



PPSA
PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

GOVERNO FEDERAL
BRASIL
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

Resultado dos Contratos de Partilha de Produção

Para o Brasil



Society of Petroleum Engineers



Leandra Ribeiro de Oliveira e Silva
Assessora de Planejamento Estratégico

A apresentação institucional da PPSA é baseada em informações atuais e confiáveis. No entanto, não fazemos nenhuma declaração ou garantia de qualquer tipo, expressa ou implícita, com relação a sua precisão e integridade, e não se deve confiar nelas como tais.

Os leitores são alertados de que essas declarações são apenas projeções e podem diferir substancialmente dos resultados ou eventos futuros reais. Os dados, as informações, as projeções e as opiniões expressas durante a apresentação estão sujeitos a alterações sem aviso prévio.



O Brasil é um importante player no setor de O&G global



7º

Maior produtor de petróleo
(IEA, Oil Market Report April 2025)

País	MMbpd
EUA	20.58
Rússia	10,44
Arábia Saudita	9.01
Canadá	6.28
China	4.48
Iraque	4.32
Brasil	3.63
Irã	3.29

O Brasil vem se consolidando como um ator relevante na exportação de petróleo



2024:
1.75 MM bpd

52% da Prod. Total

Jan – Maio 2025:
1.8 MMbpd

 China	44%
 EUA	14%
 Espanha	11%
 Holanda	7%
 Portugal	5%
 Chile	4%
Outros	15%



R\$99B
em participações governamentais em 2024 (ANP)

R\$270.3B
em tributos & PG que a Petrobras pagou em 2024 (64% produção)



R\$4.2B
Em obrigações de investimentos em PD&I em 2024 (ANP)

O E&P em números



Produção:

3,95

milhões bpd de
produção de óleo
(Julho 2025)

190

milhões m³/d de
produção de gás
(Julho 2025)



Reservas:

24B

bbl em reservas 2P
de óleo
(Dez 2024)

448B

m³ em reservas 2P
de gás
(Dez 2024)



~23%

Fator de
Recuperação (2P)



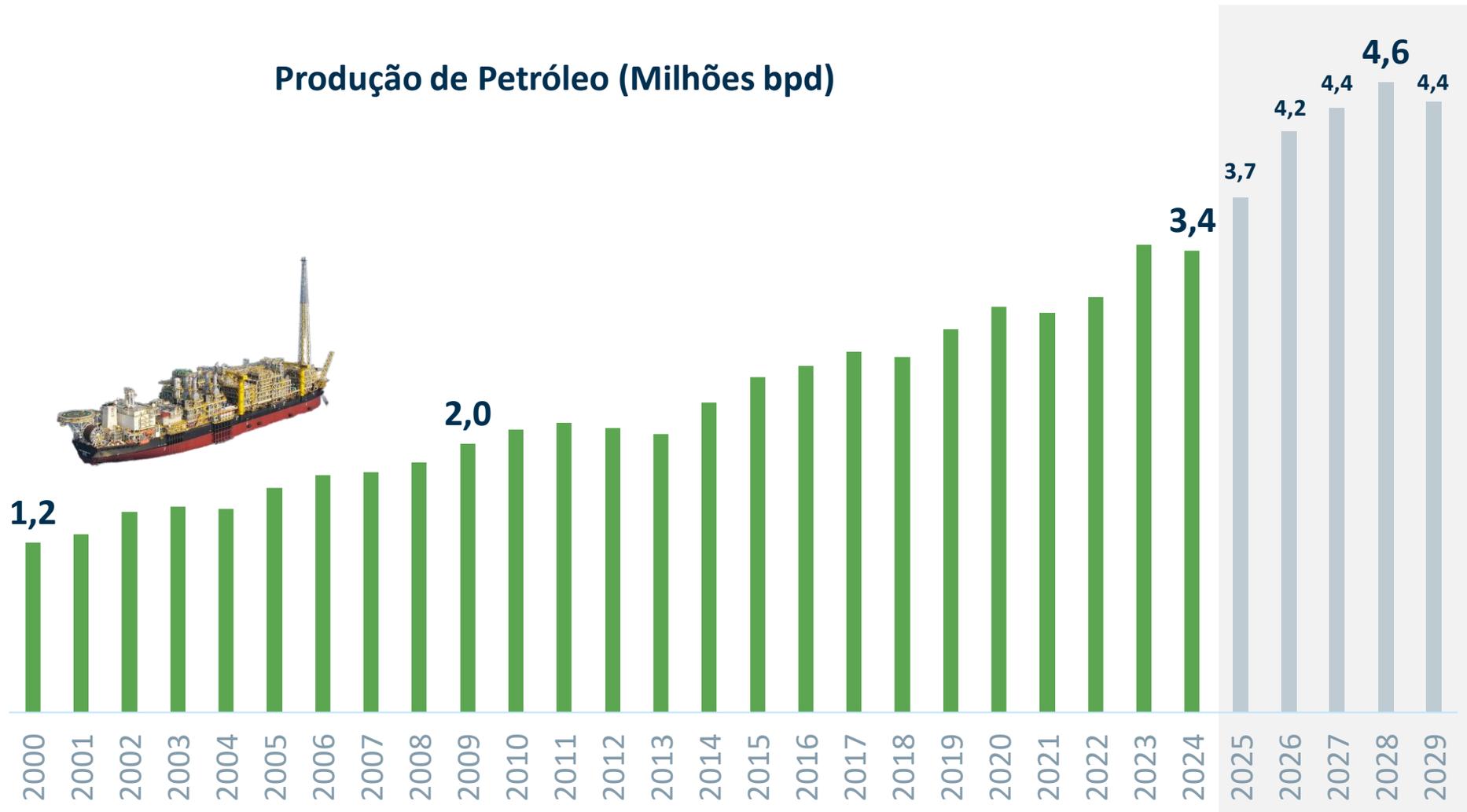
Reservas do Pré-Sal
correspondem a
82% das reservas
provadas do Brasil



A produção de petróleo no Brasil vai continuar crescendo...

Estimativa

Produção de Petróleo (Milhões bpd)



Fonte: ANP



95%

Da produção de O&G é **offshore**
(97,5% se considerar só o óleo)



79%

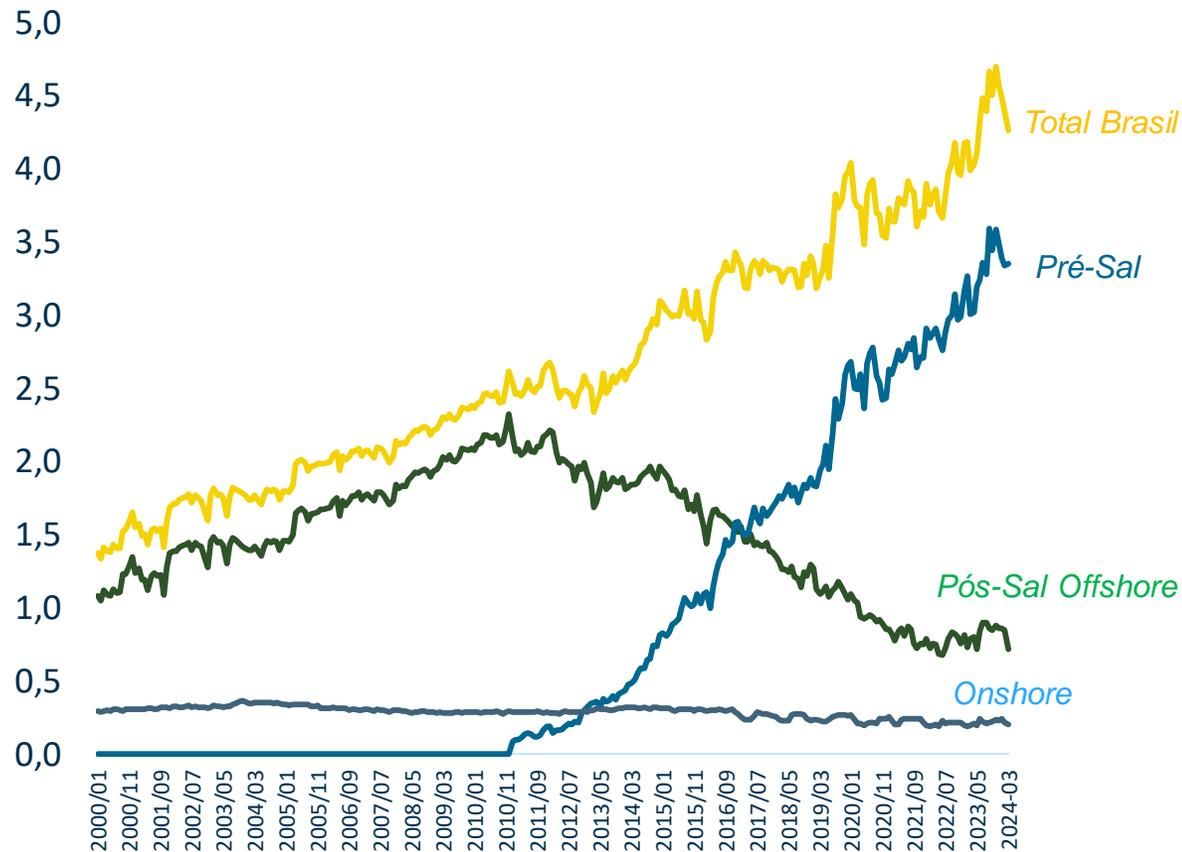
Da produção vem do **pré-sal**

O Pré-sal é o principal responsável pelo crescimento da produção

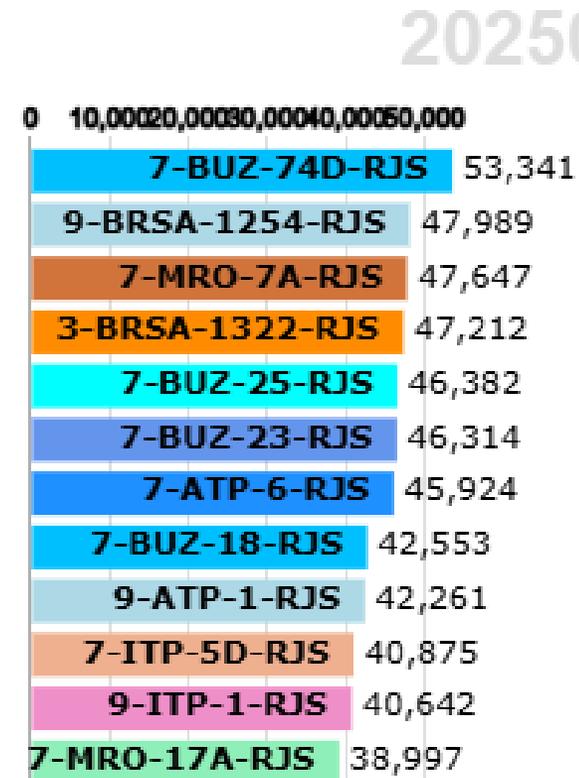
Os principais campos do pré-sal têm tripla resiliência (técnica, econômica e ambiental)

~100 bilhões de barris de óleo in place foram descobertos no pré-sal da Bacia de Santos e são comerciais (15Bboe de reservas provadas)

Produção de óleo e gás no Brasil (Milhões boe/d)



Poços de alta produtividade (Mbpd)



Fonte: ANP

Fonte: ANP

Investimentos significativos serão realizados em 2025-2029



USD **123B**

Em investimentos previstos no Brasil em E&P (2025-2029)

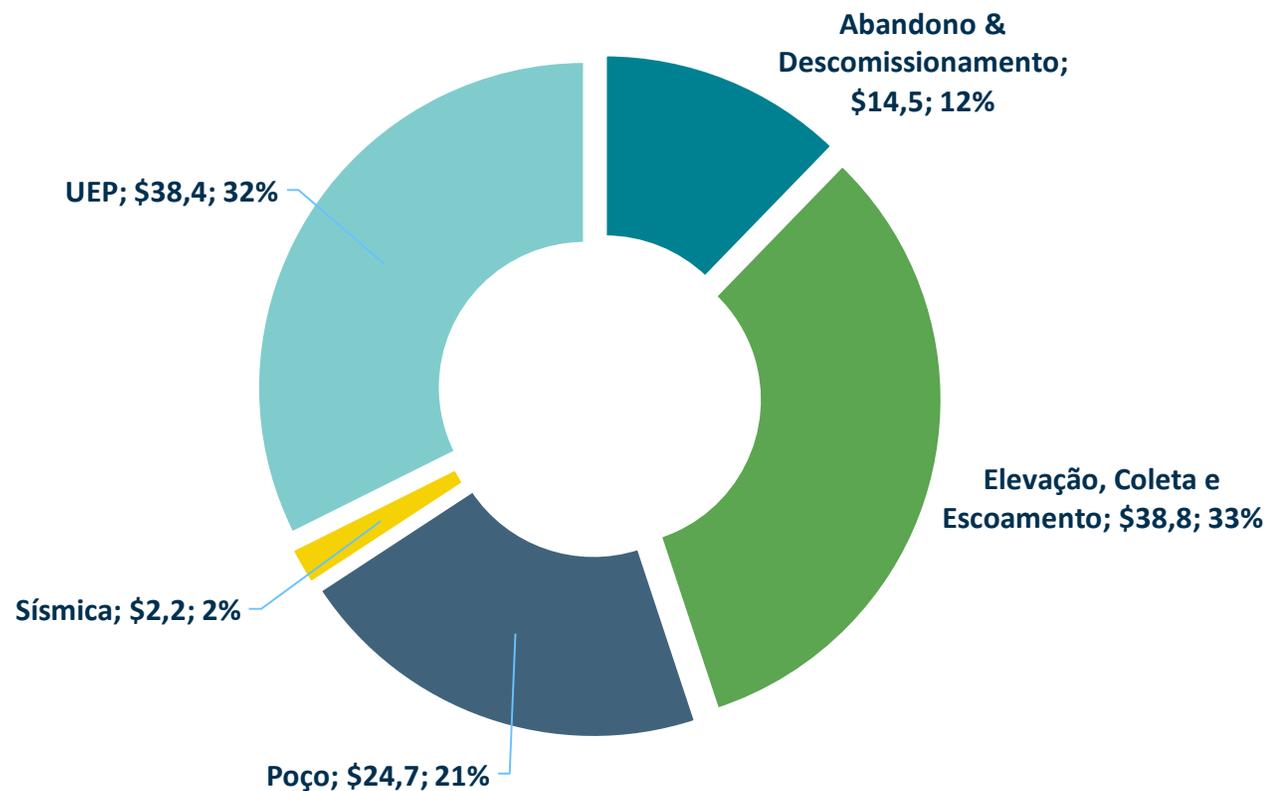
97%

Dos investimentos serão offshore

>60%

UEP e Subsea

Distribuição dos Investimentos Offshore



#A PPSA e os contratos de Partilha

Atuação da PPSA

ATUAMOS
REGULARMENTE
EM TRÊS FRENTES:



Gestão dos contratos de
partilha de produção



Representação da União nos acordos de
individualização da produção (Unitização)



Gestão da comercialização de
petróleo e gás natural da União

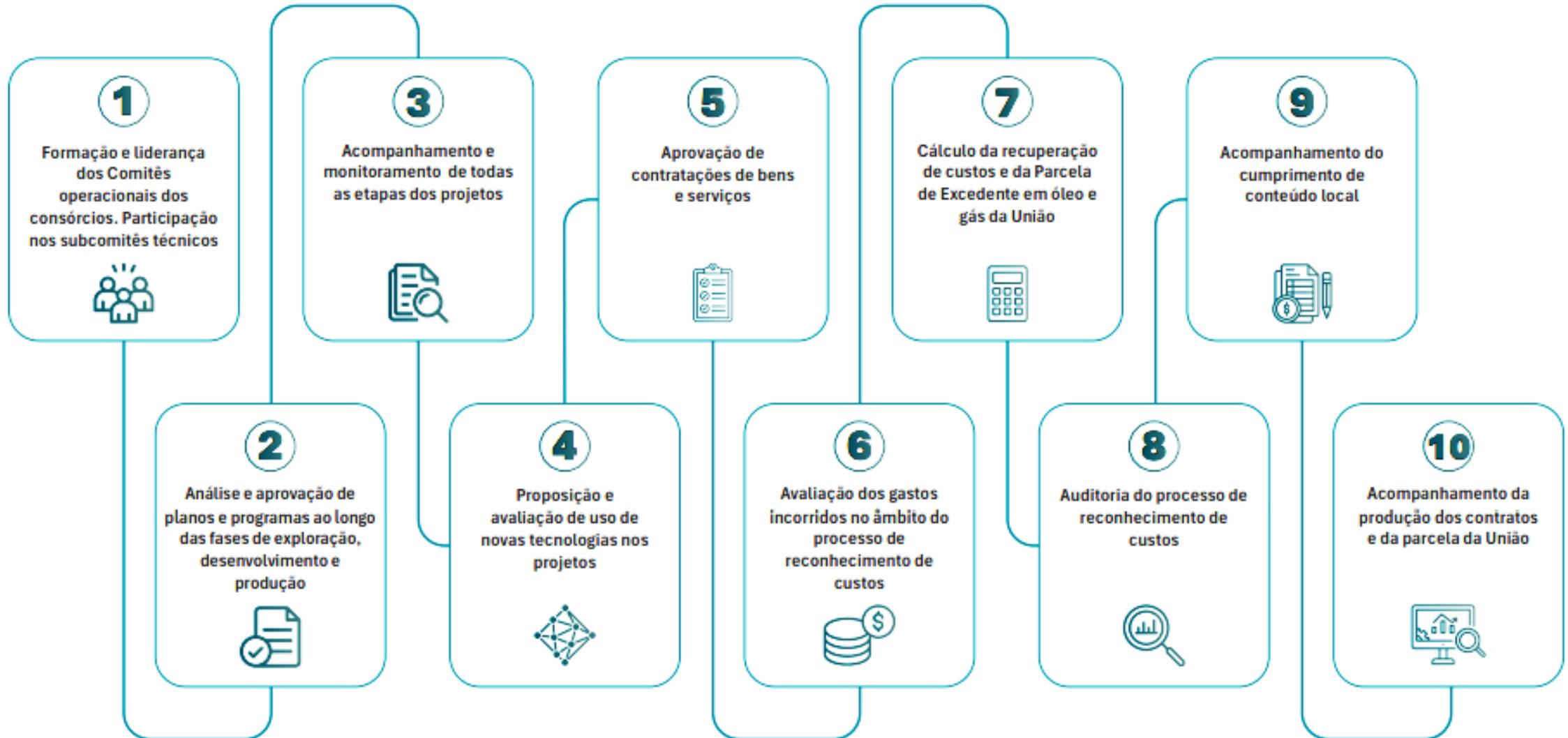
Histórico do regime de partilha



Projeto típico de petróleo

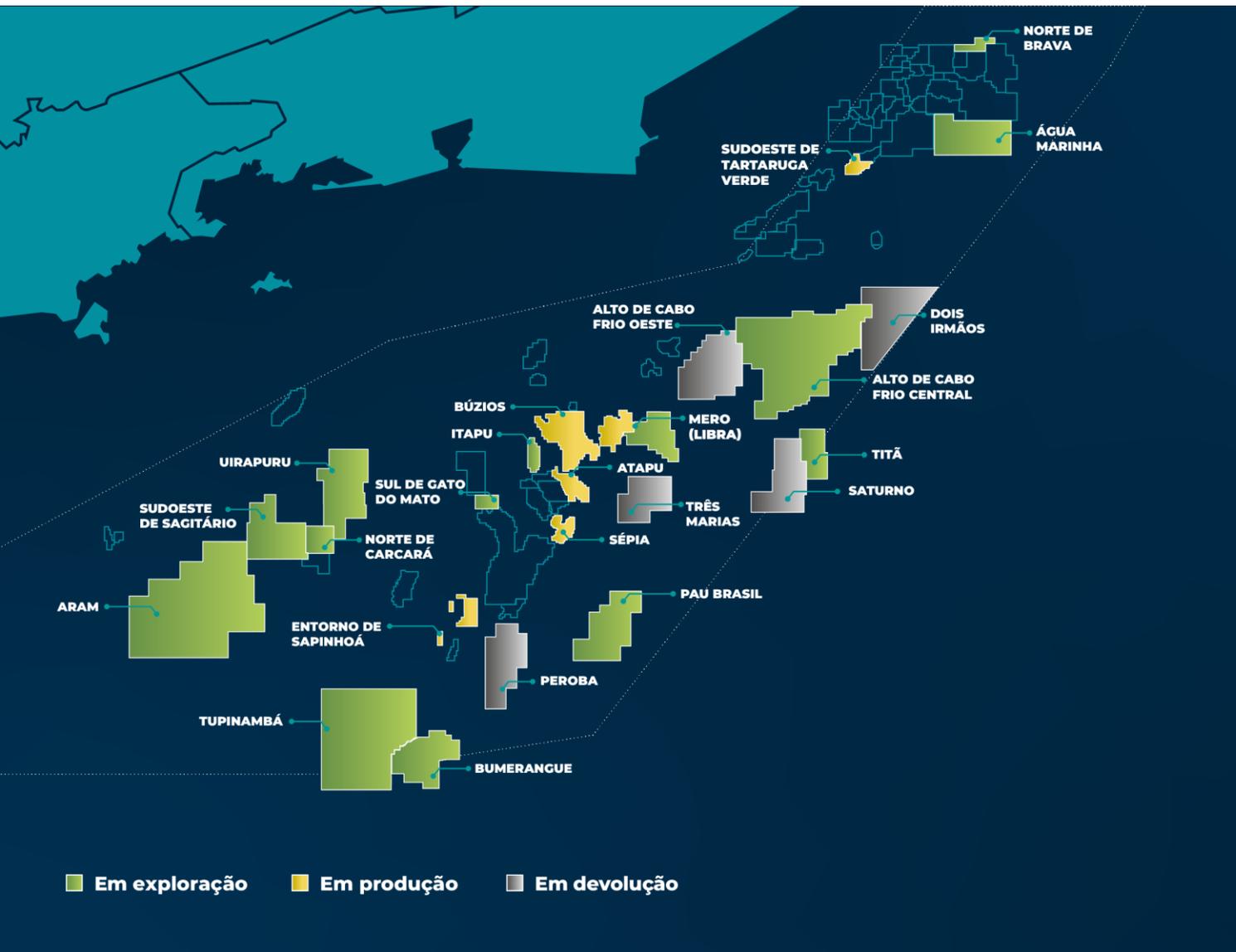


Como atuamos na gestão dos contratos



O regime de partilha foi estabelecido em 2010

A PPSA é responsável pela gestão dos contratos, negociação dos AIPs dentro do polígono e pela comercialização do O&G da União



9

Contratos Comerciais,
de 24 assinados

1,31 milhão

Bpd de produção de óleo
(Maio 2025)

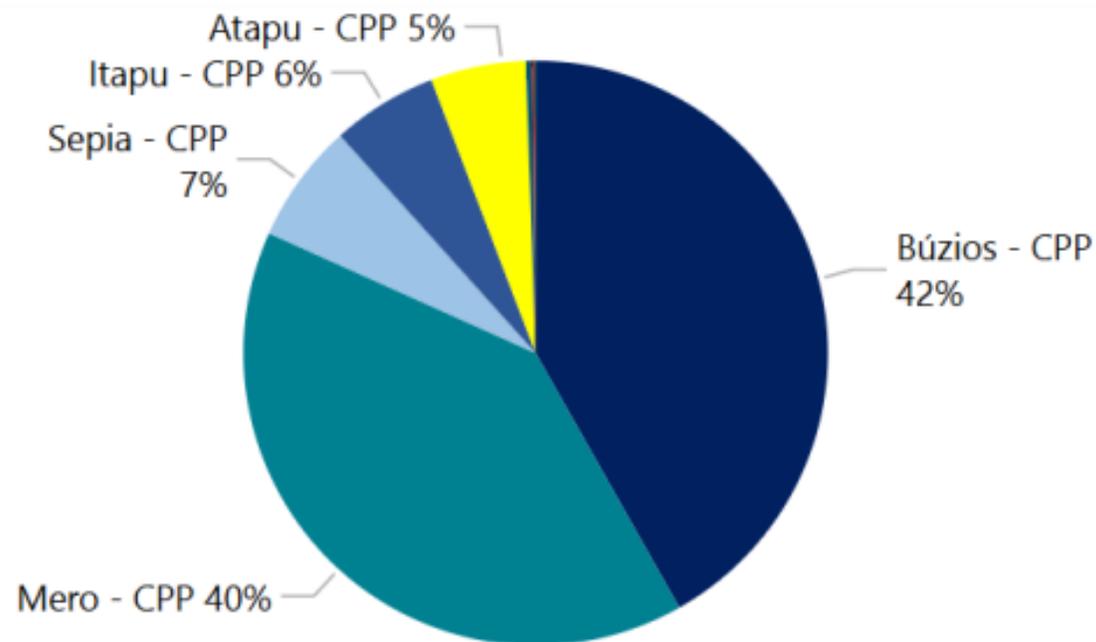
33%

da Produção
Nacional

45%

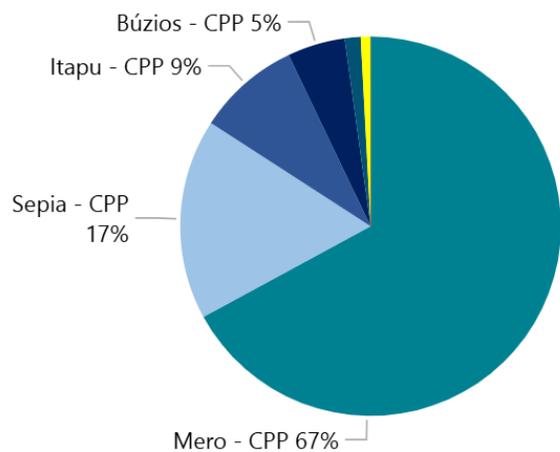
das Reservas Totais

Divisão da produção total em regime de partilha (julho 2025)

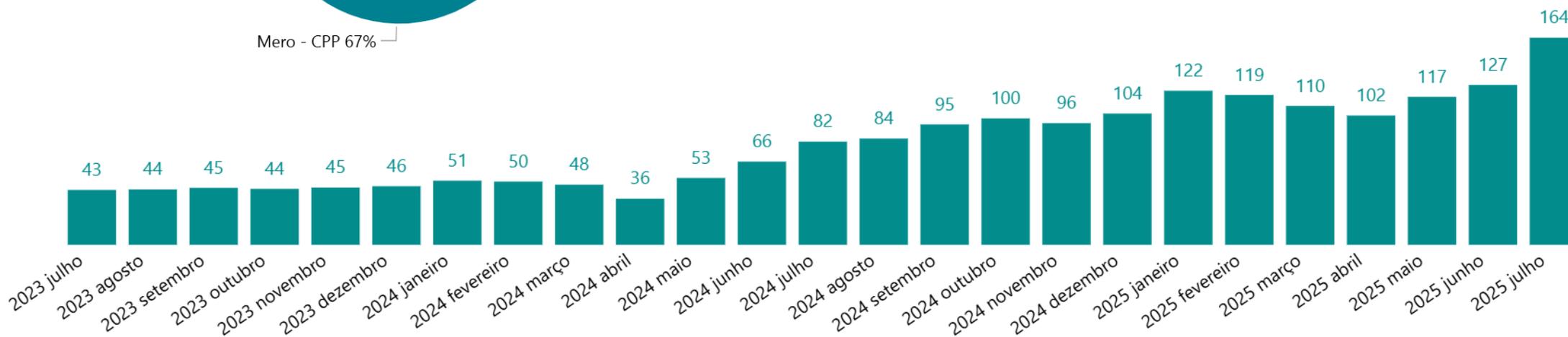


Outros: Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste

Produção da União



Parcela de Óleo da União (Mbpd)



MAIORES PRODUTORES DE ÓLEO - JULHO/2025

			K BBL/d				K BBL/d
1°		PETROBRAS	2.393	7°		GALP	98
2°		SHELL	412	8°		CNPC	75
3°		TOTAL	181	GALP 9°		EQUINOR	61
4°		PPSA	164	10°		PETRONAS	45
5°		PRIO	100	11°		REPSOL	42
6°		CNOOC	103	12°		ENAUTA	28

Fonte: ANP

Marcos 2025



Entrada em produção do **FPSO Marechal Duque de Caxias** em maio de 2024, em **Mero**, e alcançou topo de produção em maio de 2025.



O **FPSO Almirante Tamandaré** entrou em produção em fevereiro de 2025 no Campo de **Búzios**. Em agosto, alcançou a marca de **225 mil barris/dia**, atingindo o **maior volume diário de produção** por unidade da história da Petrobras.



FPSO Alexandre de Gusmão iniciou, em maio de 2025, operação no Campo de **Mero**.

O que vem por aí



O **FPSO Bacalhau** chegou ao campo em **fevereiro de 2025** e inicia em breve a operação. Será um dos **maiores navios-plataforma instalados no mundo, com capacidade de 220.000 bpd** e o primeiro a ser operado por companhia estrangeira no pré-sal (**Equinor**).



O navio-plataforma **P-78** deixou, em julho, o estaleiro Benoi, em Singapura, rumo ao campo de **Búzios**. A P-78 possui capacidade de produção de 180 mil barris de óleo. **O primeiro óleo está previsto para dezembro/2025**



Estão contratados junto à Seatrium O&G Americas Limited, os navios-plataforma **P-84 e P-85**. As duas unidades serão próprias e instaladas, respectivamente, nos campos de **Atapu e Sépia**, com início de produção previsto entre 2029 e 2030.

Descobertas



A Petrobras confirmou, em fevereiro, a presença de óleo com a perfuração do poço 9-BUZ-99D-RJS, localizado na região oeste do campo de **Búzios**. Trata-se de uma nova acumulação em uma zona inferior ao reservatório principal.



A Petrobras informou, em março, que identificou a presença de petróleo de excelente qualidade e sem contaminantes no pré-sal da Bacia de Santos, em poço exploratório no bloco **Aram**. O poço 4-BRSA-1395-SPS está a 245 km da cidade de Santos (SP), em águas com profundidade de 1.759 metros.



A Petrobras informou, em março, que identificou a presença de hidrocarbonetos no pré-sal da Bacia de Campos, em poço exploratório no bloco **Norte de Brava**. O poço 1-BRSA-1394-RJS está localizado a 105 km da costa do estado do Rio de Janeiro, em profundidade d'água de 575 metros.

Descoberta e novo investimento



A **bp** anunciou, em agosto de 2025, uma descoberta de petróleo e gás natural no bloco **Bumerangue**, localizado na Bacia de Santos, a cerca de 404 km da costa do Rio de Janeiro. O bloco é operado integralmente pela bp sob regime de partilha de produção. A PPSA é a gestora do contrato.



A **Shell Brasil Petróleo Ltda.** tomou a **Decisão Final de Investimento (FID) para Gato do Mato**, um projeto em águas profundas na área do pré-sal da Bacia de Santos. O Consórcio Gato do Mato inclui a Shell (50%), Ecopetrol (30%), TotalEnergies (20%) e a PPSA como gestora.

Novos FPSOs

O QUEM VEM POR AÍ

Nossos estudos estimam
o início de operação de
11 FPSOs até 2030



*Operação já iniciada



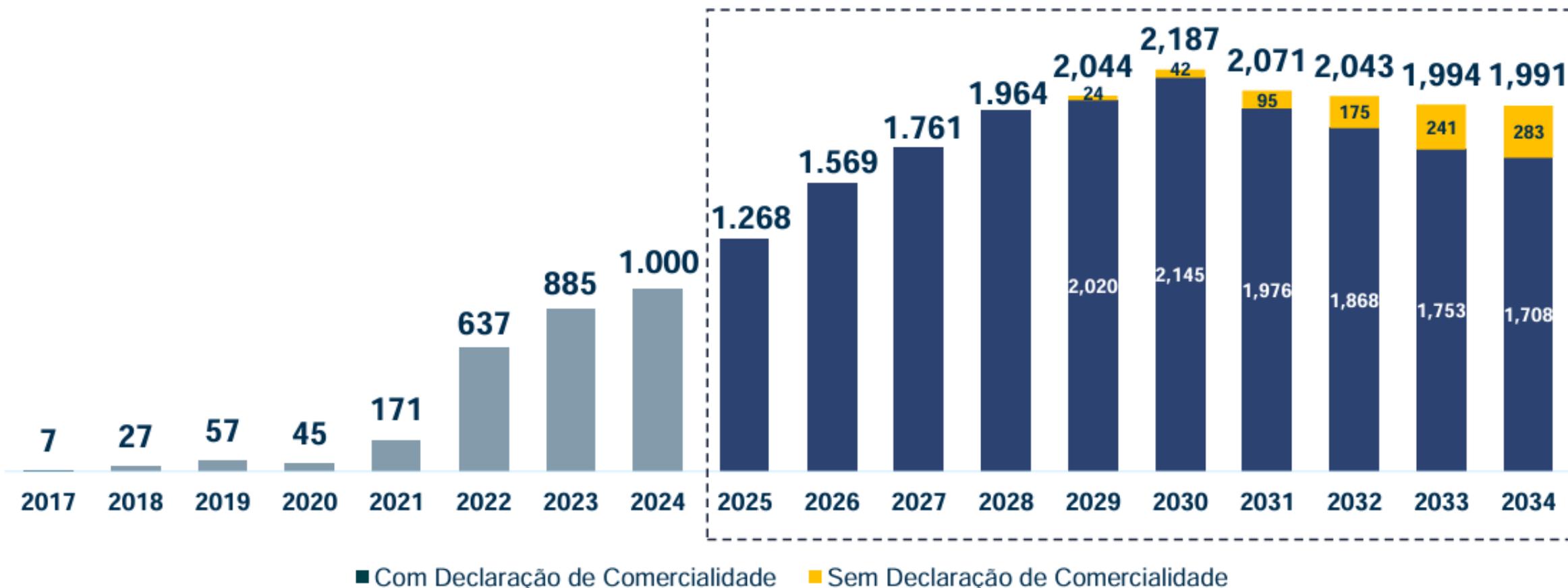
Com declaração de comercialidade



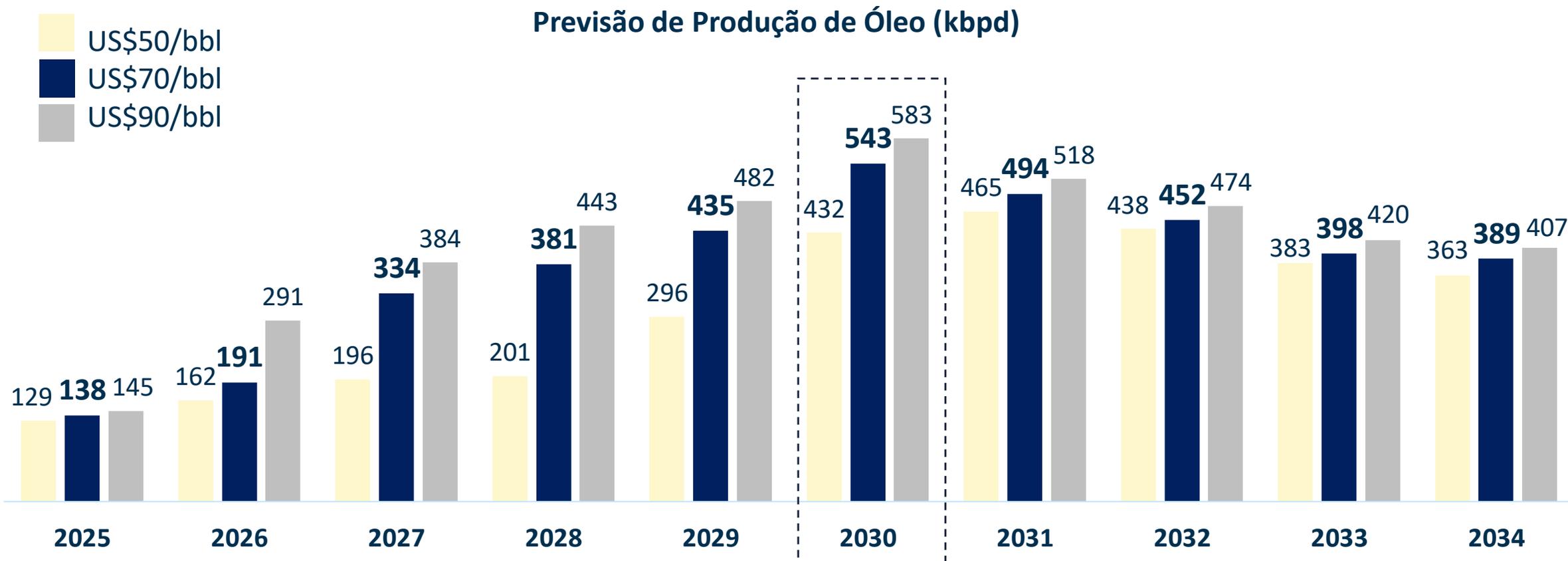
Sem declaração de comercialidade

A Produção de Óleo dos Contratos de Partilha vai duplicar...

Produção Total dos Contratos de Partilha (em mil bpd)

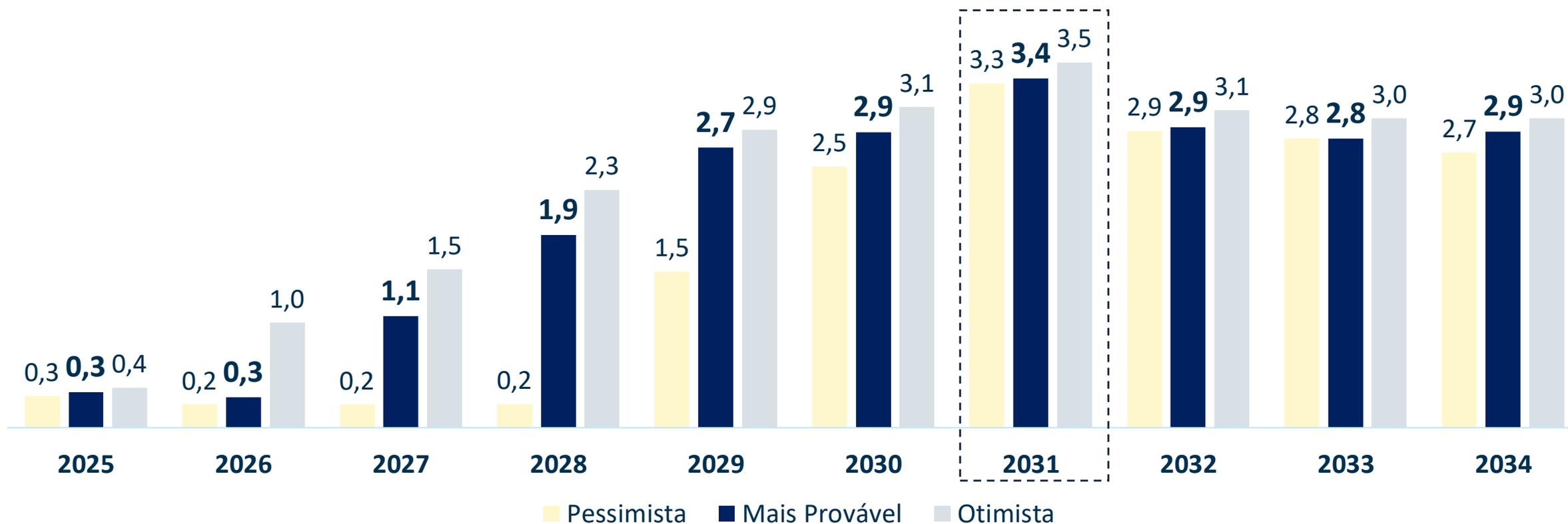


E a produção da União vai quintuplicar...



A produção de GÁS da União também vai aumentar significativamente

Estimativa de Gás Lucro da União (milhões m³/dia) – 9 CPPs Comerciais e AIPs



Produção é integralmente comercializada pela PPSA



74,5 milhões de barris de petróleo comercializados, em junho, na B3.

Potencial de arrecadação de **R\$ 28 bilhões** para os cofres públicos

Outros **2 leilões spot** realizados em 2025

#Sustentabilidade no regime de partilha

Descarbonização nos ativos offshore

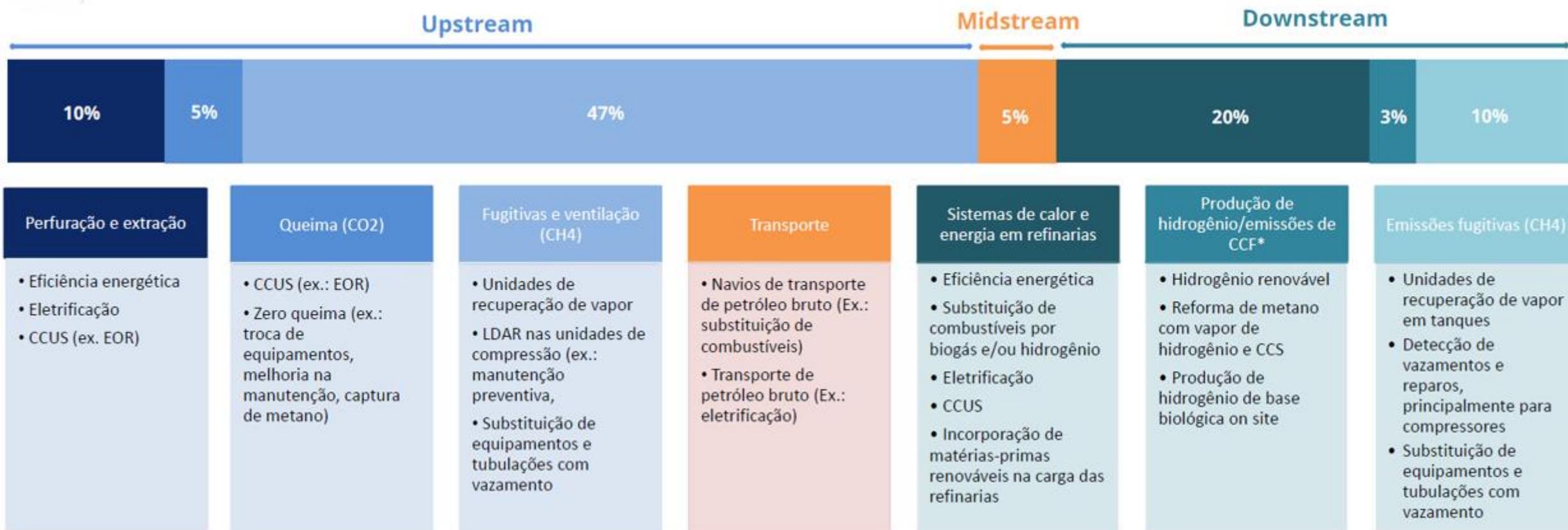
O Brasil segue fazendo seu dever de casa...

Contratos de Partilha



A Petrobras reduziu em **41%** suas emissões absolutas entre 2015 e 2023 (46 milhões de toneladas de GEE). A intensidade de emissão por barril produzido **caiu mais do que a metade desde 2009**, atingindo 14,2kgCO₂e/boe.

Tecnologias existentes podem reduzir grande parte das emissões do setor de O&G



*BECK, C et. Al. 2020. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>. Acesso em 05 mar. 2024

Fonte: International Energy Agency (IEA)

O esquema acima representa uma aproximação para o contexto mundial das emissões por cada segmento da cadeia do setor de O&G. Cada país possui particularidades que devem ser levadas em consideração.

Projetos de descarbonização

POR QUE É IMPORTANTE?

Reduzir as emissões de GEE é uma meta **aplicável a todo e qualquer projeto** do Exploração e Produção. Todavia, saber em que **fase** um projeto de E&P se encontra é **fundamental** para uma **escolha assertiva das medidas de mitigação**.

Os projetos podem ser divididos em **duas categorias**: os ainda em sua fase de planejamento (**greenfield**) e os projetos já em operação (**brownfield**).

PROJETOS GREENFIELD



Permitem **maior liberdade** na escolha das medidas, já que são projetos novos em que a intervenção se dá fase de planejamento



Maior Investimento Inicial e **tempo de retorno mais longo**, pois o prazo para a entrada em operação será maior

PROJETOS BROWNFIELD



A reutilização da infraestrutura existente pode reduzir os custos e diminuir o prazo para a entrada em operação



Menor flexibilidade na escolha das medidas, limitadas às alternativas que são aplicáveis a uma infraestrutura existente

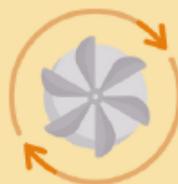
Tecnologias sugeridas para descarbonização

ELETRIFICAÇÃO



A **substituição de equipamentos movidos a gás natural por motores elétricos** reduz as emissões de combustão devido ao **menor consumo de combustíveis**, seja pela maior eficiência ou pelo suprimento por fontes de baixa emissão. Há ainda redução nas emissões fugitivas associadas a vazamentos, mas **desafios econômicos e tecnológicos** devem ser considerados.

TURBINA A CICLO COMBINADO



Os **geradores convencionais** (ciclo aberto) utilizados no processo de extração – que possui alta demanda energética - **podem ser acoplados a sistemas de recuperação de calor**, utilizado para geração de vapor que alimenta uma **turbina adicional** (ciclo combinado), fornecendo mais energia ao sistema e **aumentando sua eficiência**.

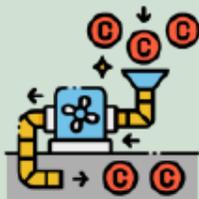
ELIMINAÇÃO/REDUÇÃO DA QUEIMA DE ROTINA



A **resolução ANP n.º 806 veda a queima e/ou perda de gás natural não associado e petróleo** de forma não excepcional. Já para o gás associado, o limite permitido é de até 2% (*offshore*) e 3% (*onshore*) para produção iniciada a partir de 2025. **Uma gestão mais rigorosa poderia eliminar a queima não emergencial em tochas.**

Tecnologias sugeridas para descarbonização

CCUS



A **captura, armazenamento e utilização de carbono (CCUS)** é uma estratégia que pode ser **aplicada ao longo da cadeia de produção e refino do óleo e gás**, principalmente para alcançar as ambições de zerar emissões líquidas. Uma das principais oportunidades está relacionada à **captura do CO₂ que seria ventilado, proveniente das plantas de processamento do gás natural.**

INSTALAÇÃO DE TOCHAS (FLARES)



Durante diversos procedimentos operacionais ocorre a **ventilação de metano** para a atmosfera. Como o metano é de **25 a 30 vezes mais impactante** em termos de aquecimento global (GWP-100) que o CO₂, opta-se pela **queima do CH₄ e conversão em CO₂**, liberando um GEE de menor impacto no curto prazo.

RECUPERAÇÃO DE GÁS DURANTE OPERAÇÕES



A circulação de **gases ricos em HCs¹** em dutos pressurizados tende a formar condensados, líquidos ricos em hidrocarbonetos voláteis. Para otimizar o fluxo de gás, o condensado é removido pela operação de **pigging**, durante a qual metano é ventilado para a atmosfera. O gás ventilado pode ser recuperado por meio de **sistemas de recuperação de vapor.**

Tecnologias sugeridas para descarbonização

SUBSTITUIÇÃO DE DISPOSITIVOS PNEUMÁTICOS



Os **dispositivos pneumáticos**, amplamente utilizados no segmento de E&P, são movidos por pressão de gás natural, o que resulta em **emissões significativas de metano** associadas devido à liberação de CH₄ por meio de **vazamentos**, que muitas vezes são de difícil identificação e reparo.

UNIDADES DE RECUPERAÇÃO DE VAPOR



Unidades de recuperação de vapor (VRU) são compressores capazes de **capturar as emissões fugitivas** decorrentes de equipamentos de armazenamento ou distribuição, devido à **volatilização dos compostos carbônicos** nos líquidos armazenados.

LDAR

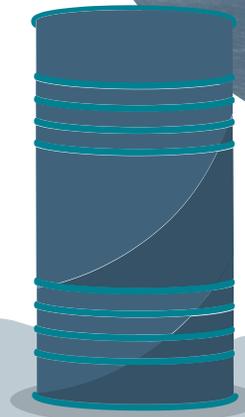


LDAR (do inglês, "*Leak Detection and Repair*") refere-se ao processo de **detecção e reparo de vazamentos**. Ele engloba várias técnicas e tipos de equipamentos e, ao identificar, mensurar e corrigir vazamentos, auxilia na **redução das emissões fugitivas**. O LDAR é aplicável ao longo de toda a cadeia produtiva do O&G.



#O futuro da produção

O quinquênio 2025-2029
 embora **mais desafiador** do
 que o quinquênio passado,
 engloba uma previsão de
produção crescente e
 uma previsão de
**investimentos
 significativos**



Mas, e o que
vem
depois?



É necessário continuar a exploração no polígono do pré-sal, mas é crucial abrir novas bacias de fronteira

Passado 

Presente 

- 1** Descobertas gigantes no pré-sal
- 2** Baixo risco no pré-sal
- 3** Aplicação de elevado government take

- 1** Descobertas menores
- 2** Riscos exploratórios com a média mundial
- 3** Parâmetros ajustados do BID

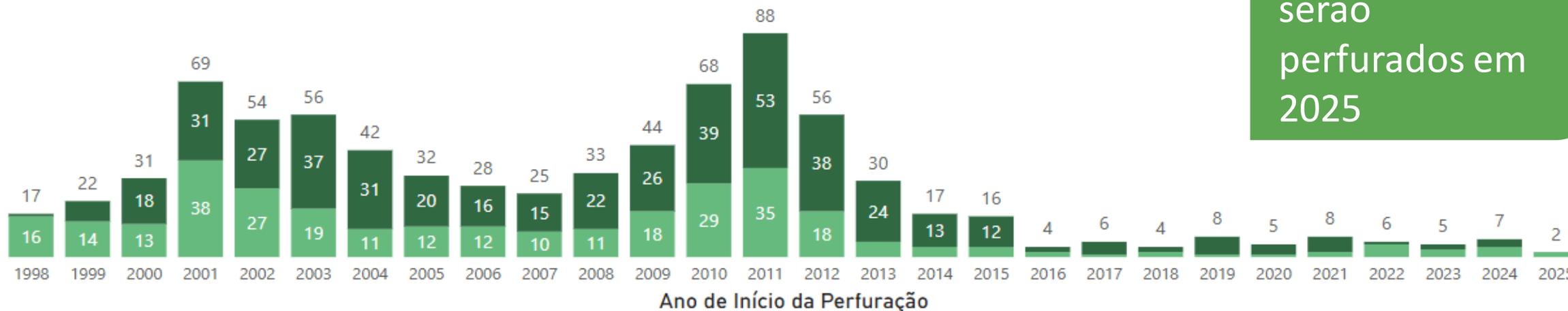
O Brasil precisa de abrir novas fronteiras como a Margem Equatorial e a Bacia de Pelotas para manter a sua produção no futuro...

A Perfuração de Poços Exploratórios no Brasil é decrescente...

Poços Exploratórios Offshore Perfurados



ENVIO ND ● Não ● Sim

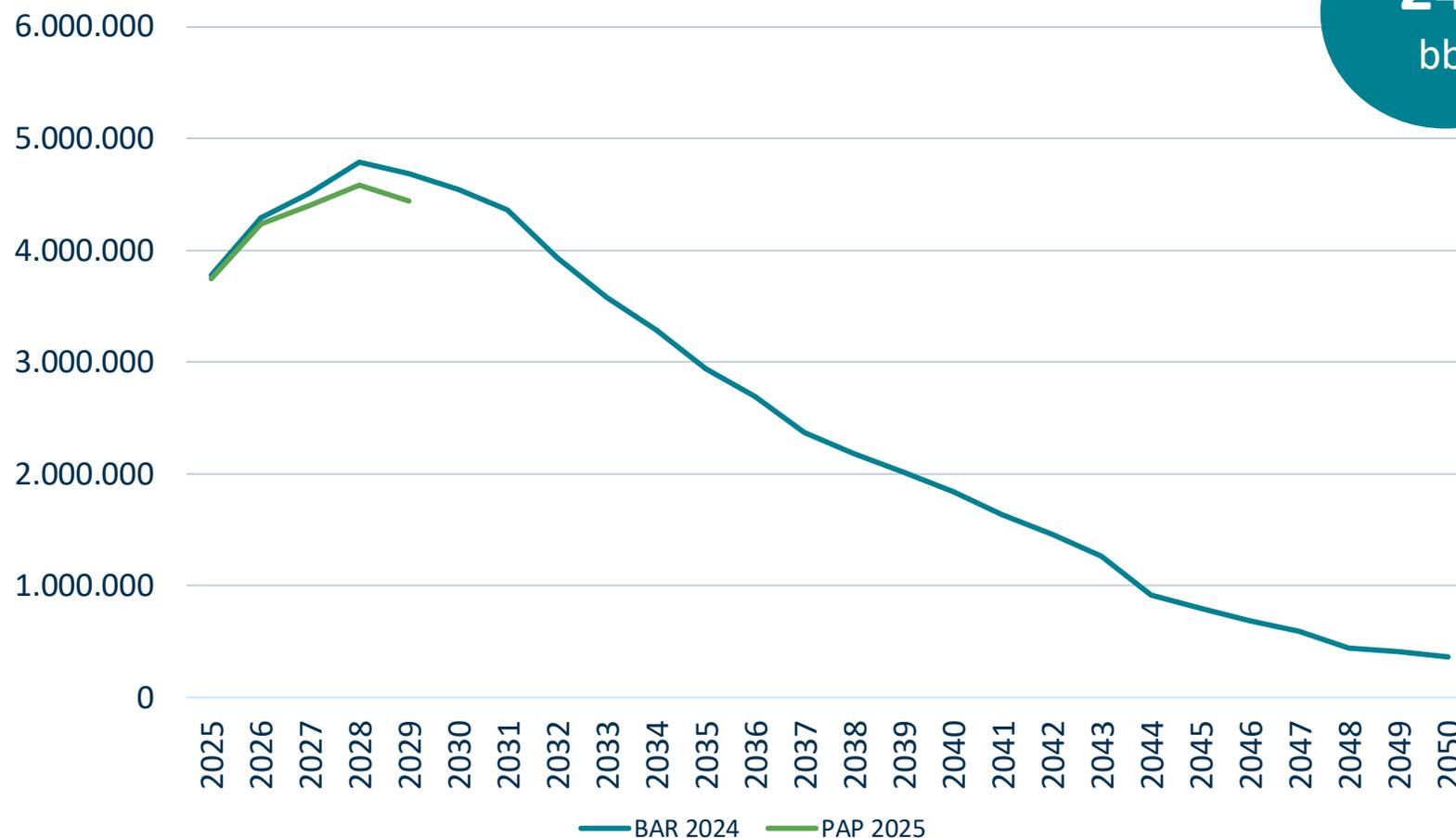


10 poços
serão
perfurados em
2025

A reposição de reservas é mandatória

O Brasil foi muito bem sucedido na reposição de reservas até hoje, mas o desafio daqui para frente é maior (baixa materialidade nas descobertas do pré-sal)
Vamos lembrar que mais 1.2 Bilhão de barris são produzidos anualmente

Previsão Anualizada das Reservas 2P de Petróleo (bpd)



24^B
bbl

Se não há reposição de reservas, em meados de 2030 estaremos importando petróleo

3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha

Realização: ANP

Data: outubro de 2025

14 blocos aprovados

7 blocos exploratórios ofertados



Localidades

Bacia de Santos – Ametista, Amazonita, Ágata, Mogno, **Esmeralda**, Jade, Safira Leste e Safira Oeste
Bacia de Campos - Citrino, Itaimbezinho, Jaspe, Turmalina, **Larimar** e **Ônix**.

Objetivo

Contratar, sob o **regime de partilha de produção**, as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em blocos localizados no polígono do pré-sal e de áreas estratégicas, assim determinados pelo CNPE.

Os desafios da segurança energética

Como a Governança do Pré-Sal Contribui para a Segurança Energética

SUPRIMENTO CONTÍNUO DE ENERGIA

Garantia de exploração e produção contínuas de volumes significativos de petróleo e gás natural para atender à demanda interna e manter o Brasil como exportador relevante.

GESTÃO TRANSPARENTE E EFICIENTE

Contratos de partilha e comercialização da parcela da União pela PPSA garantem que os recursos sejam aplicados em áreas estratégicas, fortalecendo a economia.

ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A previsibilidade e estabilidade proporcionadas por um modelo de governança robusto atraem investimentos para o desenvolvimento do pré-sal e exploração de novas fronteiras.



GOVERNANÇA EFICAZ
+
SEGURANÇA ENERGÉTICA
=

Garantia de que o pré-sal continue sendo um pilar estratégico para o Brasil.

Conclusões

A governança eficaz do pré-sal é fundamental para a segurança energética do Brasil

O regime de partilha e a atuação da PPSA garantem que os recursos do pré-sal sejam revertidos em benefício da sociedade



O Brasil está comprometido com a descarbonização e a sustentabilidade no setor de O&G

A reposição de reservas e a exploração contínua são essenciais para evitar a dependência de importações no futuro

Obrigada pela atenção.



Leandra Ribeiro de Oliveira e Silva
Assessora de Planejamento Estratégico