Gasolina, quantidade produzida e importada (oferta) e consumida (demanda), 2016 - 03/2022



Fonte: ANP (2022a).

A figura 3 mostra que as quantidades produzidas e consumidas possuem uma correlação positiva; porém, há um gap permanente de 2016 a março de 2022. O ano de 2016 registrou saldo negativo na diferença entre a oferta (produção mais importação) e o consumo.

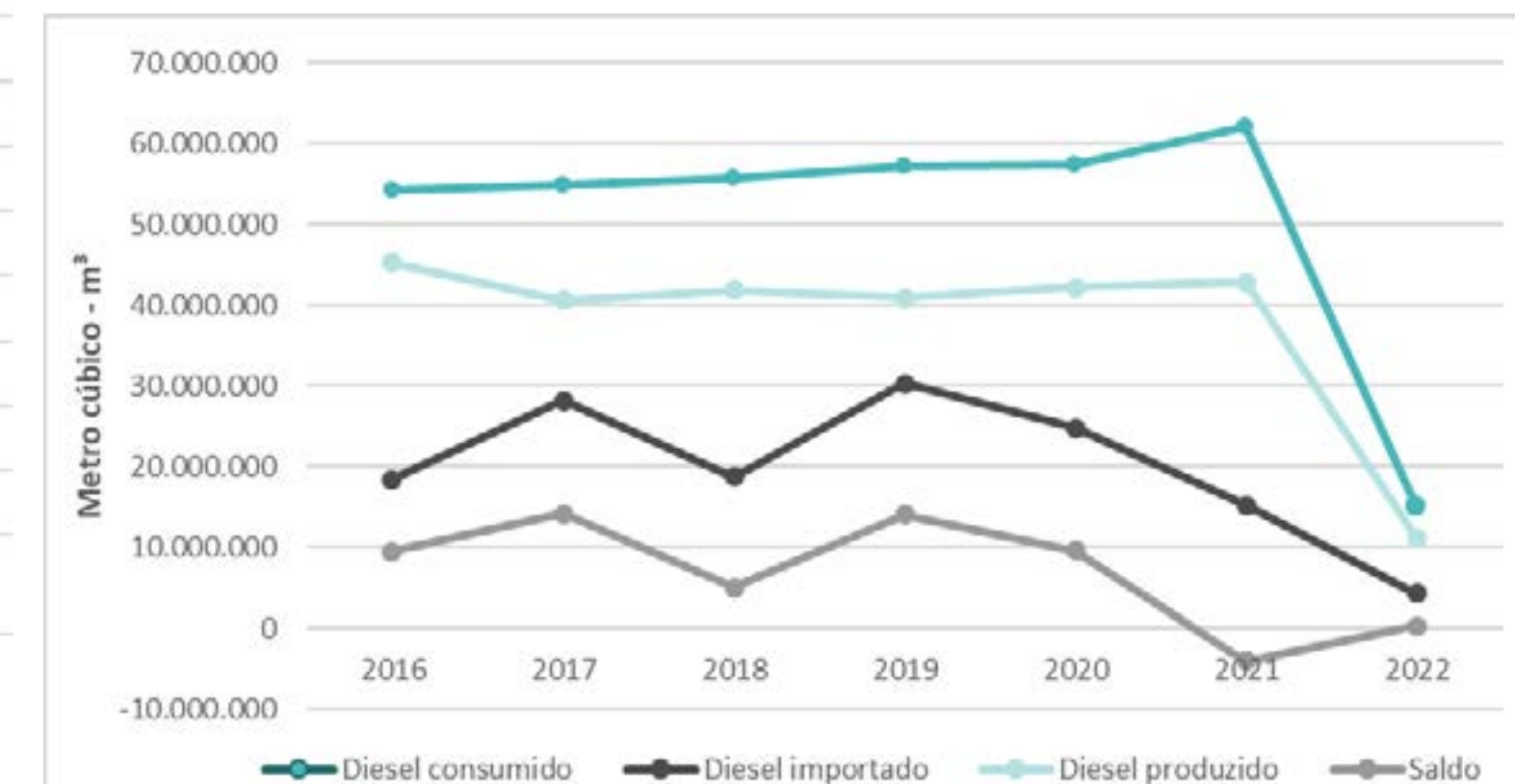
Ou seja, a oferta não foi suficiente frente ao grande volume demandado no ano. A diferença entre produção e consumo levou a importação de gasolina, que registrou os maiores volumes em 2018 e 2020, estes, por sua vez, podem estar diretamente relacionados ao baixo FUT das refinarias no mesmo período (vide figura 2).

De janeiro a março de 2022 foram produzidos cerca de 6.410.951 metros cúbicos (m³) de gasolina e 4.226.430 m³ foram importados para atender 9.875.712,87 m³ consumidos pelo mercado interno.

A produção mais a importação (oferta) somaram 10.637.381 m³ e frente ao consumo resultou em um saldo positivo de apenas 761.669 m³. O gap entre a produção e o consumo diminuiu, tendo em vista o aumento do FUT, como pode ser visto na figura 2.

Salienta-se que a produção de gasolina se encontra correlacionada ao consumo ao longo do período analisado, e que os aumentos no consumo foram supridos pela importação.

Figura 4 - Óleo diesel, quantidade produzida e importada (oferta) e consumida (demanda), 2016 - 03/2022



Fonte: ANP (2022a).

Na figura 4 é possível verificar que o consumo de óleo diesel chegou a mais de 60 milhões de metros cúbicos em 2021, e que a produção mais a importação não foram suficientes resultando em um saldo negativo de 4 milhões de metros cúbicos.

Outro aspecto importante é a importação de óleo diesel com o registro de dois picos independentemente do volume consumido, são eles: 2017 e 2019. Nota-se que os aumentos da importação de óleo diesel se deram em anos intercalados aos aumentos da importação de gasolina (2018 e 2020) (figura 2), esta também sem ligação direta com o consumo. Especificamente, de janeiro a março de 2022 foram produzidos 11.103.192 m³ de óleo diesel e importados 4.226.430 m³, frente a um total de 15.013.945 m³ consumidos internamente.

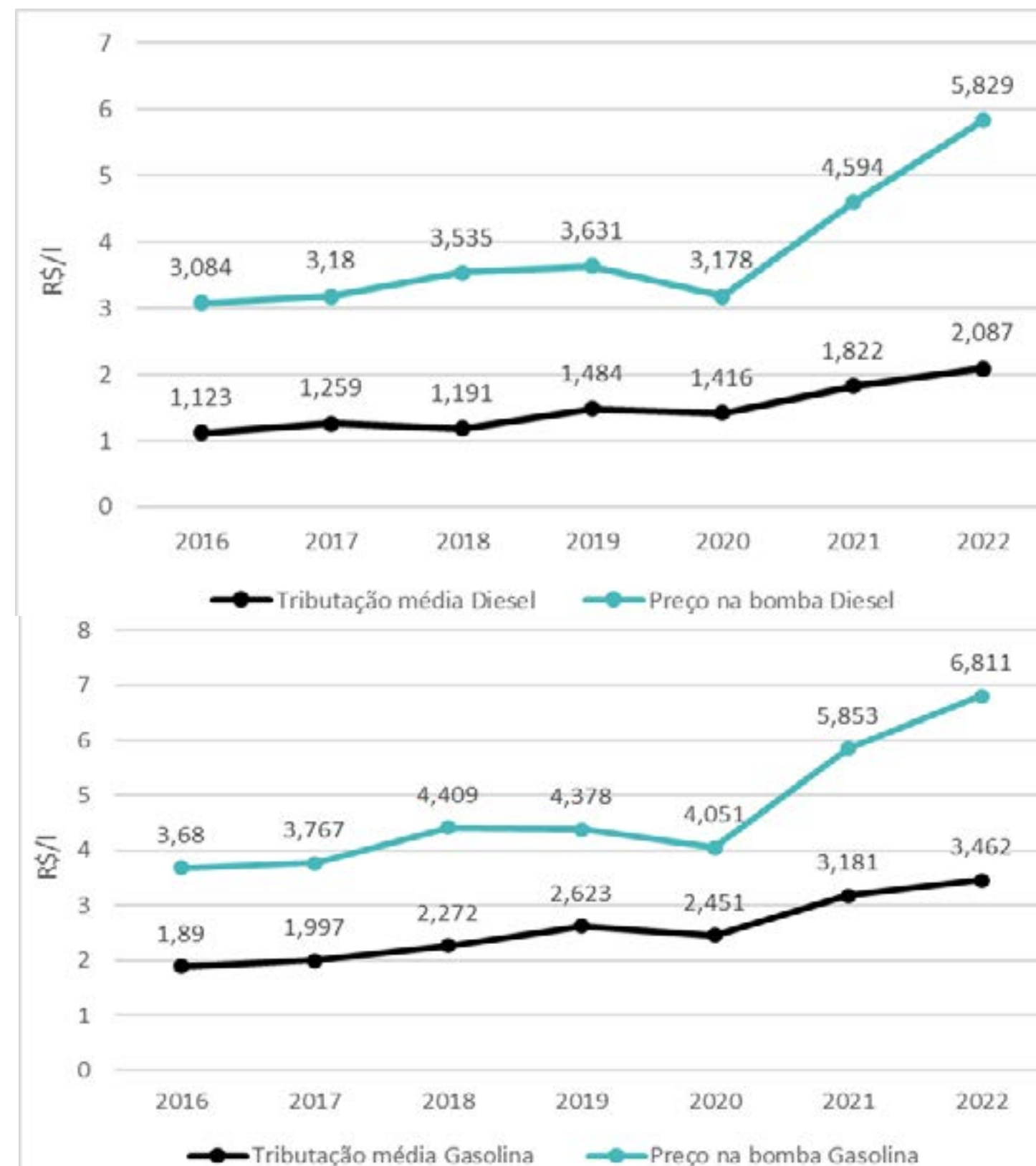
A soma da produção mais a importação rendeu um saldo positivo de 315.677 m³ no período. Pode-se afirmar que a produção de

artigo (continuação)

óleo diesel se encontra constante de 2016 a 2020, e que os aumentos no consumo foram supridos pela importação.

As figuras 5a e 5b mostram os preços da gasolina e do óleo diesel na bomba e as respectivas tributações médias expressas em Reais por litro (R\$/l) de 2016 a março de 2022, respectivamente. O preço na bomba é o que impacta diretamente no consumidor final.

Figuras 5a e 5b - Preço da gasolina e do óleo diesel na bomba e tributação, 2016 - 03/2022 Nota 1:



FONTE: ANP (2022b); Petrobras (2022)

O mês de setembro foi desconsiderado nos cálculos do preço da gasolina para 2016 a 2021 e do preço do óleo diesel para 2020 por falta de dados disponíveis.

Nota 2: Em 18 de maio de 2022 foi aprovada a medida provisória 1.118 que zera as contribuições para as tributações PIS/COFINS até dia 31 de dezembro de 2022 (BRASIL, 2022); portanto, não estão contabilizadas no preço final dos derivados deste ano.

Os dados contidos nas figuras 5a e 5b mostram que houve um aumento médio de 87,04% no preço na bomba em ambos os derivados entre 2016 e março de 2022 (89,01% para a gasolina e 85,08% para o óleo diesel).

No mesmo período, a tributação também seguiu o mesmo padrão de crescimento, apresentando um incremento médio de 84,51%. Constata-se que o preço na bomba é o resultado da soma da tributação média e o preço do derivado na refinaria.

No ano de 2016, em especial, teve o menor preço da gasolina e do óleo diesel na bomba em relação aos demais anos da série; contudo, veem-se aumentos sequenciais nos demais anos, com exceção de 2020, este último devido à pandemia pela Covid-19 (EPE, 2020).

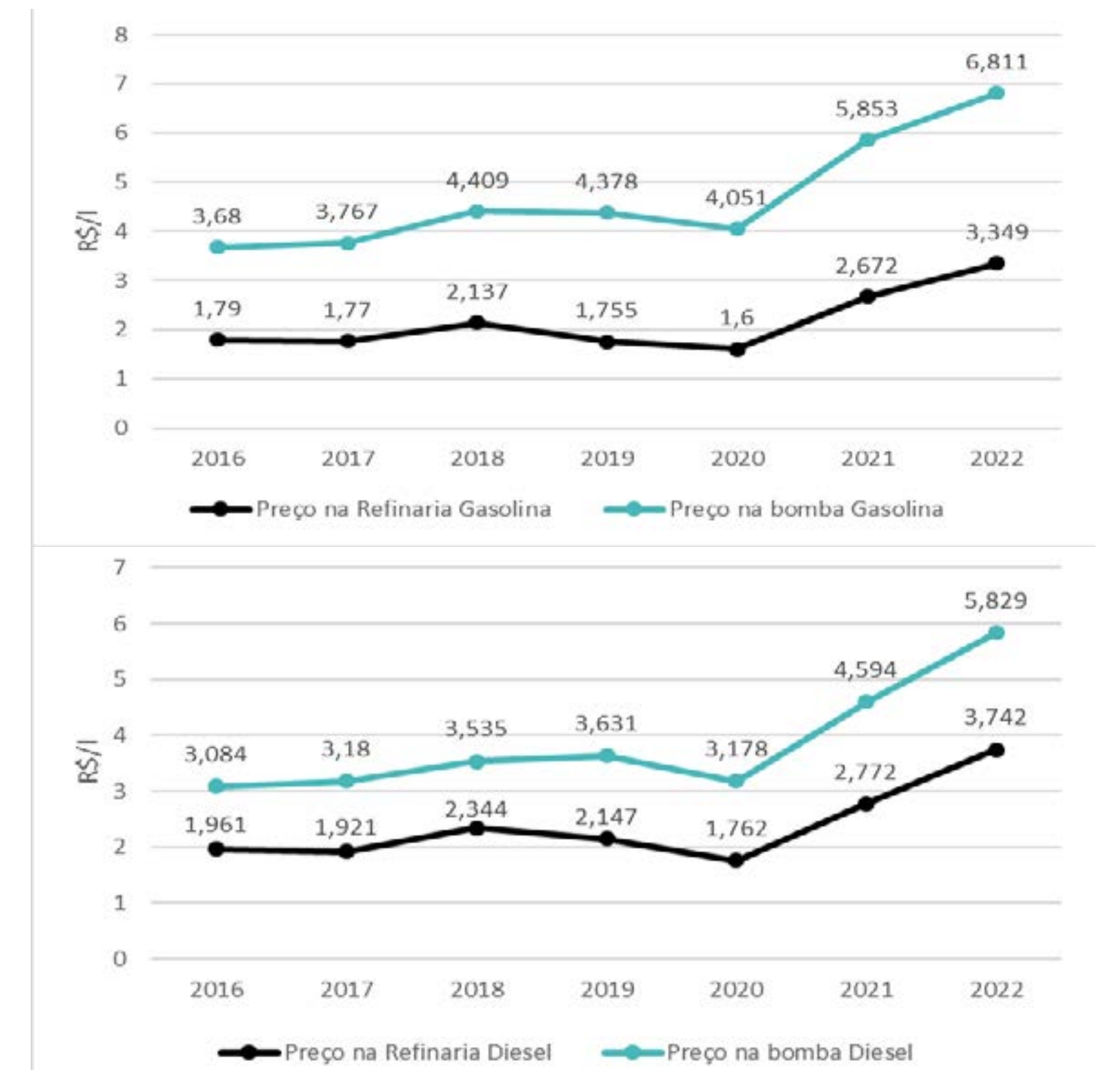
O comportamento dos preços tem relação direta com a política de Preços de Paridade Internacional (PPI) da Petrobras. Entretanto, a política PPI sofreu algumas modificações na frequência de reajustes de preços. Inicialmente, os reajustes tinham frequência mensal; porém como uma clara impossibilidade de acompanhar a volatilidade do mercado internacional.

Observando o ano de 2020 - início da pandemia pela Covid-19 -, há uma considerável queda, tanto para a gasolina quanto para o óleo diesel, ocasionada pela correlação com os preços do barril do tipo Brent (vide figura 1). A queda do preço em relação ao ano anterior (2019) foi de 8,07% para a gasolina e 12,48% para o óleo diesel.

Já durante os anos de 2021 e 2022, o preço de ambos derivados voltou a aumentar em função da recuperação dos preços internacionais (vide figura 1).

A tributação sobre o preço é o que difere o preço dos derivados na refinaria dos preços na bomba. As figuras 6a e 6b mostram os preços da gasolina e do óleo diesel na refinaria e na bomba, ambos em Reais por litro (R\$/l) de 2016 a março de 2022, respectivamente.

Figuras 6a e 6b - Preço da gasolina e do óleo diesel na refinaria e na bomba, 2016 - 03/2022



Fonte: Elaboração própria a partir de MME (2022); ANP (2022a)

Nota 1: O mês de setembro foi desconsiderado nos cálculos do preço da gasolina para 2016 a 2021 e do preço do óleo diesel para 2020 por falta de dados disponíveis.

Nota 2: Em 18 de maio de 2022 foi aprovada a medida provisória 1.118 que zera as contribuições para as tributações PIS/COFINS até dia 31 de dezembro de 2022 (BRASIL, 2022); portanto, não estão contabilizadas no preço final dos derivados deste ano.

Analisando as figuras 6a e 6b, nota-se um aumento considerável nos preços dos derivados em 2018 em relação a 2017, devido ao aumento dos preços internacionais do óleo cru do tipo Brent e WTI (vide figura 1). Em 2020, especificamente, houve uma queda dos preços do óleo cru e dos derivados, justificada pela pandemia de Covid-19; mas a recuperação dos preços se deu a partir de 2021.

A seção 3 terá como objetivo específico a metodologia.

Metodologia

Esta seção terá como objetivo específico mostrar a metodologia referente ao Coeficiente de Correlação de Pearson e a aplicação de modelos de regressão múltipla.

3.1. Coeficiente de Correlação de Pearson e modelos de regressão

O Coeficiente de Correlação de Pearson visa verificar a correlação entre os preços da gasolina e do óleo diesel em relação aos preços do óleo cru tipo Brent e WTI.

Os preços dos derivados estão expressos em Reais (R\$) e do óleo cru em Dólares americanos (US\$) com a aplicação da taxa de câmbio (R\$/US\$) para que sejam expressos em Reais (R\$).

Na fórmula 1 tem-se a aplicação do coeficiente de correlação (GUJARATI, 2011) para o preço do óleo diesel e preço do óleo cru tipo Brent com dados anuais e mensais de 2016 a 2022(março):

$$(\text{óleo diesel, Brent}) = (\sum(\text{diesel-média diesel})(\text{Brent-média Brent})) / \sqrt{(\sum(\text{diesel-média diesel})^2 \sum(\text{Brent-média Brent})^2)} \quad (1)$$

Nota: o coeficiente de correlação será calculado também para o preço da gasolina e o preço do óleo cru tipo WTI.

Adicionalmente, serão estimados modelos de regressão múltipla para o preço da gasolina e do óleo diesel considerando os preços do óleo tipo Brent e WTI, a seguir:

$$\text{Gasolina} = \beta_0 + \beta_1 \text{Brent} + \beta_2 \text{WTI} + \epsilon$$

$$\text{Óleo Diesel} = \beta_0 + \beta_1 \text{Brent} + \beta_2 \text{WTI} + \epsilon$$

O método de análise de regressão pode ser visto em Gujarati (2011).

Na seção 4, encontram-se os resultados do coeficiente de correlação de Pearson para os preços da gasolina, óleo diesel, Brent e WTI, bem como da aplicação dos modelos de regressão 2 e 3.

4. Resultados entre preço do óleo cru (Brent e WTI) e os preços na bomba da gasolina e do óleo diesel

Em um primeiro momento, calculou-se a correlação com dados anuais (2016-março/2022). Os preços do óleo cru expressos em dólares americanos foram transformados em Reais a uma taxa de câmbio média do período (AASP, 2022).

Para o período de 2016 a março de 2022, a média anual do preço da gasolina foi de R\$ 4,378, do óleo diesel de R\$ 3,862, a média anual do preço do óleo cru tipo Brent de R\$280,90 e do WTI de R\$ 264,10.

Na tabela 2 têm-se os resultados da aplicação da fórmula para o coeficiente de correlação.

Tabela 2 - Coeficiente de Correlação de Pearson para o preço do óleo cru (Brent; WTI) e os preços da gasolina e do óleo diesel (anual; mensal), 2016-03/2022

Correlação/testes	Diesel/Brent	Gasolina/Brent	Diesel/WTI	Gasolina/WTI
amostra anual	0,96	0,99	0,97	0,99
n=7	8,18	15,75	9,38	18,82
p-valor	0,00	0,00	0,00	0,00
conclusão	significativo	significativo	significativo	significativo
amostra mensal	0,90	0,95	0,91	0,95
n=69	17,07	25,49	18,12	26,27
p-valor	0,00	0,00	0,00	0,00
conclusão	significativo	significativo	significativo	significativo

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2022b); EIA (2022)

Com periodicidade anual com amostra de 7 anos (2016-2022) verifica-se que há uma forte correlação positiva entre os preços da gasolina e do óleo diesel e os preços do óleo cru tipo Brent e WTI no mercado internacional. Os preços da gasolina em relação aos preços do óleo tipo Brent e WTI apresentaram uma correlação próxima de 1 e conforme o p-valor, há significância entre os preços dos derivados e do óleo cru.

Isso mostra que a política PPI com dados com frequência anual permitiu uma alta previsibilidade dos preços dos derivados no mercado interno. Paralelamente, há uma correlação mais fraca do óleo diesel em relação ao óleo tipo Brent e WTI comparativamente a verificada para a gasolina. Também há a rejeição da hipótese nula, onde as correlações são estatisticamente significativas entre os derivados e o óleo cru.

Em um segundo momento calculou-se a correlação com dados mensais (2016-março/2022) com amostra de 69 meses. Para o período de 2016 a março de 2022, a média do preço da gasolina foi de R\$ 6,811, do óleo diesel de R\$ 5,830, a média do preço do óleo cru tipo Brent de R\$ 539,44 e do WTI de R\$ 514,29.

Observa-se que a correlação da gasolina (0,95) é superior a

artigo (continuação)

verificada pelo óleo diesel (0,90) e os respectivos óleos crus - Brent e WTI. O percentual com dados mensais é inferior ao obtido com dados anuais, mas as correlações também são estatisticamente significativas com p-valor igual à zero, que indica a rejeição da hipótese nula.

A seguir, na tabela 3 encontram-se os resultados da aplicação dos modelos de regressão 2 e 3 para dados mensais com 69 observações.

Tabela 3 – Resultados dos modelos de regressão para preço do óleo cru (Brent; WTI) e os preços da gasolina e do óleo diesel (mensal), 2016-03/2022

Coefficientes/testes	Gasolina	Diesel
Brent	0,002	-0,005
Desvio Padrão	0,003	0,005
t-student	0,601	-1,006
P-valor	0,550	0,318
WTI	0,007	0,013
Desvio Padrão	0,003	0,005
t-student	2,017	2,814
P-valor	0,048	0,006
Constante	2,400	1,835
Desvio Padrão	0,090	0,125
t-student	26,588	14,659
P-valor	0,048	0,000
R2	0,955	0,913
Estatística F	341,824	164,767
P-valor F	0,000	0,000
n	69	69

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2022b); EIA (2022)

Para o modelo de regressão com o preço da gasolina como variável dependente e os preços do Brent e WTI como variáveis independentes têm-se:

- O preço do óleo tipo Brent não explica o preço da gasolina ao longo dos 69 meses, porque há a aceitação da hipótese nula onde o coeficiente $\beta_1=0$;
- O preço do óleo tipo WTI explica o preço da gasolina, porque há a rejeição da hipótese nula;
- O coeficiente de determinação (R2) é igual a 95,5%, o que significa que as variações do preço da gasolina são explicadas pelo modelo composto pelas variáveis independentes (Brent; WTI);

• A estatística F e respectivo P-valor mostram que o modelo explica o preço da gasolina, uma vez que é rejeitada a hipótese nula.

Para o modelo com o preço do óleo diesel como variável dependente e os preços do óleo tipo Brent e WTI como independentes obteve-se:

- O preço do óleo tipo Brent não explica o preço do óleo diesel para a amostra de 69 meses, uma vez que a hipótese nula de $\beta_1=0$ é aceita;
- O preço do óleo tipo WTI explica o preço do óleo diesel, porque a hipótese nula é rejeitada;
- O coeficiente de determinação (R2) é igual 91,3%, o que significa que as variações do preço do óleo diesel são explicadas pelo modelo de regressão com as variáveis independentes (Brent; WTI);
- A estatística F e respectivo P-valor mostram que o modelo explica o preço do óleo diesel, dado que a hipótese nula é rejeitada. Pode-se afirmar que estatisticamente os preços tanto da gasolina

como do óleo diesel apresentam melhor aderência ao preço do óleo cru tipo WTI ao longo dos 69 meses – 2016 a março de 2022.

A despeito desse resultado, é importante destacar que os resultados da aplicação do coeficiente de correlação para a gasolina e o óleo diesel frente ao óleo cru tipo Brent e WTI mostram percentuais superiores a 90% e positivos.

É importante salientar que na política PPI, o preço do óleo tipo Brent participa como uma das principais variáveis da precificação dos derivados, mas quando analisada conjuntamente ao WTI perde significância estatística.

Conclusões

Em um primeiro momento, viu-se que a Petrobras ao instituir o PPI como política de precificação dos derivados nas refinarias aumentou a relação causa-efeito do mercado interno ao externo e deu ao mercado interno, especificamente, a transparência requerida pelos agentes econômicos nos últimos anos.

Quando se analisa a relação entre a oferta (produção e importação) e a demanda (consumo) de gasolina e óleo diesel no período de 2016 a março de 2022 percebeu-se que a importação se tornou necessária no período. Assim, qualquer aumento de consumo pressiona a importação independentemente da taxa de câmbio. Observou-se que os preços dos derivados no mercado interno e do óleo cru no mercado internacional possuem relação positiva. Ou seja, as variações dos preços do óleo cru internacional influenciam nos preços dos derivados conforme o esperado.

Viu-se que a tributação também teve comportamento similar ao longo do período (2016-03/2022); porém em menor intensidade. Os resultados da aplicação do coeficiente de correlação de Pearson identificaram uma correlação forte e positiva entre a precificação do óleo diesel e da gasolina frente ao preço do óleo cru tipo Brent e WTI, respectivamente.

artigo (continuação)

A periodicidade mensal apresentou correlação positiva, mas menor que a correlação anual. Em relação ao preço do óleo diesel versus o preço do óleo tipo Brent e WTI verificou-se que possui correlação menor quando comparada a obtida pela gasolina frente aos preços do óleo cru.

Sendo assim, a política PPI se mostrou melhor para a precificação da gasolina e em menor grau para os preços do óleo diesel. Os resultados dos modelos de regressão dos preços da gasolina como variável dependente e dos preços do óleo tipo Brent e WTI como variáveis independentes mostraram que o modelo é significativo, porém o preço do óleo tipo Brent é não significativo considerando os 69 meses da amostra.

Com relação aos resultados para o preço do óleo diesel como variável dependente viu-se que o modelo também é significativo e que o preço do óleo cru tipo Brent é estatisticamente não significativo. Pode-se afirmar que o preço do óleo cru tipo WTI interferiu mais fortemente na precificação dos preços da gasolina e do óleo diesel no mercado interno.

O desencontro entre os preços internos dos derivados em relação aos externos do óleo cru pode ser fruto do longo caminho percorrido do poço ao posto.

Esse artigo compreende o período de 2016 a 2022 (março) e as principais fontes utilizadas são: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Petrobras e Ministério de Minas e Energias (MME).

Yan Nascimento Furtado e Ana Luiza Borges Pederiva são pesquisadores do Laboratório de Economia do Petróleo da UFRJ.

Graduando da UFRJ, Rosemarie Bröker Bone e Eduardo Pontual Ribeiro - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2022a). Dados estatísticos. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acessado em: 18/11/2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS - ANP (2022b). Série histórica de levantamento de preços. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-revenda-e-de-distribuicao-combustiveis/serie-historica-do-levantamento-de-precos>. Acessado em: 18/11/2022.

ASSOCIAÇÃO DE ADVOGADOS DE SÃO PAULO - AASP (2022). Cotação oficial do Dólar. Disponível em: <https://www.aasp.org.br/suporte-profissional/indices-economicos/mensal/dolar/> Acessado em: 18/11/2022.

BRASIL (2022). Medida provisória 1.118 de maio de 2022. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/estudos-e-notas-tecnicas/notas-descritivas-sobre-medidas-provisorias/2022/nota-descritiva-no-1118-de-2022-dos-consultores-legislativos-thiago-costa-monteiro-caldeira-e-juliano-vilela-borges-dos-santos/@@display-file/arquivo>. Acessado em: 18/11/2022.

CNN BRASIL (2022). Defasagem do diesel salta para 27,78% com dólar, apesar de queda do petróleo. Disponível em: <https://www.cnn-brasil.com.br/business/defasagem-do-diesel-salta-para-2778-com-dolar-apesar-de-queda-do-petroleo/#:~:text=Segundo%20o%20relat%C3%B3rio%20di%C3%A1rio%2C%20a,%2C74%20por%-20litro%2C%20>. Acessado em: 18/11/2022.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA (2022). OK Crude Oil Future Contract 1. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=A> Acessado em 18/11/2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE (2020). Impactos da pandemia de covid-19 no mercado brasileiro de combustíveis. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-485/NT-DPG-SDB-2020-02_Impactos_da_COVID-19_no_mercado_brasileiro_de_combustiveis.pdf Acessado em: 18/5/2023.

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS – FGV (2021). Relação entre as defasagens dos preços do diesel e da gasolina e o impacto nas ações da Petrobras. Disponível em: <https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/31405/Dissertacao%20Completa.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em: 18/11/2022.

GUEDES, ET AL (S/D). Estatística Descritiva. (http://www.each.usp.br/rvicente/Guedes_et_al_Estatistica_Descritiva.pdf) Acessado em: 18/11/2022.

GUJARATI, D.N. (2011). Econometria Básica. Editora McGraw Hill, 5ª. edição.

INVESTING (2022). Petróleo Brent Futuros. Disponível em: <https://br.investing.com/commodities/brent-oil> Acessado em: 18/5/2023.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME (2022). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=4a436146-bf03-c294-aa80-2eb13ea6d3cb&groupId=36208 Acessado em: 18/11/2022.

PETROBRAS (2022). Relatórios anuais. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/relatorios-anuais/> Acessado em: 18/11/2022.

SINDIPETRO (2021). Entenda o cálculo utilizado pela Petrobras para definir os preços dos combustíveis Disponível em: <https://sindipetrosp.org.br/entenda-o-calculo-utilizado-pela-petrobras-para-definir-os-precos-dos-combustiveis/> Acessado em: 18/11/2022.

Produção própria da Petrobras cresce mais de 9% no terceiro trimestre

Companhia registrou recordes de produção no pré-sal e de produção operada no período. Fator de utilização de refinarias teve melhor resultado trimestral desde 2014.



Foto: Divulgação

A Petrobras encerrou o terceiro trimestre com resultados operacionais expressivos. A produção média de óleo, líquido de gás natural (LGN) e gás natural própria da companhia alcançou 2,88 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed) no período, 9,1% acima do segundo trimestre de 2023. É o que mostra o Relatório de Produção e Vendas do Terceiro Trimestre da Petrobras, divulgado pela companhia.

Esse resultado foi obtido, principalmente, devido ao alto desempenho operacional das plataformas do pré-sal e ao

menor volume de perdas na produção por paradas e manutenções de unidades. O crescimento da produção (ramp-up, no jargão técnico) da plataforma P-71, no campo de Itapu, e do FPSO Almirante Barroso, no campo de Búzios – ambas no pré-sal da Bacia de Santos –, além do FPSO Anna Nery, no campo de Marlim, na Bacia de Campos, contribuíram também para o aumento da produção da companhia.

O desempenho da produção no período se deve, ainda, à entrada em operação do FPSO Anita Garibaldi, nos campos de Marlim e Voador, além da contribuição de novos poços de projetos complementares nas Bacias de Campos e Santos. Esses efeitos foram compensados parcialmente pelo declínio natural de campos maduros e pelos efeitos dos desinvestimentos realizados pela Petrobras.

Recordes no pré-sal

A produção própria no pré-sal bateu novo recorde trimestral de 2,25 milhões de boed, equivalente a 78% da produção total da Petrobras, superando o recorde anterior de 2,06 milhões de boed no segundo trimestre deste ano. A produção total operada pela Petrobras também atingiu o recorde com 3,98 milhões de boed no mesmo período, 7,8% acima do 2T23.

No dia 24/10, o FPSO Almirante Barroso, no Campo de Búzios, atingiu sua capacidade máxima de 150 mil bpd, com três poços produtores, apenas 146 dias após o primeiro óleo, um recorde no pré-sal.

No sistema submarino do projeto, por exemplo, houve a



Foto: Divulgação

incorporação de soluções inovadoras na instalação dos dutos rígidos, obtendo-se a redução de 15% no tempo médio de interligação dos poços, o que contribuiu diretamente para o tempo recorde de alcance do topo de produção do FPSO.

“Esse recorde evidencia a alta produtividade de Búzios, maior campo em águas profundas do mundo. O ativo se destaca ainda pelo baixo nível de emissões, por suas reservas substanciais e pela alta qualidade do óleo produzido”, destacou o diretor de Exploração e Produção da Petrobras, Joelson Mendes.

petróleo e gás (continuação)

O recorde anterior da Petrobras foi o do FPSO P-76, também no campo de Búzios, cujo atingimento da capacidade máxima de produção se deu em 234 dias.

Nova plataforma chega ao Campo de Mero

Outro marco importante no período foi a chegada ao Brasil do FPSO Sepetiba, no início de setembro, para ser instalado no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos.

A plataforma já está na locação definitiva, com atividades de ancoragem e interligação em andamento. A previsão é a de que a unidade comece a operar até o fim do ano. Será o segundo sistema definitivo de quatro a serem instalados no campo de Mero, cada qual com capacidade para produzir 180 mil bpd e 12 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

Recorde no nível de utilização das refinarias

O fator de utilização (FUT) das unidades de refino da Petrobras atingiu 96% no terceiro trimestre, o melhor resultado trimestral desde 2014. Esse desempenho possibilitou o atendimento às demandas do mercado com confiabilidade e disponibilidade operacional, alcançando a produção total de derivados de 1.829 milhão barris por dia (Mbpd) no período.

A produção de diesel, gasolina e QAV representou 69% da produção total, um aumento de 2 pontos percentuais em relação ao segundo trimestre.

“A otimização dos nossos processos está permitindo ampliar a produção em nossas unidades e a oferta de derivados no mercado nacional com rentabilidade”, comentou o Diretor de Processos Industriais e Produtos, William França.

As vendas de diesel S-10 no terceiro trimestre atingiram 496 mil barris por dia (bpd), um novo recorde da companhia.

Esse volume representa 62% do total de diesel comercializado pela Petrobras. Acompanhando as vendas, a produção de diesel S-10 atingiu o recorde de 464 mil bpd no 3T23, fruto de ações de otimização em processos de produção e investimentos.

Redução de emissões de gases de efeito estufa

A companhia também reduziu a emissão de gases de efeito estufa, alcançando os melhores resultados trimestrais das refinarias em Intensidade Energética (101,7) e Intensidade de

Emissão de Gases do Efeito Estufa (36,2 kgCO₂eq/CWT), fruto dos investimentos no Programa RefTOP (Refino de Classe Mundial) e dos avanços em eficiência energética.

As unidades de processamento de gás de Caraguatatuba (SP) e Cabiúnas (RJ) alcançaram o maior valor histórico mensal de processamento de gás oriundo do pré-sal em setembro. Foram 28,96 milhões m³ por dia de gás enviados pelas Rotas 1 e 2, superando o recorde anterior de 27,27 milhões m³ por dia alcançado em março de 2022.



CEPETRO e PETRONAS inauguram laboratório a céu aberto para investigar melhores práticas de extração de petróleo

Novo laboratório passa a funcionar a partir de janeiro e vai permitir a realização de experimentos em grande escala para sanar problemas recorrentes na indústria de petróleo.



Foto: Divulgação

O Centros de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) vai operar, a partir de janeiro do próximo ano, um novo laboratório com experimentos a céu aberto para o estudo de parada e repartida, um problema recorrente da indústria petrolífera.

Com 1500 m² de área, o laboratório está pronto e vai passar a receber equipamentos financiados pela empresa PETRONAS PETRÓLEO BRASIL.

A inauguração das instalações ocorreu no dia 18/10/23, em Campinas (SP), com as presenças de diversos executivos da empresa, entre eles o gerente de Exploração Américas,

Nasaruddin Ahmad; o gerente geral de Ativos Internacionais, Yusof Addullah; e o gerente de Exploração do Brasil, Ali Andrea, além do Petronas Country Manager Brazil, Omar Abdulah. Os executivos foram recebidos pelo diretor do CEPETRO, prof. Marcelo Souza de Castro, entre outros.

Batizado formalmente de Laboratório Prof. Fernando de Almeida França, o MultiFlow Lab, como foi apelidado, faz parte do grupo ALFA (Artificial Lift & Flow Assurance) do CEPETRO, e está estrategicamente localizado próximo a outros dois Laboratórios do grupo: LGE (Laboratório de Garantia de Escoamento e LabPetro (Laboratório Experimental de Petróleo).

A integração desses laboratórios, com o compartilhamento de infraestrutura, possibilitará avançar no Technology Readiness Level (TRL) das pesquisas realizadas, acelerando o ciclo de inovação tecnológica no setor de óleo e gás nacional, com vistas ao pré-sal brasileiro.

“Teremos uma linha de simulação de escoamentos multifásicos [bi e trifásicos] de três polegadas e 100 metros de comprimento e uma série de equipamentos. Isso tudo vai permitir aumentar a escala do que temos hoje em universidades no país para fazer simulações e testes que melhorem a produção de petróleo.

Inicialmente o foco das nossas pesquisas estará em um problema comum na indústria petrolífera, que é a parada e repartida de poços, momento em que diversos problemas de garantia de escoamento podem ocorrer, e que tem muito ainda a ser aprimorado”, afirma o diretor do CEPETRO.

O professor explica que ao produzir petróleo dos reservatórios, por exemplo em campos offshore, além do óleo, são gerados gás natural, água e areia. “Normalmente, utilizamos modelos matemáticos para prever a extração desses diferentes produtos, e esses modelos são desenvolvidos com dados de laboratórios como o que está em construção”, diz.

No entanto, quando a produção de um poço é interrompida por um período, as fases se segregam ao longo das longas linhas – gás na parte superior, óleo no meio e água na parte inferior.

“Isso gera o que chamamos na indústria de problema de parada e repartida, pois quando se reinicia a produção essas diferentes fases podem se misturar, provocando problemas de produção, chamados de problemas de garantia de escoamento. Inclusive, em muitos casos, é necessário injetar agentes químicos para inibir essas misturas”, explica Castro.

Trata-se de um problema comum, mas que precisa ser melhor entendido e monitorado de acordo com as características e particularidades de cada poço de extração. “Muito já se avançou para inibir esse problema, mas ainda há muito para ser estudado e é o que vamos fazer no novo laboratório”, afirma.

O grande diferencial do novo laboratório, de acordo com o diretor do CEPETRO, é propiciar que pesquisadores façam simulações em uma escala maior, permitindo que os modelos se aproximem mais da realidade. “Com os novos equipamentos teremos um laboratório com infraestrutura maior onde será possível levantar

petróleo e gás (continuação)

muitos dados para fornecer modelos para os softwares que as empresas usam para prever problemas de produção”, explica.

Escopo dos projetos – O projeto de Pesquisa & Desenvolvimento tem investimento PETRONAS, obtido com recursos da cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Jonas Castro, Head of Concession Contracts Exploration da PETRONAS no Brasil, também presente na inauguração, afirma que a empresa está investindo na geração de conhecimento de questões que vão desde a exploração e produção de hidrocarbonetos, energias renováveis, incluindo produção de hidrogênio, e captura e uso de carbono. O foco das pesquisas tem sido, sobretudo, a eficiência energética e estudos ligados à transição energética.

“A PETRONAS tem buscado firmar parcerias de investimentos com universidades reconhecidas e com amplo histórico de investimentos em PD&I relacionados à produção de hidrocarbonetos, como é o caso da Unicamp e, em especial, o CEPETRO”, afirma Castro.

O executivo explica que o investimento em infraestrutura de pesquisa, como o que está sendo realizado junto ao CEPETRO, é visto pela empresa como parte fundamental para a capacitação de profissionais para a indústria e aprimoramento das pesquisas.

Fora isso, há o interesse no desenvolvimento de novas tecnologias, aprimoramento de processos e produção de novos produtos para aumentar a eficiência da exploração e produção de petróleo e novas energias.

“Contribuir para a instalação do novo laboratório era a meta da PETRONAS para esse projeto. Caberá ao CEPETRO avaliar e buscar alternativas para manter o novo laboratório relevante para novos estudos”, diz Castro.



Foto: Divulgação

O diretor da CEPETRO acrescenta que o laboratório vai iniciar as atividades focado em resolver questões relacionadas ao problema de parada e repartida. “Mas a ideia é investigar outras questões relacionadas a temas importantes para a indústria petrolífera como outros pontos relacionados a garantia de escoamento e até mesmo à captura de carbono, por exemplo.

Temos outras empresas interessadas em construir novos aparatos experimentais para diferentes problemas da indústria”, finaliza.

O Centro de Estudos de Energia e Petróleo (CEPETRO) é um centro de pesquisa da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp), com mais de 35 anos de história, focado em petróleo,

gás, energias renováveis e transição energética. Instalado, atualmente, em cinco prédios com mais de 5 mil metros quadrados de área, possui dez laboratórios próprios e conta com mais de 350 pesquisadores.

Além de executar projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D), o CEPETRO presta serviços técnicos e de consultoria, forma recursos humanos altamente qualificados e promove a disseminação do conhecimento. Seus projetos de P&D são financiados por empresas, fundações e agências governamentais de fomento à pesquisa. O CEPETRO é um dos maiores captadores de recursos via cláusula de PD&I da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Subsea7 anuncia novo contrato com a Petrobras

Empresa confirma assinatura de acordo acima de US\$ 750 milhões com a operadora para o desenvolvimento do campo de Mero 4.

A Subsea7, confirmou a assinatura de um importante contrato com a Petrobras para o desenvolvimento do campo petrolífero Mero 4, na Bacia de Santos. O acordo, que ultrapassa o valor de US\$ 750 milhões, inclui engenharia, licitação, fabricação, instalação e pré-comissionamento de 76 km de dutos, com gerenciamento de projeto e de engenharia iniciando imediatamente nos escritórios da companhia no Rio de Janeiro e em Paris. As operações offshore estão programadas para os anos de 2025 e 2026.

Para Yann Cottart, Vice-Presidente da Região Brasil da Subsea7, o novo contrato com a Petrobras é a comprovação do sucesso da parceria de muitos anos de ambas as empresas e um reflexo da vasta experiência na execução de grandes projetos EPCI no mundo. “Esse novo contrato demonstra a confiança que a Petrobras tem em nosso trabalho. Além disso, amplia o nosso portfólio de projetos no país, mostrando que somos uma empresa com um histórico de entregas de alta qualidade e segurança”, afirma o executivo, que ainda reitera a importância do acordo na geração de novos empregos e no aquecimento do mercado offshore. “É um setor que, mais uma vez, está em plena expansão, com mais oportunidades de trabalho e, em consequência, trazendo benefícios para a economia do estado e do país”, finaliza.

Sobre a Subsea7

Líder global na entrega de projetos e serviços offshore para o setor de energia, a Subsea7 possibilita a transição energética offshore por meio da evolução contínua do petróleo e do gás com baixo teor de carbono, permitindo o crescimento de energias renováveis e emergentes.

Presente no Brasil há mais de 35 anos, a empresa conta hoje com mais de 2000 colaboradores distribuídos em bases operacionais no Espírito Santo, nas cidades de Rio das Ostras (RJ) e Niterói (RJ), além de um escritório na cidade do Rio de Janeiro. As operações no Brasil estão divididas em duas áreas principais: Subsea e convencional: Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação

(EPCI), descomissionamento em profundidades variadas e contratos de PLSVs;

Serviços durante a vida útil o campo: Inspeção, reparo e manutenção, gerenciamento de integridade e serviços de suporte.



Foto: Divulgação

PRIO atinge novo recorde de produção e encerra o terceiro trimestre de 2023 com receita líquida de US\$ 835 milhões

Empresa supera a marca de 100 mil barris de óleo por dia com redução no lifting cost e na média de emissões de carbono.



Foto: Divulgação

A PRIO, maior empresa independente de óleo e gás do Brasil e especialista em recuperação de campos maduros, encerrou 3T23 com novo recorde de produção de barris de óleo por dia. A empresa superou os 100 mil barris por dia em setembro, atingindo um lifting cost de US\$ 7,0 por barril.

A receita líquida da companhia fechou em US\$ 835 milhões, alta de 121% na comparação com o mesmo período no ano passado. O EBITDA ajustado foi de US\$ 633 milhões, crescimento de 121% em relação ao terceiro trimestre de 2022, e o lucro líquido, em US\$ 348 milhões, aumento de 126%, frente ao mesmo trimestre no ano passado.

“Encerramos o terceiro trimestre de 2023 com resultados sólidos, com destaque para a capacidade de execução da PRIO e nosso compromisso com os mais altos níveis de segurança, sustentabilidade e responsabilidade socioambiental.

A nossa principal ferramenta contra a grande volatilidade do mercado de óleo tem sido o aumento de produção e redução de lifting cost. Esses resultados são reflexos diretos de uma produção cada vez mais eficiente e segura, da bem-sucedida campanha de revitalização de Frade, da estabilidade operacional do Cluster Polvo/Tubarão Martelo e do início do turn around de Albacora Leste”, comenta Milton Rangel, CFO da PRIO.

Ao longo do terceiro trimestre, a companhia colheu os primeiros frutos dos esforços realizados para aprimorar as condições de segurança e integridade do FPSO Forte, com foco primário nos sistemas primários de geração de energia, injeção de água e compressão de gás, além das condições de trabalho.

Já atingiram os níveis de eficiência operacional dos demais ativos, superando os 80% de eficiência operacional no campo, o que permitiu à empresa reabrir os poços ABL-78 em setembro e ABL-44 no início de outubro. Atualmente, o campo está produzindo aproximadamente 31 mil barris por dia (participação PRIO). “Isso demonstra que estamos caminhando na direção correta e nos deixa empolgados para os próximos passos”, diz Rangel.

Diante do expressivo aumento da produção, a empresa atingiu seu maior nível de offtakes – 9,7 milhões de barris vendidos a descontos cada vez mais competitivos graças a sua recém-criada PRIO Trading, que possibilita a execução de vendas na modalidade

“entregue ao cliente”, utilizando navios de maior porte e otimizando nossa logística.

A PRIO fechou o trimestre com uma expressiva geração de caixa, reduzindo nossa alavancagem para 0,9x dívida líquida/EBITDA e com uma estrutura de capital saudável. A empresa recebeu também upgrade de seu rating global corporativo para BB pela agência de rating Fitch, o que os coloca em uma posição favorável para futuras operações.

“Acreditamos que o sucesso de uma empresa vai além dos resultados operacionais e financeiros e que devemos atuar de forma responsável e sustentável. Por isso, trabalhamos sempre focados em um grande alinhamento entre a redução de pegada de carbono, ligada ao aumento de eficiência, consolidação de ativos e alongamento da vida dos campos, obtendo ao longo de 2023, redução em nossas emissões, com a média do 3T23 de 19 kgCO₂e/boe”, afirma o CFO.

A empresa anunciou também avanços na frente social. A principal delas é a realização da segunda edição do projeto Reação Offshore. Com 1.700 inscrições, o programa liderado pelo Instituto Reação e Instituto Todos na Luta capacita técnicos e graduados do ensino médio para atuar no mercado offshore.

Na esfera cultural, a empresa reforçou ainda mais sua presença em patrocínios musicais, peças e projetos sociais, de forma a apoiar e beneficiar as comunidades em que atua.

O grande destaque foi o novo patrocínio da companhia ao Teatro I LOVE PRIO na Gávea, no Rio de Janeiro.

Excelerate Energy assina contrato de afretamento FSRU de 10 anos com a Petrobras

A empresa de GNL Excelerate Energy, sediada no Texas, assinou um contrato de dez anos com a gigante estatal brasileira de petróleo e gás Petrobras para fretar a unidade flutuante de armazenamento e regaseificação (FSRU) Sequoia.



Foto: Divulgação

excelente mercado. Este acordo é um passo importante na promoção do plano de crescimento sustentável de longo prazo da Excelerate na América do Sul.

A implantação do Sequoia por mais 10 anos posicionará o Excelerate bem para apoiar os esforços do Brasil para fortalecer sua segurança energética. Somos um parceiro confiável da Petrobras há mais de uma década e estamos comprometidos em manter essa parceria e apoiar a transição energética para todos os brasileiros.”

A empresa norte-americana presta serviços de regaseificação no Brasil nos terminais de importação de GNL da Petrobras desde 2012. Além do Sequoia, a FSRU Experience da Excelerate está atualmente prestando serviços de regaseificação no Brasil.

Manter uma presença contínua no mercado brasileiro é parte fundamental da posição estratégica da Excelerate como um

Pelo acordo, que terá início em 1º de janeiro de 2024, a Excelerate continuará a implantar o FSRU Sequoia para fornecer serviços de regaseificação no Brasil, principalmente no terminal de regaseificação da Bahia, em Salvador.

No início deste ano, a Excelerate concluiu a compra do FSRU de 173.400 metros cúbicos, que foi entregue como uma nova construção à sua frota em junho de 2020 sob um afretamento a casco nu de cinco anos.

Comentando o acordo com a Petrobras, Steven Kobos, presidente e CEO da Excelerate, disse: “O Brasil é um



Foto: Divulgação

backstop confiável para o sistema energético do país, para o qual a energia renovável intermitente contribui com aproximadamente 85%, afirmou a empresa.

Além disso, o último acordo também destaca o compromisso da Excelerate Energy em usar sua frota flexível de FSRU para aumentar a segurança e a confiabilidade energética para seus clientes em todo o mundo. O acordo também expande o negócio principal de regaseificação da empresa, o que permite maior visibilidade dos lucros e fluxos de caixa previsíveis de curto e longo prazo.

No ano passado, a Excelerate Energy assinou um contrato vinculativo de construção naval com o estaleiro sul-coreano Hyundai Heavy Industries (HHI) para um novo FSRU. A nova construção terá capacidade de armazenamento de 170 mil metros cúbicos e tem entrega prevista para junho de 2026.



Foto: Divulgação

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 Deste - 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/>

Fomos 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 Sete de Março, 370
- Bonsucesso
Cep: 21043-030 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 2560-4286 / 96448-0102
e-mail: vesper@vesper.ind.br
Site: <https://www.vesper.ind.br/>



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/>



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>

F abricamos:

- Exaustores Axiais Vesper EX
- Exaustores Centrifugos Vesper EX
- Ventiladores Vesper EX
- Exaustores e Ventiladores Vesper EX Portáteis
- Fabricamos Modelos sobre Encomenda EX

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.

R ESINA - 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.: R. Frederico Lagassa, 30, Sl. 408
Edif Scheila - Gurigica
Cep: 29046-050 Vitória ES
Tel.: (11) 3064-3588 / (27) 99947-6857
e-mail: marcelo@mhamsi.com.br
Site: <https://www.pgpitech.com/>

P ara atender ao mercado nacional e internacional SaaS, foi criada a empresa spin-off PGPI Asset Integrity Engenharia LTDA, originada da visão empreendedora de seu fundador Marcelo Hamsi, Engenheiro civil, formado pela Universidade Mackenzie e com uma sólida carreira em empresas de engenharia, de montagens industriais e de multinacionais do segmento químico; nasceu em 1990, a M.HAMSI Engenharia e Consultoria Ltda, uma empresa de engenharia especializada na gestão completa dos processos de manutenção industrial. Os serviços desenvolvidos pela empresa abrangem ontagens eletromecânicas, instalações elétricas e hidráulicas, projetos e execuções de obras civis e terceirização de manutenção. De olho no potencial do mercado de manutenção da pintura, a empresa desenvolveu o PGPI® – Programa para gestão da pintura e isolamento, uma solução pioneira e inovadora, com tecnologia própria, que atua na gestão de projetos de manutenção da pintura industrial e isolamento térmico, atuando de forma sistêmica e online, oferecendo ferramentas para o controle dos serviços de manutenção contratados permitindo rastreabilidade, aumento da eficiência e redução de custos. Para atender ao mercado nacional e internacional SaaS (Software as a Service), foi criada, em 2018, a empresa PGPI Asset Integrity Engenharia Ltda., capitaneando o negócio PGPI®. Já atua em todo território nacional, está preparada para expandir seus serviços para o mercado internacional.

Nosso Portfólio: [PGPI Pitch \(PT\)](#), [Portfólio PGPI](#), [Networking PGPI](#), [TI do PGPI](#)



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.: 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.

fornecedores: produtos/serviços



End.: Av. Presidente Wilson, 4382
- Vila Independência
Cep: 04220-001 São Paulo SP
Tel.: (11) 2101-9000/04/08/09/63/06/13
e-mail: vendas@metalinox.com.br
Site: <https://www.metalinoxsp.com.br/>

Atendemos a todo o mercado industrial brasileiro de Óleo-Gas e petroquímico, com barras de aços inoxidáveis especiais importados da Europa. Produtos de alta qualidade, desempenho garantido e assistência metalúrgica de pré e pós-venda. A Metalinox Cogne está capacitada com um grande estoque de produtos para fornecimento imediato direto de São Paulo, todos certificados com as normas NACE, Norsok e ASTM. Dentre os produtos disponíveis estão em estoque permanente, os aços AISI 316L, 630 (17-4PH), Duplex (UNS 31803), Superduplex (UNS 32750/32760), em diversas dimensões desde 20 até 400 mm de diâmetro. A inovação da empresa é a disponibilidade de bitolas retangulares e quadradas dirigidas à fabricação de peças e componentes de ANM (árvore de natal molhada). Dentre os materiais disponíveis a empresa já possui um estoque de Ligas de Níquel INCONEL 625 e 718 que abastece os grandes players do Óleo e Gas brasileiro. A Metalinox Cogne, através do seu departamento de engenharia do produto está capacitada a realizar a melhor seleção de matérias-primas e oferece ao mercado também peças usinadas sob desenho para atender às especificações mais rigorosas de resistência à corrosão (CRA) e propriedades mecânicas.

Consulte-nos e visite o nosso site: www.metalinox.com.br



End.: Rua Ibitinga, 670 - Vila Bertioga
Cep: 03186-020 São Paulo SP
Pabx: (11) 2021-7202 **Fax:** (11) 2021-7203
e-mail: vendas3@magral.com.br
Site: <http://www.magral.com.br>

O Grupo Magral tem presença expressiva no mercado brasileiro há três décadas, fornecendo soluções e produtos de alta tecnologia para o controle de movimentos e fluidos, atendendo desde o fabricante original até mercado de reposição. A Magral conta com fabricação própria de equipamentos e distribuição de componentes fabricados por empresas líderes do mercado mundial.

- Div.Motion Control: Dispositivos, componentes para automação industrial

Amortecedor Hidráulico p/impacto; Amortecedor a Gás; Isolador de Vibração; Mola Pneumática; Cilindros, Conexões, Válvula e Acessórios Pneumáticos. **Serviços:** Assistência Técnica; Manutenção e Reparo; Projetos e Dimensionamento; Testes Hidrostáticos e de Flushing; Start-Up, Comissionamento e Treinamento.

- Div.Fluid Control: Equipamentos e projetos para aplicações hidráulicas e pneumáticas de baixas a altíssimas pressões para indústria em geral e Petróleo & Gás

Bomba Hidropneumática; Equip.p/teste Hidrostático;Booster p/gás; Amplificador p/ar Comprimido; Acumulador Hidráulico; Unidades de Flushing; H.P.U.s; Conexões, Válvulas e Dispositivos p/altas pressões. **Ambas amparadas por serviços de Assistência Técnica; Manutenção e Reparo; Projetos e Dimensionamento.** Portfólio Magral, [CLIQUE AQUI](http://www.magral.com.br)



End.: Praça Quinze de Novembro, 20
- Centro
Cep: 20010-010 Rio de Janeiro RJ
Tel.: (21) 96463-4256 / 96488-0520
e-mail: ricardo@rpocomercioexterior.com.br
Site: <http://www.rpocomercioexterior.com.br/>

A RPO Comércio Exterior atua no mercado de câmbio com uma equipe experiente e tendo em sua carteira empresa de diversos portes com operações no Brasil e exterior.

Segmentos:

- Aduaneiros
- Construção Civil e Arquitetura
- Comércio Atacadista e Varejista
- Comunicação
- Consultoria, Assessoria e Treinamento
- Corretora de Seguros
- Energia
- Empreendimentos Imobiliários
- Empresas de Navegação
- Escritórios de Advocacia
- Escritórios de Contabilidade
- Indústrias
- Informática e Internet
- Óleo e Gás
- Publicidade e Propaganda
- Outros seguimentos

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



End.: Rua Micromazza, 1040 - Br 470
Km 168 - Bairro Solivo
Cep: 95334-000 Vila Flores RS
Tel.: (54) 3447-2700 / 3447-4300
e-mail: micromazza@micromazza.com
Site: <https://www.micromazza.com.br>

Fundada em 1993, A Micromazza é uma das principais fabricantes de válvulas esfera, atendendo a diversos mercados a nível mundial. A empresa oferece produtos, equipamentos e serviços para as indústrias de petróleo e gás. Seu processo industrial assegura uma verticalização total na cadeia produtiva, garantindo aos produtos índices próximos à 100% de conteúdo nacional. Os projetos de válvulas têm sua qualificação confirmada no Laboratório Técnico próprio, onde são realizados os testes Fire-Safe, resistência mecânica e ciclagem de válvulas, com o objetivo de garantir a eficiência, segurança e confiabilidade sob condições extremas de operação.

A Micromazza possui capacidade de se adequar e satisfazer as necessidades de seus clientes através da customização de seus produtos. O rápido crescimento da Micromazza nos mercados globais é a confirmação do compromisso da empresa com os clientes, primando sempre pela qualidade.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação Institucional.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nosso Catálogo de Produtos.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação de Fundidos.

[CLIQUE AQUI](#) e baixe nossa Apresentação de Reparo de Válvulas.



End.: Rua Goiatuba, 81
- Jd. Mutinga
Cep: 06465-010 Barueri SP
Tel.: (11) 4208-1700
e-mail: ascoval@emerson.com
Site: <https://www.emerson.com>

Nosso foco é atender as aplicações mais robustas para resolver os problemas mais desafiadores.

As soluções da Emerson oferecem inovação, confiabilidade, adaptabilidade e velocidade para acompanhar as demandas crescentes do mercado. À medida que cada vez mais indústrias exigem aplicações de controle de fluidos e soluções pneumáticas, reunimos o melhor de todas essas tecnologias em um só lugar.

Nossas melhores linhas de produtos ASCO™, AVENTICS™, TESCOM™ e TopWorx™ atendem as mais amplas aplicações da indústria com especificações técnicas que garantem o melhor desempenho dos processos, a máxima eficiência energética e preocupação com o meio ambiente. Consulte nossos especialistas. Vamos juntos antecipar o futuro.

Emerson. Go Boldly™



End.: Rua Jupiter, 10 - Loja 5
Novo Cavaleiros
Cep: 27930-150 Macaé RJ
Tel.: (22) 2021-1056
e-mail: oilparts@oilparts.com.br
Site: <https://www.oilparts.com.br/>

OILPARTS, empresa com 20 anos de atuação no mercado de oil, gás e energia, tem atendido os principais players deste seguimento, fornecendo os mais variados tipos de válvulas, desde as de simples aplicação até as de aplicações mais específicas e complexas, tanto manuais como operadas por atuadores, elétricos, hidráulicos e pneumáticos. Com profissionais com grande experiência, temos atendido nossos clientes, nas fase de projeto/ Manutenção/Shut Down e Serviços de Testes e Reparos.

- VALVULAS ESFERA TRUNNIONS E FLOATING
- VÁLVULAS ESFERA PÍGAVEIS
- VÁLVULAS ESFERA DOUBLE BLOCK AND BLEED
- VÁLVULAS BORBOLETA CONCÊNTRICAS/BI-EXCÊNTRICAS E TRI-EXCÊNTRICAS
- VÁLVULAS API 6A (GATE/CHOKES/CHECK)
- VÁLVULAS ESFERA SUB SEA
- VÁLVULAS PARA INSTRUMENTAÇÃO ANILHA DUPLA
- VÁLVULAS PARA INSTRUMENTAÇÃO ALTA PRESSÃO 60.000 PSI
- VÁLVULAS DE SEGURANÇA

Consulte-nos: oilparts@oilparts.com.br

fornecedores:

produtos/serviços



End.: Rua Aracati, 162
- Penha
Cep: 03630-000 Macaé RJ
Tel.: (11) 2092-6300
e-mail: contato@icaterm.com.br
Site: <https://www.icaterm.com.br/>

A icaterm atua desde 2001 no mercado de Caldeiras, Aquecedores e Queimadores, disponibiliza uma linha de equipamentos diferenciados de alta qualidade oriundos de empresas renomadas mundiais, com a responsabilidade de oferecer aos clientes, as melhores soluções energéticas e de combustão para processos diversos e os melhores equipamentos, sempre visando a melhor solução, o menor consumo, a maior segurança e a satisfação na relação custo benefício do investimento.

Atualmente trabalhamos com queimadores monobloco de tecnologia Alemã que variam de 25.800 kcal a 10.000.000 Kcal/h para utilização de combustíveis como Gás Natural, GLP, Óleo Diesel e Óleo BPF e agregados que utilizam componentes universais altamente qualificados e renomados tais como, programadores de Chama Modelos LGB-21 e 22, LOA-21 e 24 e a linha LFL Siemens, Válvulas de Gás Dungs e Madas e demais componentes Siemens, Dungs e Telemecanique, de fácil acesso no mercado. Na área de produção de vapor, fornecemos a mais alta tecnologia, colocando a disposição do cliente Geradores de Vapor à Prova de Explosão atendendo a todas as normas e certificações mundiais, produzidos pela Clayton, com matriz nos USA e fábricas no México e Bélgica. Com capacidades entre 154 Kg/h e 23 Ton de produção de "vapor seco", operam com pressões de trabalho até 200 bar.

SUA MARCA

ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:



ASDO heavy lifting & mooring

Hannöversche Straße 48
44143 Dortmund
Germany
Phone number: +49 231 5 17 01-0
E-mail address: shackles@asdo.de
Website: www.anker.de

A nker Schroeder has been forging steel for over a century and large heavy duty shackles have been manufactured in Dortmund for over 60 years. If you are looking for high-quality heavy-duty shackles for your industrial, construction or offshore needs, then look no further than ASDO heavy-duty shackles. Our shackles are designed to provide superior strength and safety, ensuring reliable and secure load lifting and transportation. ASDO heavy-duty shackles are made with only the best quality materials, including high-grade and alloy steel, to resist wear and extreme weather conditions. They are available in various sizes and specials can be made to suit your specific lifting or anchoring needs.

The ASDO production process is zero-waste, optimised, and flexible, which makes the manufacturing of even custom-made shackles cost-effective. Whether you need them for rigging, towing, anchoring or heavy lifting, ASDO heavy-duty shackles can handle it all. We provide different types of shackles, such as:

- Anchor shackles
- D-Shackles
- Chain shackles
- Bow shackles

SUA MARCA

ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS:



K. LUND do Brasil

- an Imenco company

End.: Rua do Torrasta, S/N – Lote 3
- Quadra H – ZEN
Cep: 28899-016 Rio das Ostras RJ
Tel.: (22) 99221-9007
e-mail: rhca@kl-offshore.com.br
Site: <https://kl-offshore.com.br/>

K. LUND-IMENCO is norwegian company established in Brazil since 2005 and all our business is related to the Oil&Gas market. Offering solution for lifting and cargo handling equipment rental of load, we have the biggest rental fleet of equipments such pneumatic, hydraulic, electric winches up to 30ton, manual, electric and pneumatic hoist and trolley up to 25ton and accessories, all tested and certificate.

We have a very good technical team with large experience to perform repair/maintenance, inspection and load tests of hydraulic and pneumatic equipments such Pull In/Anchor winches, cranes, overhead cranes and their systems as well. Also we have a large rental department of lifting equipment ready for shipment.

SUA MARCA

ANUNCIE AQUI

APRESENTAÇÃO / PRODUTOS E SERVIÇOS: