



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)



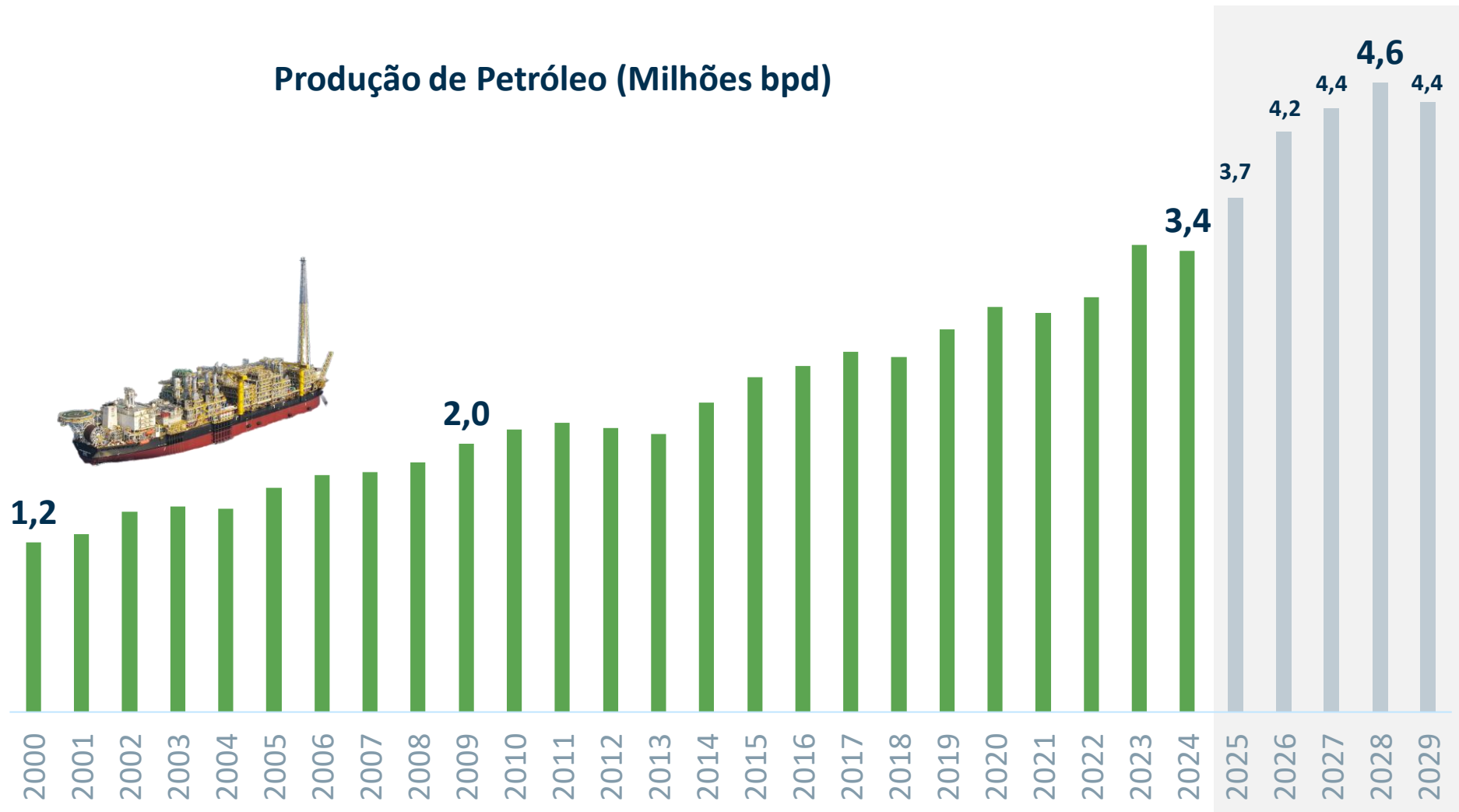
Reservas do Pré-Sal
correspondem a
82% das reservas
provadas do Brasil



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%

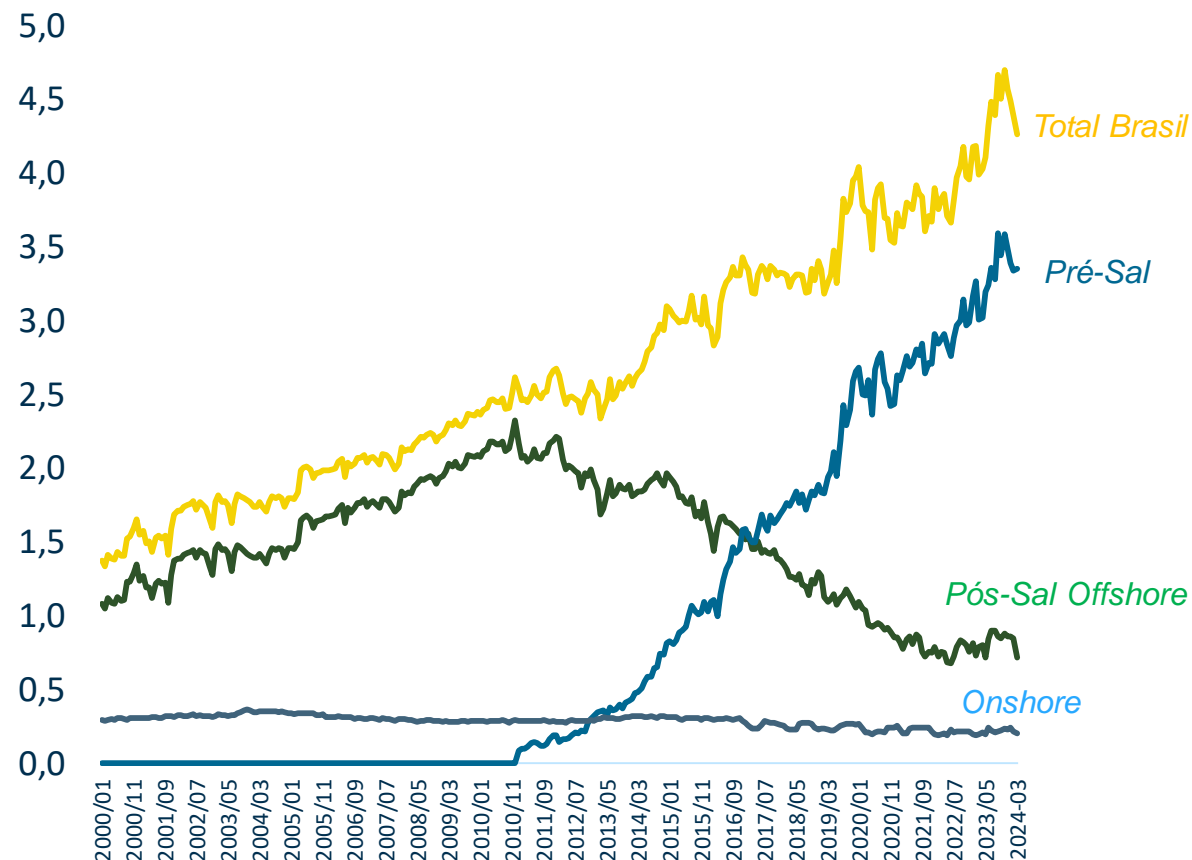
Da produção vem do
pré-sal

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

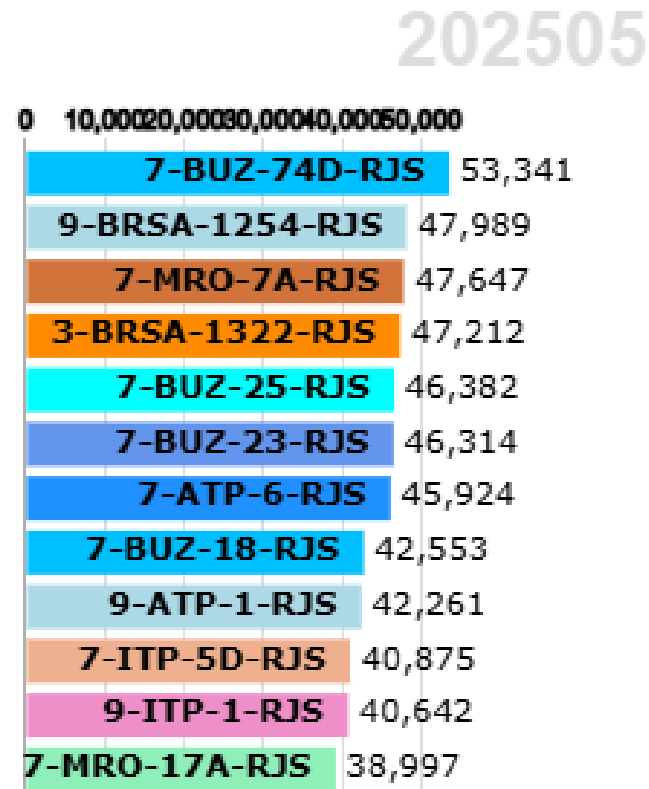
Os principais campos do pré-sal têm tripla resiliência (técnica, econômica e ambiental)
 ~100 bilhões de barris de óleo in place foram descobertos no pré-sal da Bacia de Santos e são comerciais (15Bboe de reservas provadas)

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)

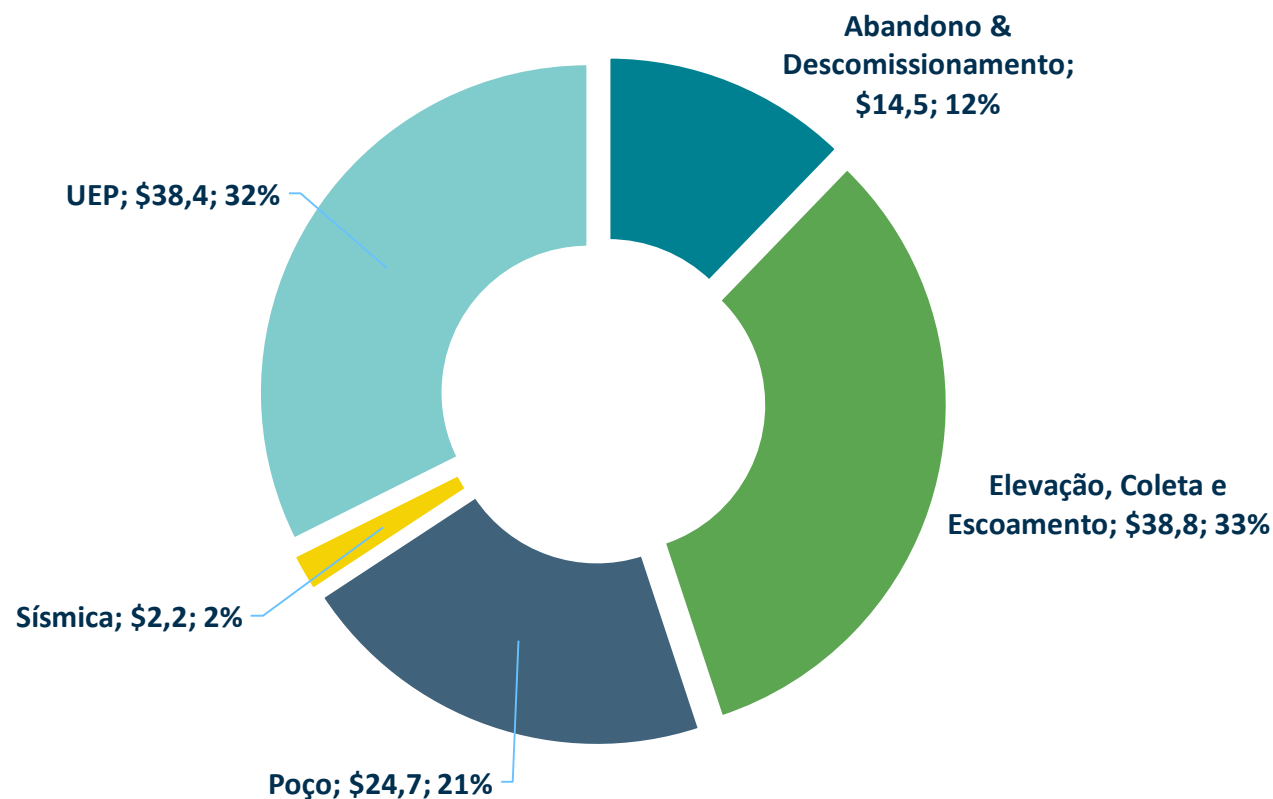
97%

Dos investimentos
serão offshore

>60%

UEP e Subsea

Distribuição dos Investimentos Offshore



#A PPSA e os contratos de Partilha

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

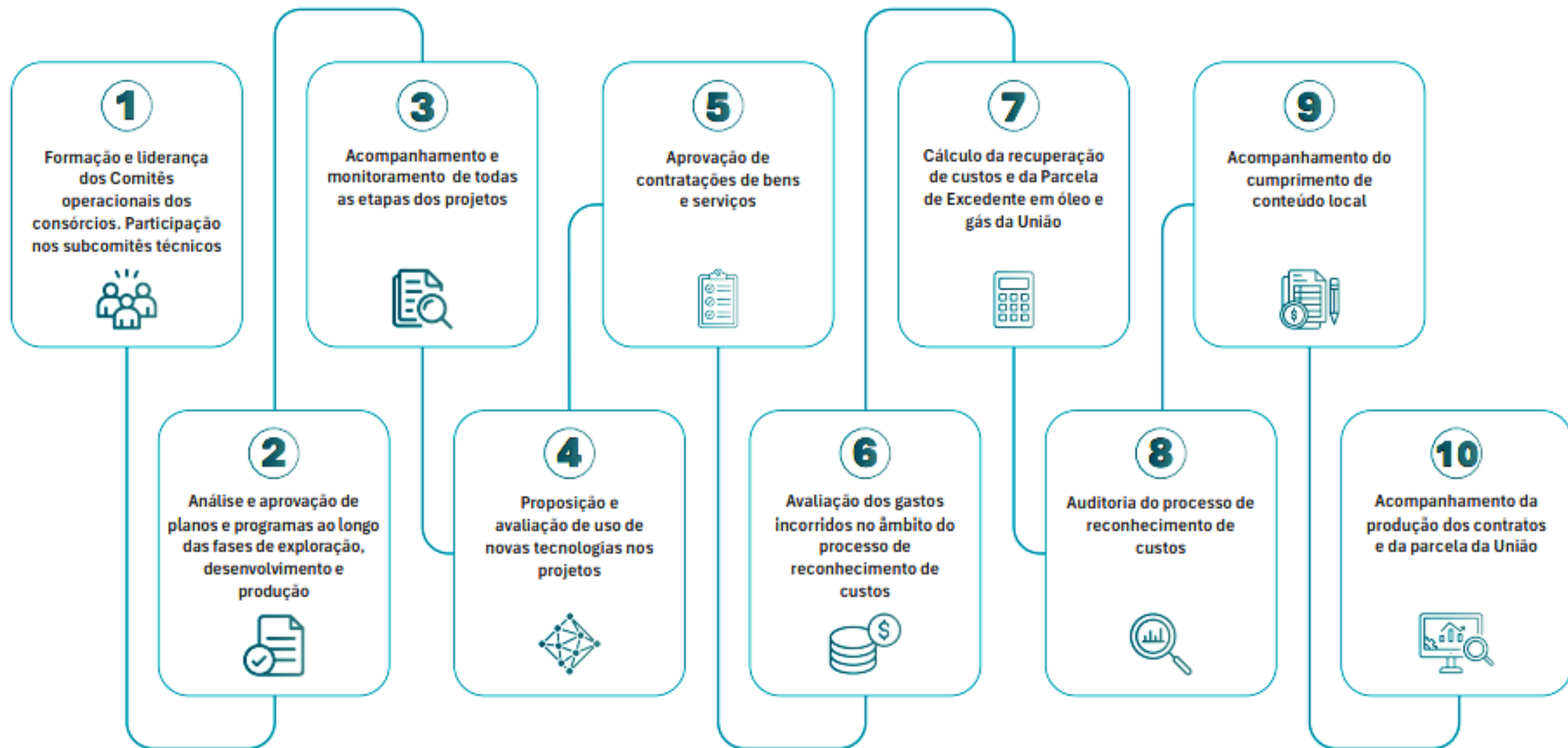
Histórico do regime de partilha



Projeto típico de petróleo

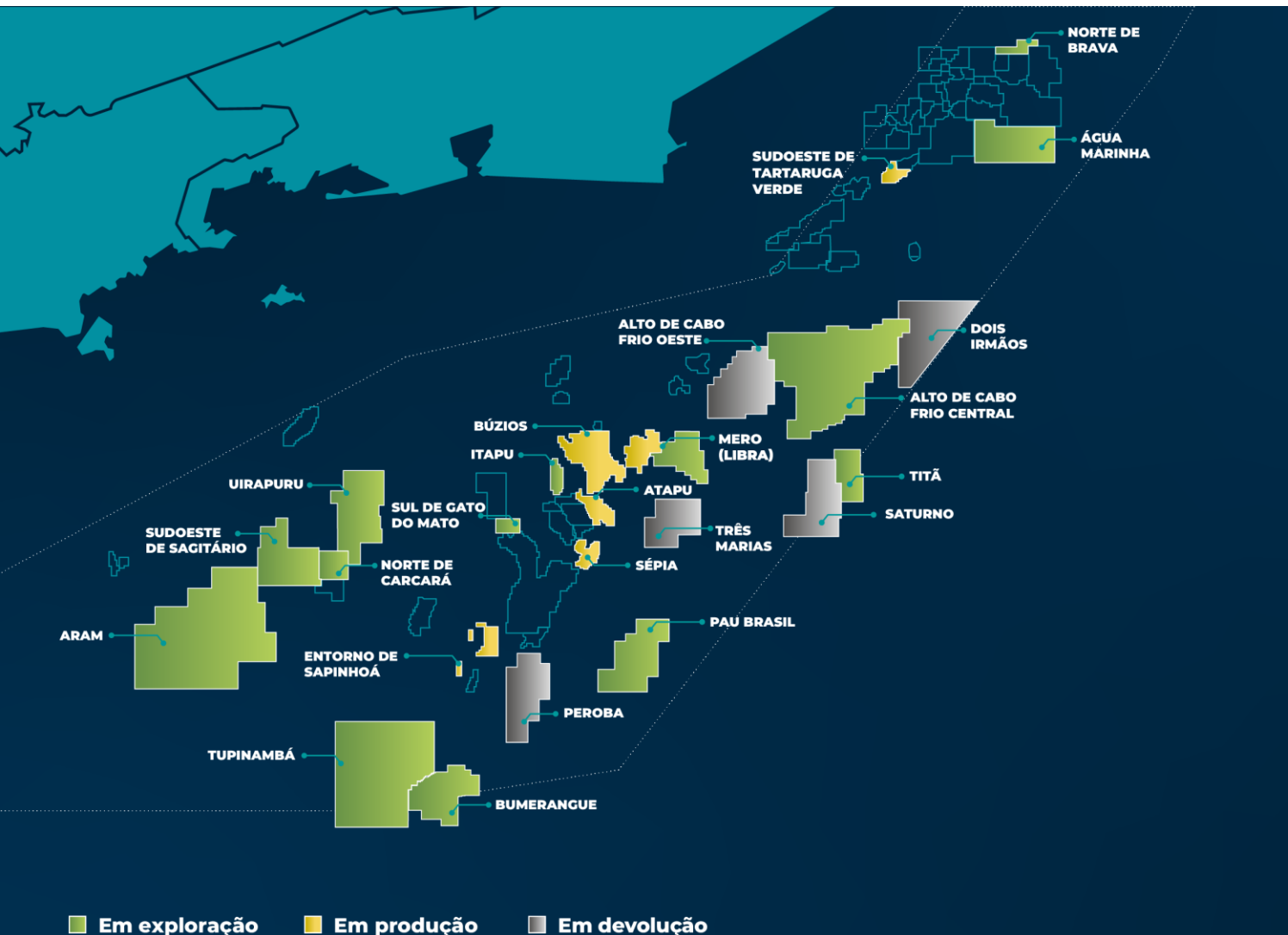


Como atuamos na gestão dos contratos



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)

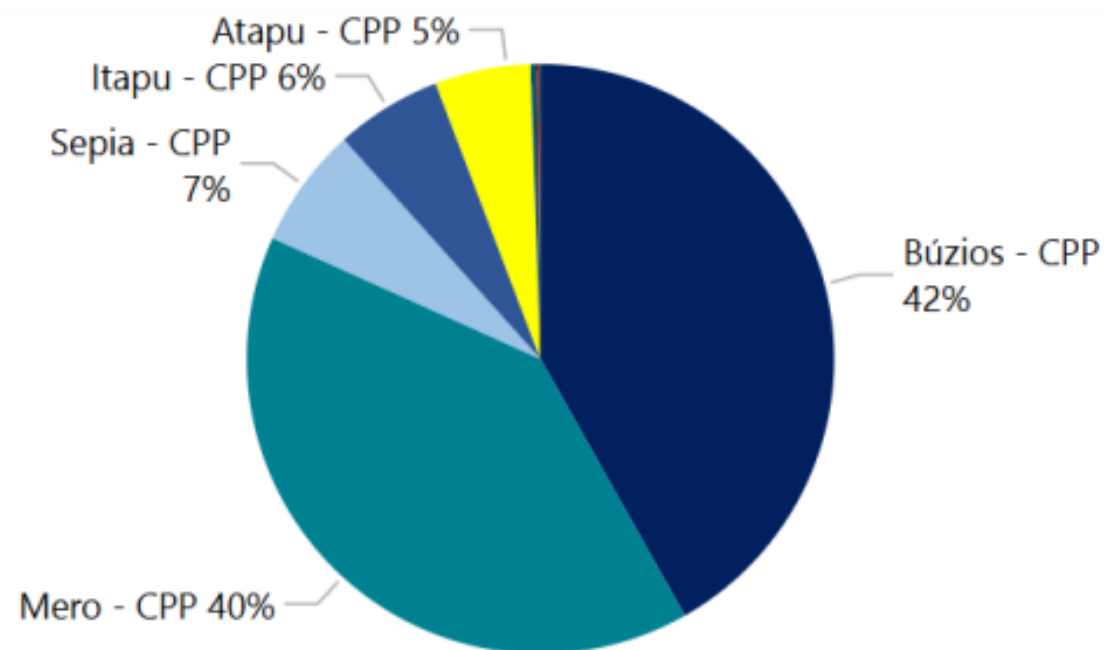
33%

da Produção
Nacional

45%

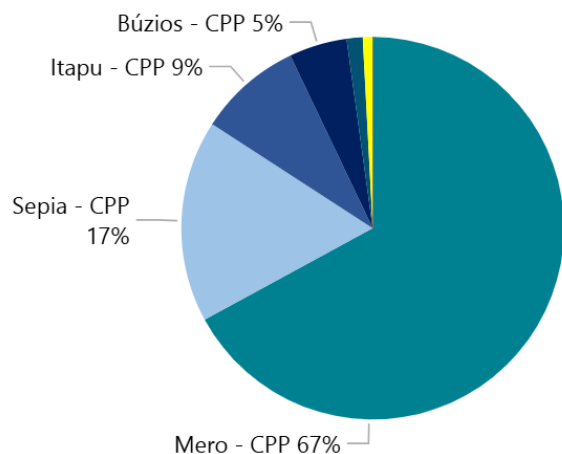
das Reservas Totais

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



Outros: Sapinhoá, Tartaruga Verde Sudoeste

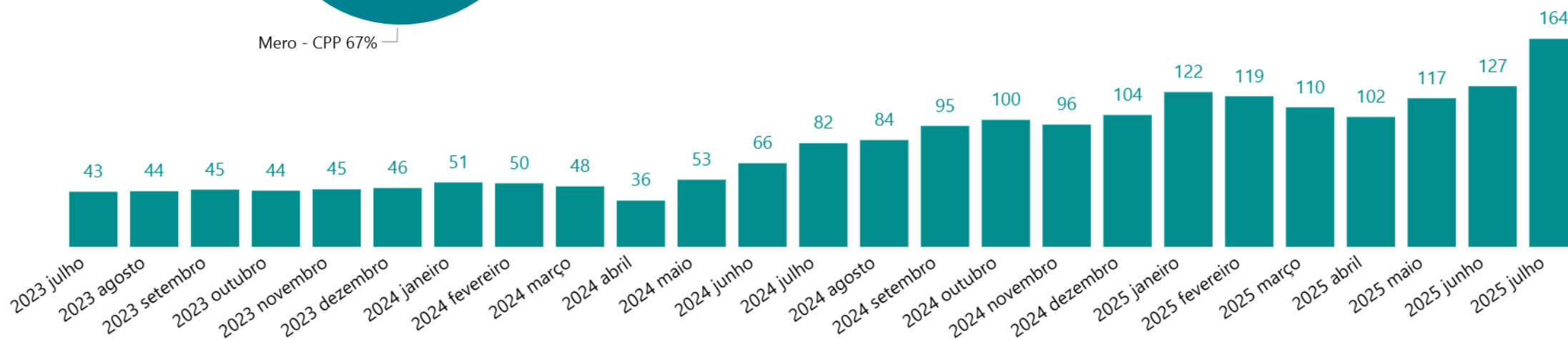
Produção da União



ACESSE AQUI:

Painel Interativo da Produção

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	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



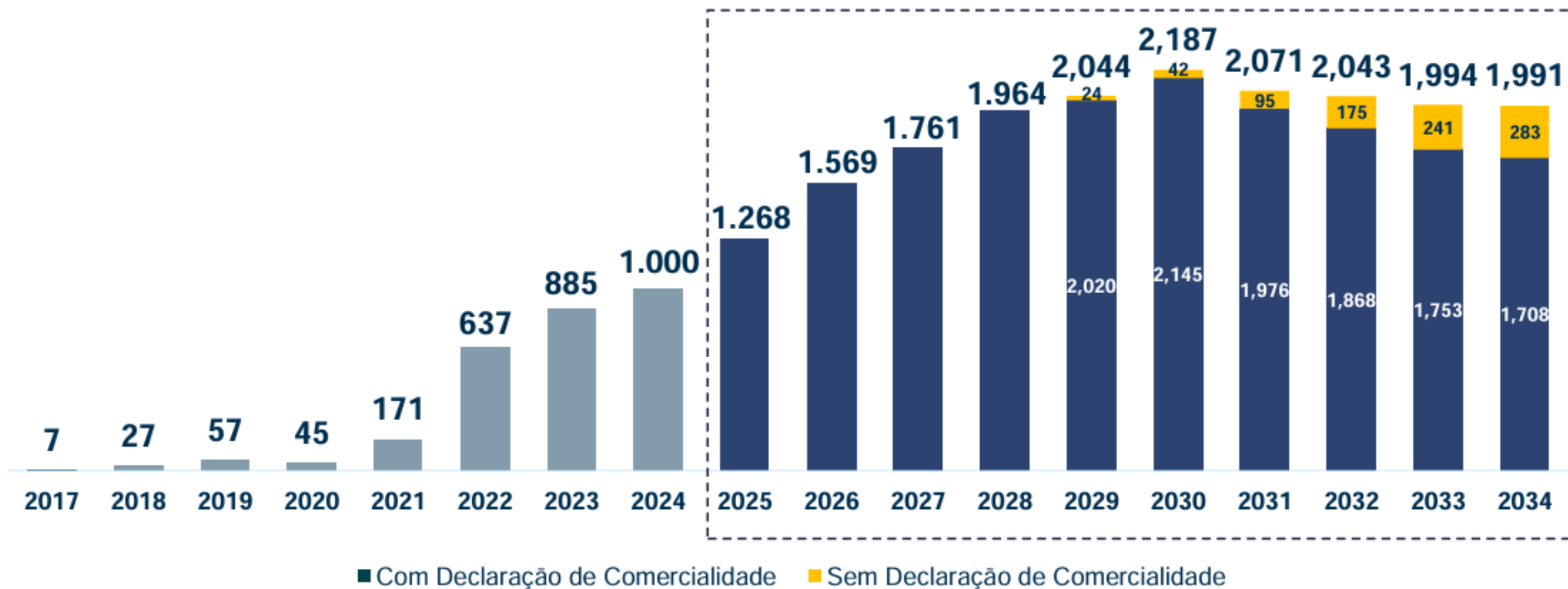
Com declaração de comercialidade



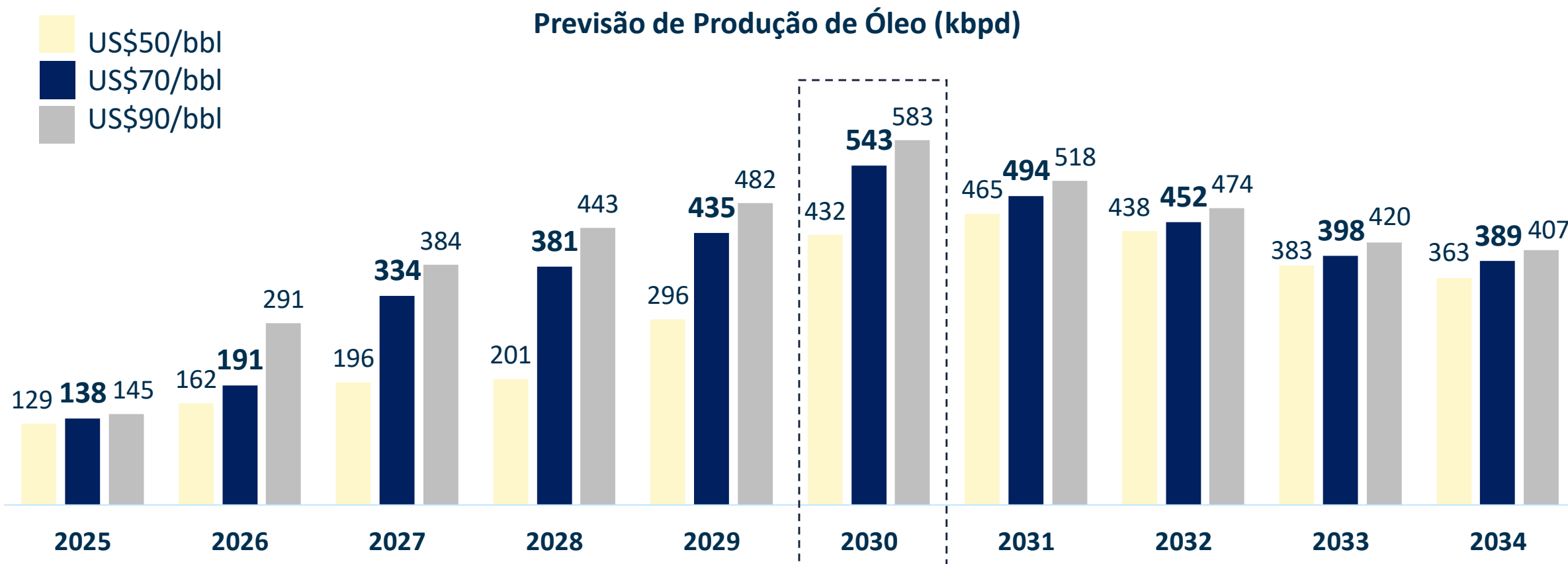
Sem declaração de comercialidade

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

Produção Total dos Contratos de Partilha (em mil bpd)

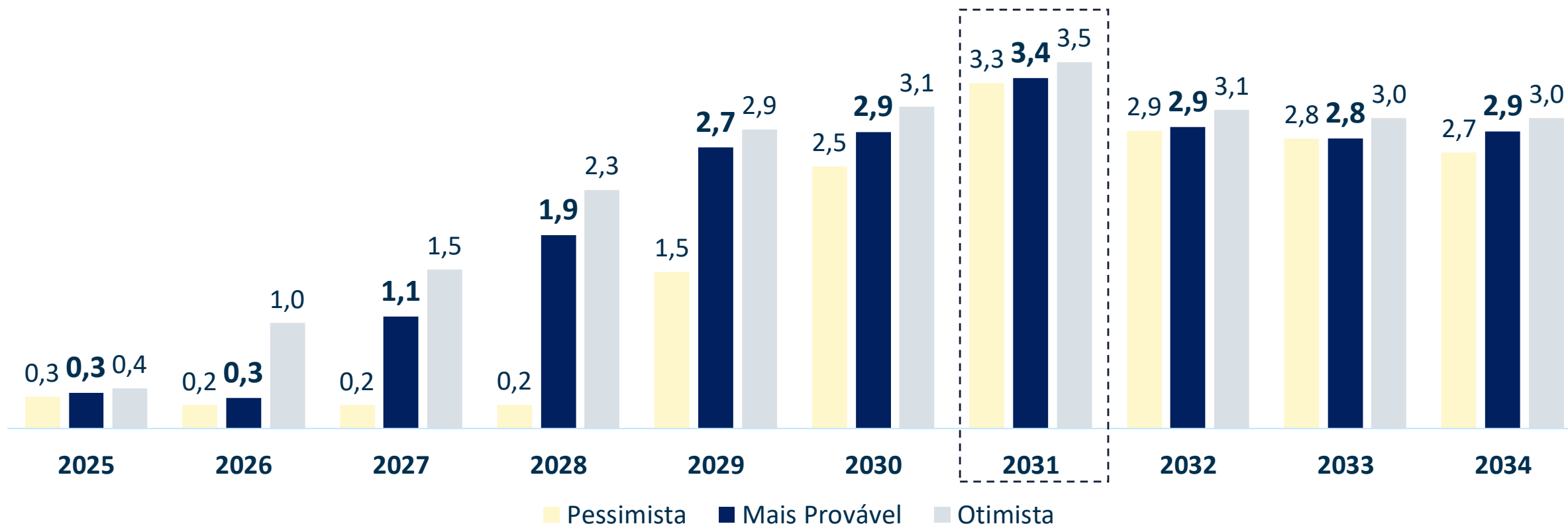


E a produção da União vai quintuplicar...



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



2023

Intensidade média de GEE
[kgCO₂eq/boe]

11,84

Intensidade média de GEE
[kgCO₂eq/boe]

19,1

2024

Intensidade média de GEE
[kgCO₂eq/boe]

10,98

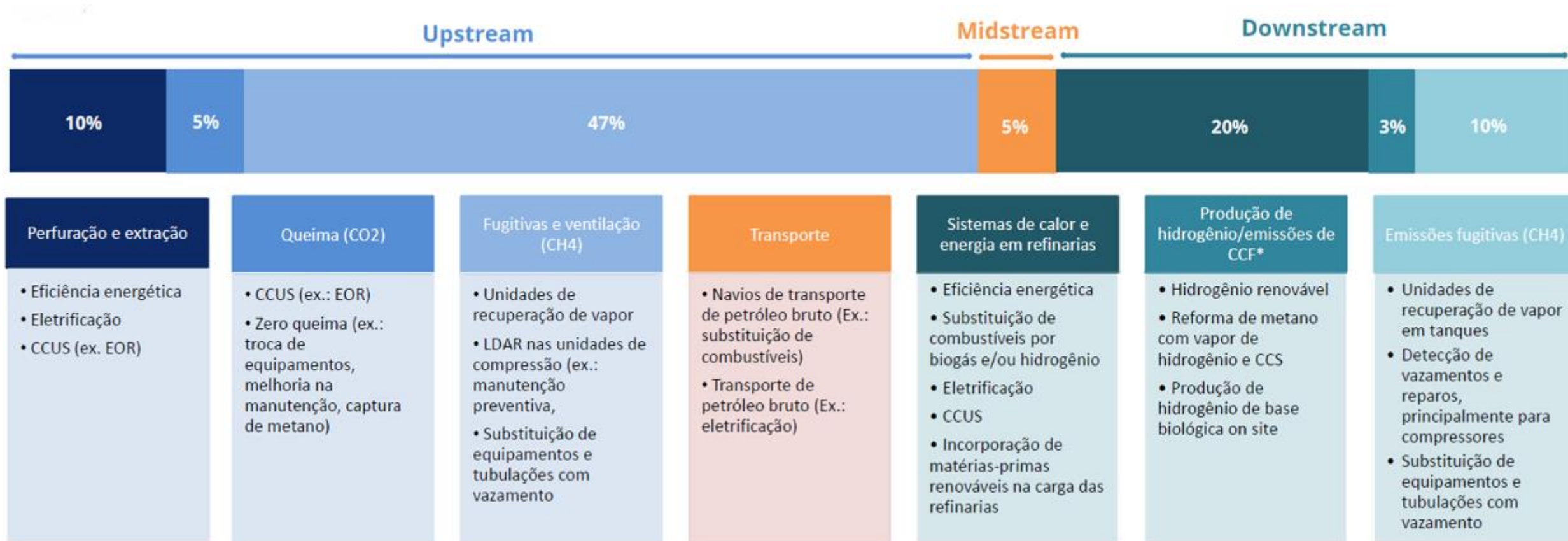
Intensidade média de GEE
[kgCO₂eq/boe]

18

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 CH_4 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.

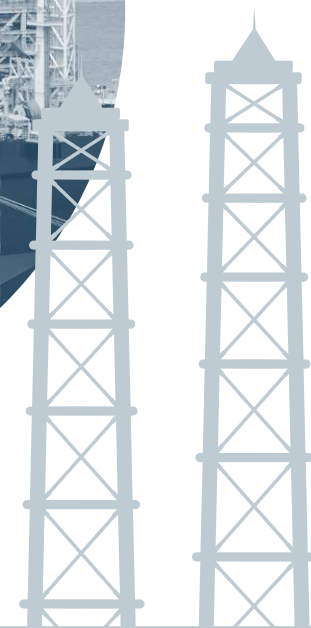
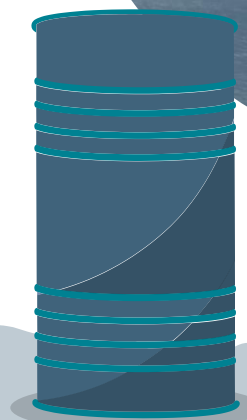
LDAR



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

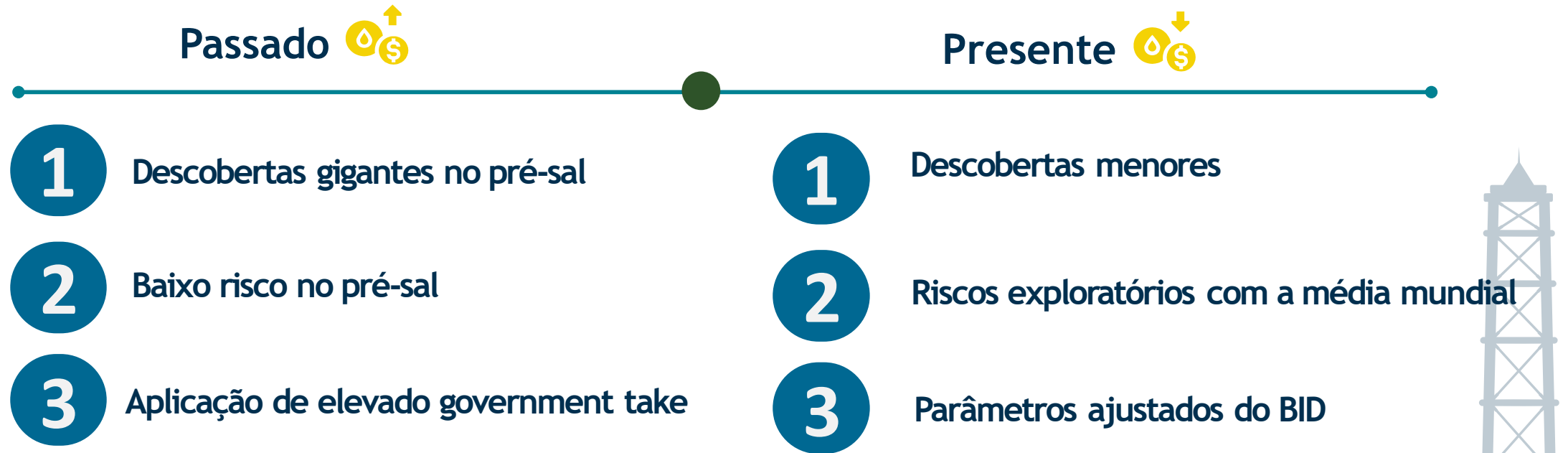
O quinquênio 2025-2029
 embora **mais desafiador** do
 que o quinquênio passado,
 engloba uma previsão de
produção crescente e
 uma previsão de
investimentos
significativos



Mas, e o que
vem
depois?



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



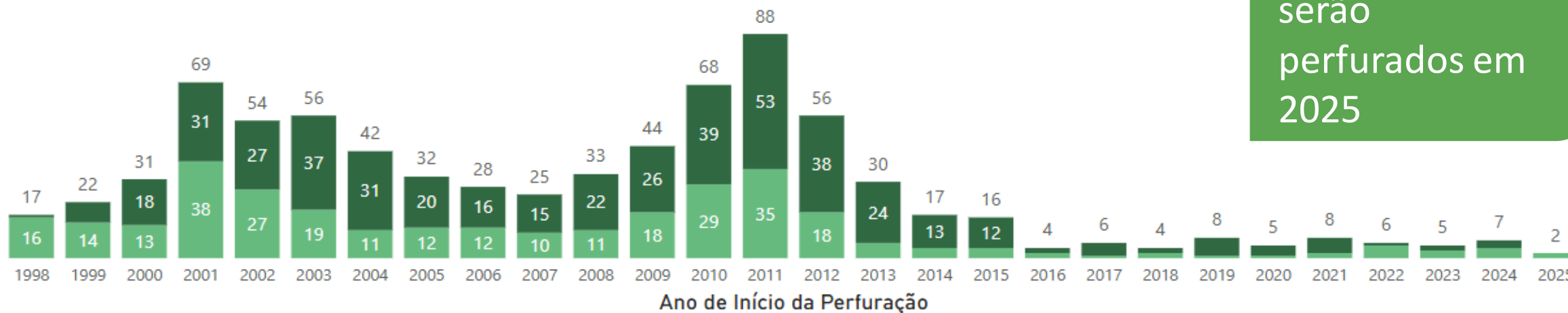
O Brasil precisa de abrir novas fronteiras como a Margem Equatorial e a Bacia de Pelotas para manter a sua produção no futuro...

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

Poços Exploratórios Offshore Perfurados



ENVIO ND ● Não ● Sim

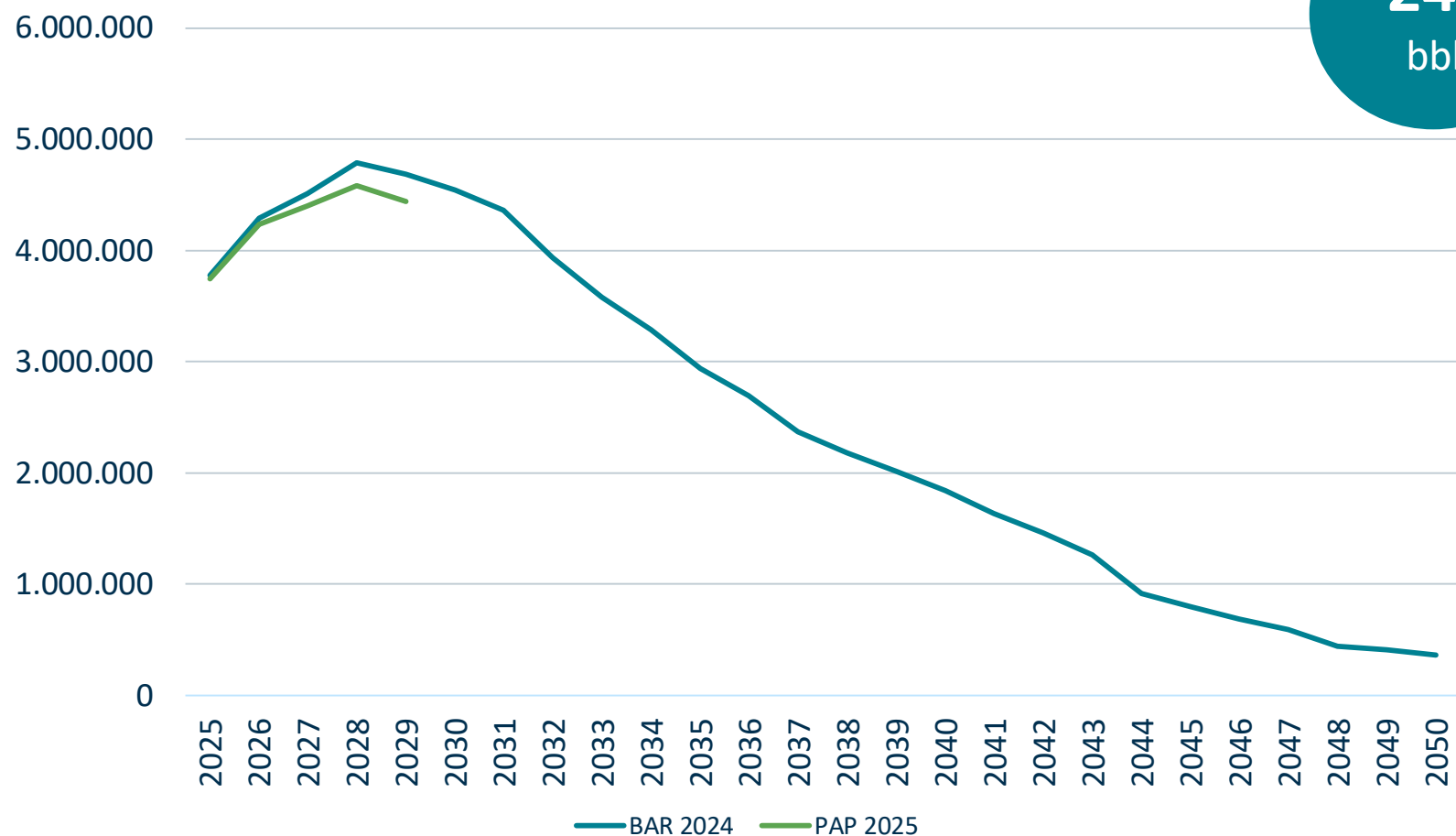


10 poços
serão
perfurados em
2025

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.



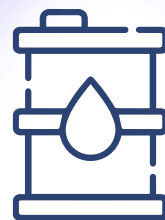
GOVERNANÇA EFICAZ
+
SEGURANÇA ENERGÉTICA
=

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