



Pré-sal Petróleo



Bacia de
Campos

Bacia de
Santos

ESTIMATIVA DE RESULTADOS NOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO E NOS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO COM PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO

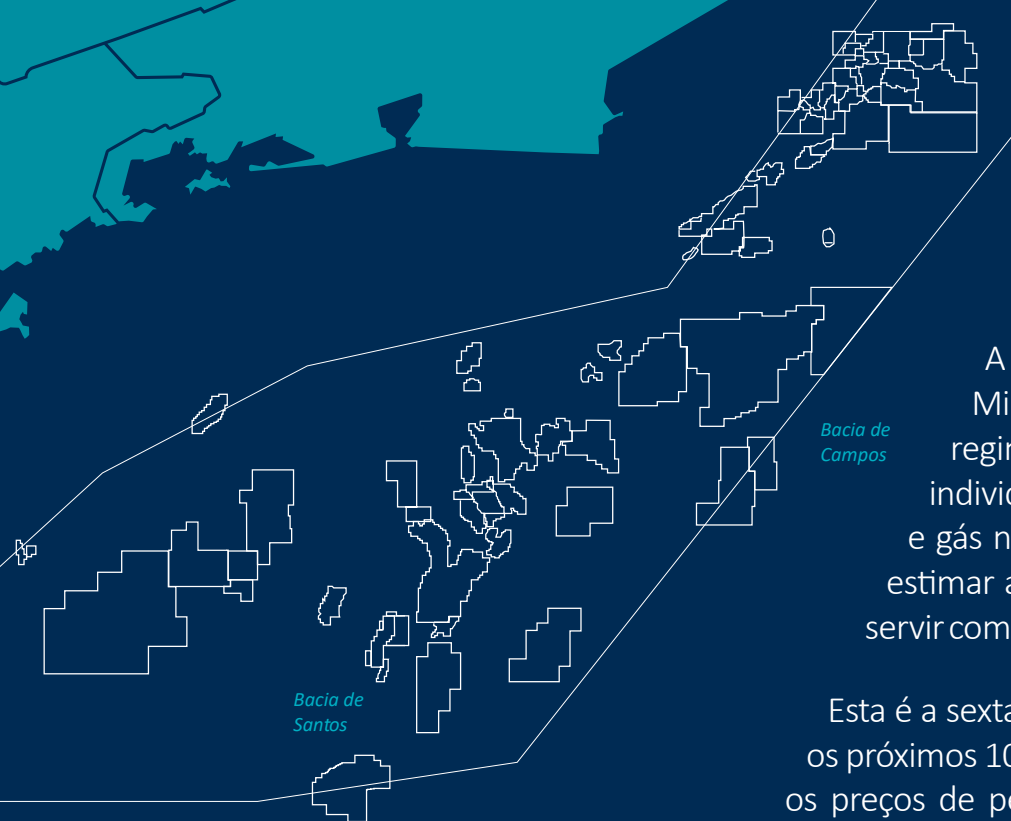
NOVEMBRO 2023

Sumário

1. SOBRE O ESTUDO.....	3
2. O REGIME DE PARTILHA DE PARTILHA DE PRODUÇÃO	4
3. PAPEL DA PPSA	5
4. CONTRATOS PRESENTES NESTE ESTUDO	6
5. EMPRESAS QUE ATUAM NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL	7
6. A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO PRÉ-SAL	9
7. OS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO (AIPS)	11
8. COMERCIALIZAÇÃO DAS PARCELAS DA UNIÃO	13
9. CICLO DA PARTILHA DE PRODUÇÃO	14
10. METODOLOGIA DO ESTUDO.....	16
11. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE PETRÓLEO	18
12. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE PETRÓLEO DA UNIÃO	19
13. PRODUÇÃO ACUMULADA.....	20

14. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE GÁS NATURAL PARA EXPORTAÇÃO	21
15. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE GÁS NATURAL DA UNIÃO	22
16. PRODUÇÃO ACUMULADA.....	23
17. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO DA UNIÃO	24
18. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL DA UNIÃO	25
19. RECEITA COM ROYALTIES E TRIBUTOS	26
20. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS	27
21. EXPECTATIVA DE INVESTIMENTOS.....	29
22. DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA.....	30
23. PORTFÓLIO DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	31
24. OS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO INCLUÍDOS NESSE ESTUDO.....	55
25. EXPEDIENTE.....	57

1. SOBRE O ESTUDO



A Pré-Sal Petróleo (PPSA) é uma empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela gestão dos contratos em regime de partilha de produção, pela representação da União nos acordos de individualização da produção e pela comercialização das parcelas de petróleo e gás natural da União. Este estudo é realizado anualmente pela empresa para estimar a produção futura dos contratos de partilha de produção e, desta forma, servir como referência para planejamento e sinalização de demandas para o mercado.

Esta é a sexta edição deste trabalho e, nele, objetiva-se uma projeção do cenário para os próximos 10 anos (2024-2033), com estimativa em dólar e utilizando como referência os preços de petróleo obtidos de algumas operadoras, além da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e EIA.

Pela primeira vez, as estimativas deste estudo incluem também a produção dos acordos de individualização da produção que contam com áreas não contratadas e, consequentemente, com participação da União. Este ano o estudo também passa a incluir projeções sobre o gás natural disponível para exportação nestes contratos.

2. O REGIME DE PARTILHA DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Em 2023, celebramos os 10 anos do regime de partilha de produção. Apesar de ter sido criado em 2010, pela Lei nº 12.351/2010, ele se tornou efetivo em 2013, quando foi realizada a 1ª Rodada de Partilha de Produção, que ofertou o Contrato de Libra, arrematado pelo consórcio composto por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC.

No regime de partilha de produção, os blocos são leiloados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), os contratos são assinados, em nome da União, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e são geridos pela PPSA.

A principal diferença deste regime com relação aos regimes de concessão e cessão onerosa é que a União passa a fazer jus a uma parcela de óleo e de gás, tão logo os contratos comecem a produzir e por toda a vida do projeto.

3. PAPEL DA PPSA

A Pré-Sal Petróleo é a gestora dos contratos de partilha de produção. A empresa também representa a União nos acordos de individualização da produção e comercializa as parcelas de petróleo e de gás natural de direito da União nestes contratos, encaminhando os recursos arrecadados diretamente para o Tesouro Nacional. Na ponta, é a sociedade a grande beneficiada por este regime, pois os recursos são investidos diretamente pelo Governo, prioritariamente em projetos de saúde e educação.

A PPSA zela pelo bom desempenho dos contratos, buscando os melhores resultados para a União e para as empresas envolvidas.

ATIVIDADES USUAIS DA GESTÃO DE CONTRATOS DE PARTILHA:

Aprovação de **Estratégia e Programa Exploratório**.

Aprovação técnica e econômica do **Plano de Desenvolvimento**.

Aprovação (**EVTE**) dos **Projetos** em cada Fase do desenvolvimento.

Avaliação crítica de **orçamento e programa de trabalho anual**.

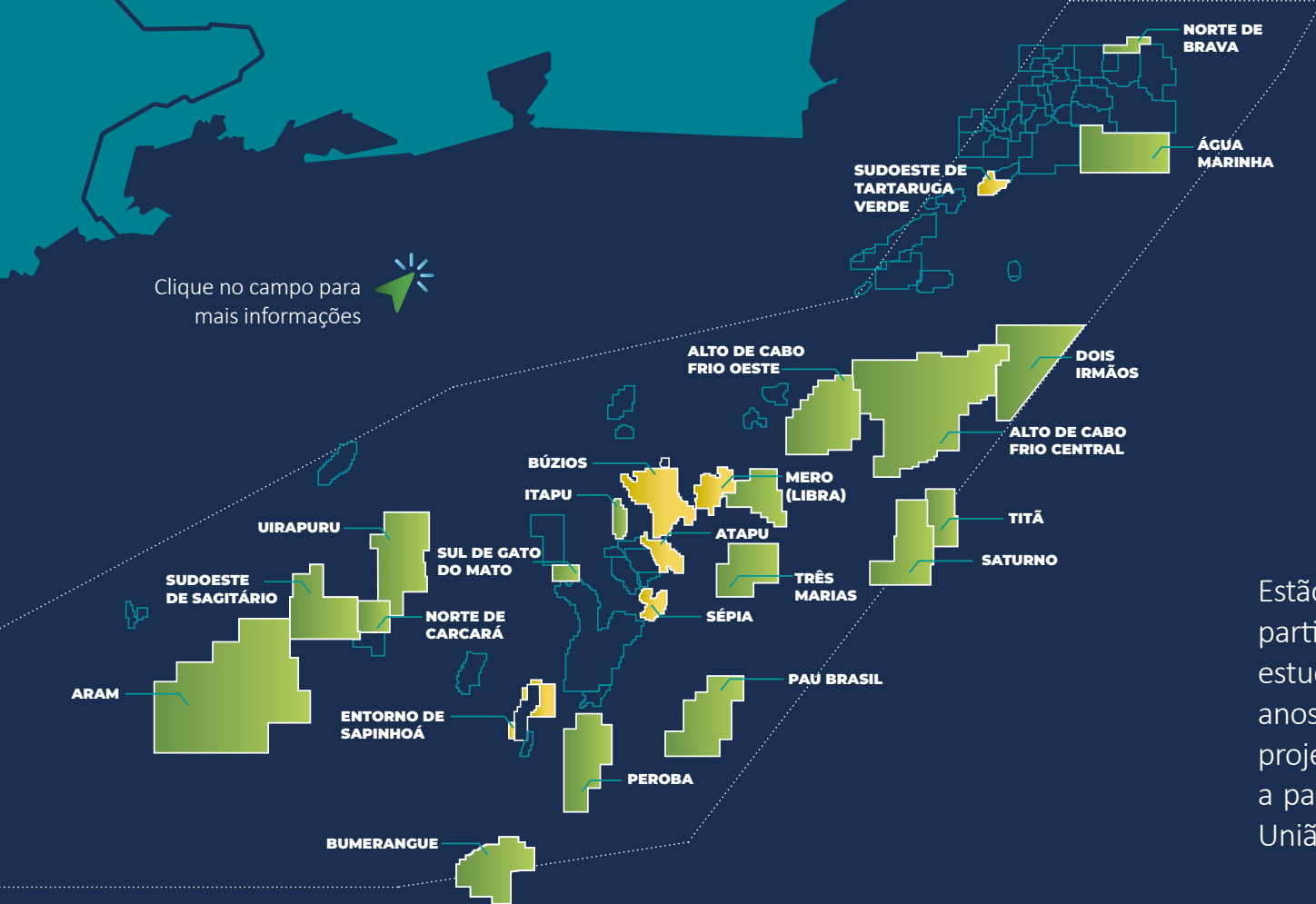
Garantia de **competitividade em contratações**.

Monitoramento e auditoria de Projetos e Custos.

Acompanhamento do **conteúdo local**.

Determinação e estimativas da **produção da União**.

Reconhecimento de custos.



4. CONTRATOS PRESENTES NESTE ESTUDO

Estão em vigor no Brasil 23 contratos de partilha, dos quais oito estão em produção. Este estudo traça estimativas para os próximos dez anos considerando os contratos de partilha e as projeções para os AIPs de Tupi, Mero e Atapu a partir da produção estimada de petróleo da União de 2024 até 2033.

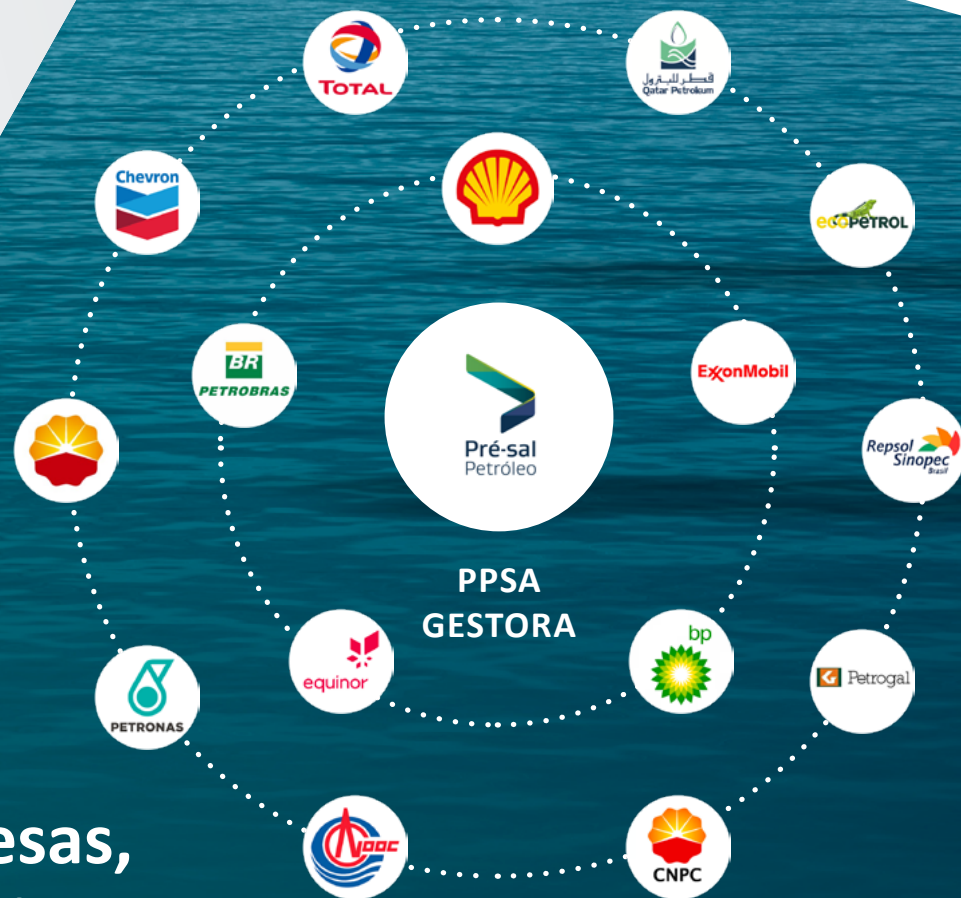
5. EMPRESAS QUE ATUAM NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL

Os contratos de partilha de produção são explorados por 15 empresas, sendo 5 delas operadoras: Petrobras, Equinor, British Petroleum, Shell Brasil e ExxonMobil.

A Petrobras é a empresa com maior participação nos contratos.

CONFIRA O MAPA DE PARTICIPAÇÕES
NA PRÓXIMA PÁGINA

15
empresas,
5 operadoras



MAPA DE PARTICIPAÇÕES

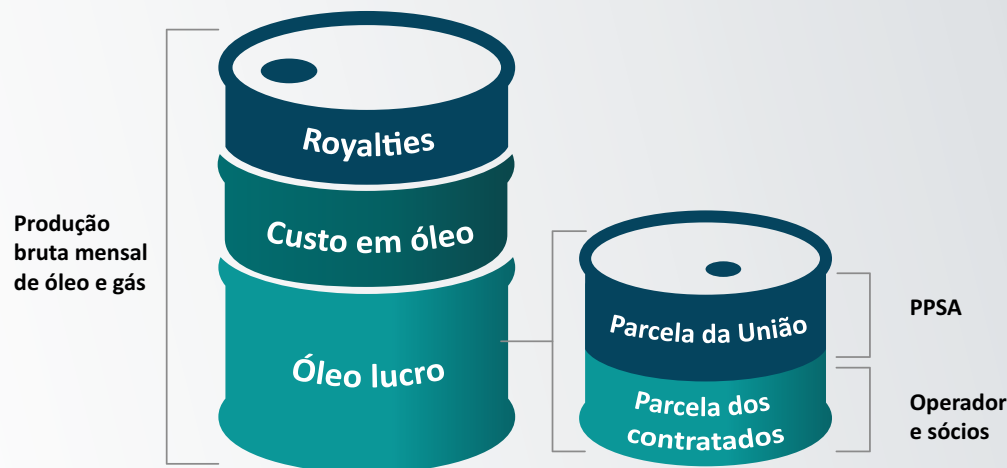
Bloco	 Petrobras	 Shell	 Total	 CNPC	 CNOOC	 Ecopetrol	 Repsol	 Equinor	 ExxonMobil	 Petrogal	 bp	 CNODC	 QPI	 Chevron	 Petronas
Libra	40%	20%	20%	10%	10%										
Sul de Gato do Mato		50%	20%			30%									
Entorno de Sapinhoá	45%	30%					25%								
Norte de Carcará								40%	40%	20%					
Peroba	40%										40%	20%			
Alto de Cabo Frio Oeste		55%			20%								25%		
Alto de Cabo Frio Central	50%										50%				
Uirapuru	30%							28%	28%	14%					
Dois Irmãos	45%							25%			30%				
Três Marias	30%	40%												30%	
Saturno		45%				10%								45%	
Titã									64%				36%		
Pau Brasil					30%	20%					50%				
Sudoeste de Tartaruga Verde	100%														
Búzios	85%				10%							5%			
Itapu	100%														
Aram	80%											20%			
Sépia	30%		28%										21%		21%
Atapu	52,50%	25%	22,50%												
Água Marinha	30%		30%										20%		20%
Norte de Brava	100%														
Bumerangue											100%				
Sudoeste de Sagitário	60%	40%													

 Operador do contrato

6. A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO PRÉ-SAL

A União possui participação em todos os contratos de partilha de produção. A taxa de participação, chamada de excedente em óleo da União, varia a cada contrato. A menor alíquota ofertada à União é de 10,01% no contrato de Tartaruga Verde Sudoeste. A maior é de 80% em Entorno de Sapinhoá.

Para calcular a participação em petróleo e gás da União e dos demais parceiros de cada projeto, desconta-se, do total de produção do campo, os royalties devidos e os dispêndios necessários à operação passíveis de serem reconhecidos como “custo em óleo”.



O excedente em óleo (total de produção menos os volumes correspondentes ao custo em óleo e aos royalties devidos) é, então, repartido entre as empresas participantes do consórcio e a União, considerando a percentual base definido no leilão (sabendo-se que esse valor varia em função do preço do petróleo e da vazão média de óleo por poço).

Este estudo estima o volume total a ser produzido no país e, também, a quantidade de óleo prevista para a União com base nas alíquotas de excedente em óleo de cada contrato, além de outras variáveis descritas na metodologia do estudo.

SAIBA MAIS

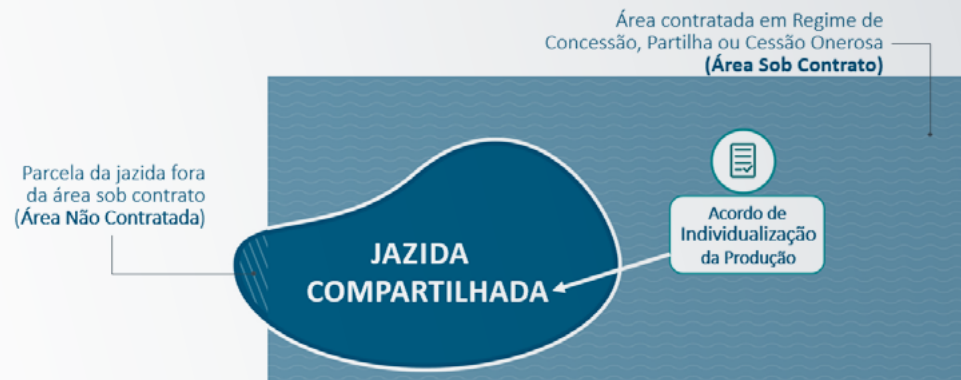
Conheça o nosso e-Book “Entendendo o processo de reconhecimento de custos”:

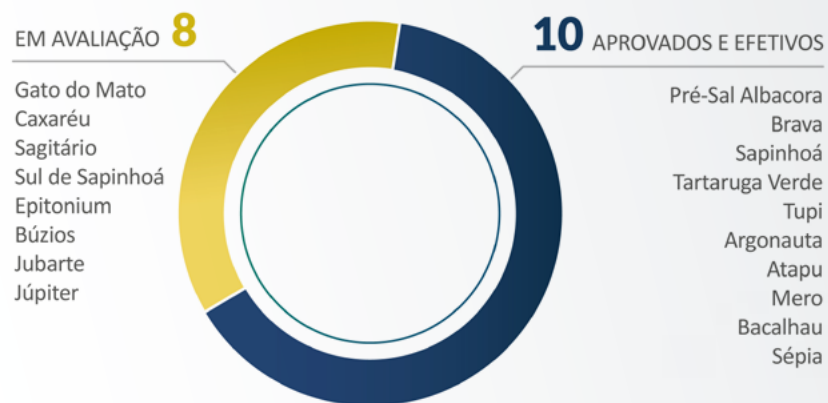
https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/04/Ebook_PPSA_Reconhecimento-de-Custos_Mod06-04.pdf

7. OS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO (AIPs)

Um acordo de individualização da produção, também conhecido como Unitização, é iniciado quando se verifica a possibilidade de que o limite de uma jazida petrolífera ultrapasse os limites de uma área outorgada (Capítulo IV da Lei nº 12.351/2010). Nessas circunstâncias, quando uma área não contratada no Polígono do Pré-sal ou uma área estratégica está envolvida, é função da PPSA representar a União nesses procedimentos.

A unitização permite que a produção, os custos e o plano de desenvolvimento da jazida sejam compartilhados entre os titulares de direitos sobre as áreas, garantindo a racionalidade da produção e evitando a lavra predatória. Desta forma, quando há um acordo envolvendo área não contratada, a União passa também a contar com parte da produção.





Até o momento, dez AIPs encontram-se assinados e efetivos. No entanto, este estudo abrange apenas três acordos em que a União já se beneficia ou se beneficiará da produção: Aips de Mero, Tupi e Atapu.

Para saber mais sobre o tema, faça download do e-book [“Entendendo os Acordos de Individualização da Produção”](#).

8. COMERCIALIZAÇÃO DAS PARCELAS DA UNIÃO

Cabe à PPSA comercializar as parcelas de petróleo e gás natural a que a União tem direito nos contratos. As cargas da União estão sendo comercializadas desde 2018 por meio de leilões ou venda direta.

A partir da produção estimada de petróleo da União de 2024 até 2033, este estudo aponta a expectativa de receita com a comercialização das cargas. Todos os recursos oriundos da comercialização são encaminhados diretamente ao Tesouro Nacional.

SAIBA MAIS

Veja em nosso Painel Interativo as cargas comercializadas para a União:

<https://www.presalpetroleo.gov.br/paineis-interativos/arrecadacao/>



9. CICLO DA PARTILHA DE PRODUÇÃO

Com base no entendimento do regime de partilha de produção e da atuação da PPSA, confira abaixo o Ciclo do Regime de Partilha de Produção.





O ESTUDO

10. METODOLOGIA DO ESTUDO

- ▶ O estudo abrange os contratos de partilha de produção sob gestão da PPSA e três acordos de individualização da produção com participação da União.
- ▶ Todas as projeções foram realizadas por meio do Modelo Econômico de Exploração e Produção de Petróleo e Gás desenvolvido na PPSA.
- ▶ O preço do petróleo foi estimado em US\$ 75 para os anos de 2024 e 2025 e US\$ 70 para os próximos anos.
- ▶ O preço do gás natural foi estimado em US\$ 3 por milhão de BTU.
- ▶ A taxa de câmbio foi estimada em R\$ 5,15 em 2024, R\$ 5,09 em 2025 e R\$ 5 a partir de 2026.
- ▶ Para a data do primeiro óleo e curva de produção, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Para os demais projetos sem PD disponível, foram realizadas estimativas pela equipe técnica de exploração e reservatórios da PPSA, com base nas datas previstas para a Declaração de Comercialidade.

Para investimentos e custos, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Para os projetos sem plano de desenvolvimento disponível, as premissas abaixo foram adotadas:

CAPEX FPSO 50 kbb/dia ou menor	USD 0,9 bilhão / unidade
CAPEX FPSO 120 kbb/dia	USD 1,5 bilhão / unidade
CAPEX FPSO 150 kbb/dia	USD 1,9 bilhões / unidade
CAPEX FPSO 180 kbb/dia	USD 2,5 bilhões / unidade
CAPEX FPSO 220 kbb/dia	USD 2,9 bilhões / unidade
CAPEX Poços	USD 130 a 150 milhões/ unidade
CAPEX Subsea	USD 70 milhões / unidade
OPEX Fixo	USD 189 milhões / FPSO / ano
OPEX Variável	USD 1,60 / boe
ABEX	USD 520 milhões / FPSO

Considerou-se a utilização de FPSOs típicos do Pré sal com capacidade de produção de óleo entre 30 mil e 220 mil barris/dia, a depender da qualidade e volume de hidrocarbonetos de cada ativo exploratório. Os investimentos nas FPSOs foram aportados nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo, em parcelas iguais de 25%.

A quantidade de poços de cada projeto foi estimada a partir das informações de reservatórios análogos do pré-sal, adotando malhas de drenagem normalmente utilizadas nos projetos do Pré sal. Foi considerado um poço exploratório por projeto. Poços e subsea têm seu pico de investimento nos anos de início da produção e no ano seguinte.

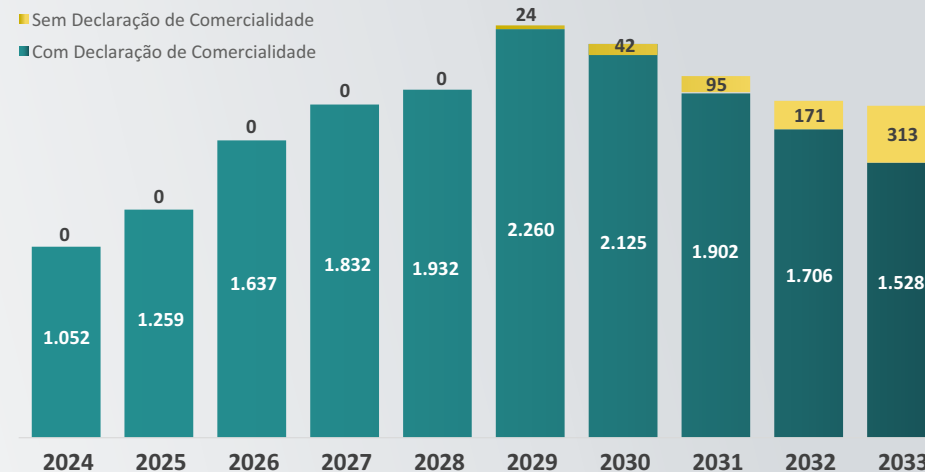
Para cálculo de arrecadação para a União, foi considerada a alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato e o limite de recuperação de custo em óleo.

11. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE PETRÓLEO

É estimado um crescimento significativo para a produção dos contratos nos próximos anos, atingindo o pico em 2029, com a produção média de **2,3 milhões de barris por dia (bpd) de petróleo**. De acordo com Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção nacional potencial para o ano de 2029, ano de pico apontado nesse estudo, é **5,4 milhões de bpd**, o que significa que pelo menos **50% desse montante serão advindos dos contratos de partilha**.

Vale lembrar que o estudo da PPSA considera uma visão conservadora para a produção dos contratos de partilha, já que, ao longo dos próximos dez anos, aproximadamente 96% da produção nesse regime virão de projetos comerciais, com reservas já descobertas e declaradas.

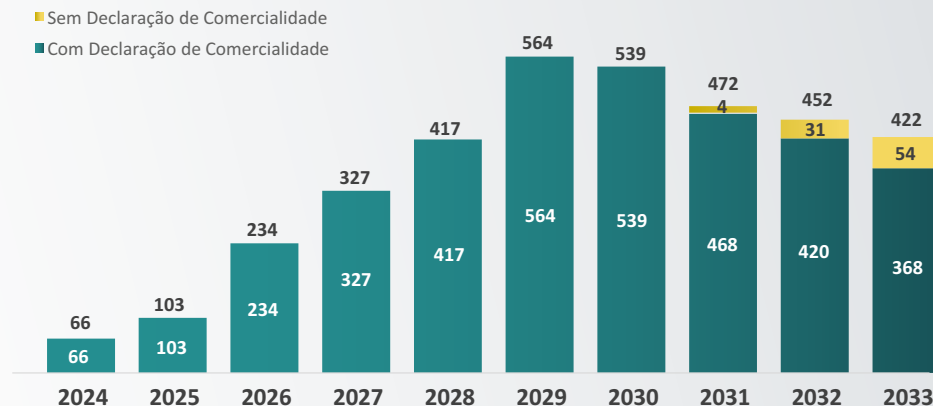
ÓLEO PRODUZIDO NOS CPPs E AIPs
(mil barris por dia)



12. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE PETRÓLEO DA UNIÃO

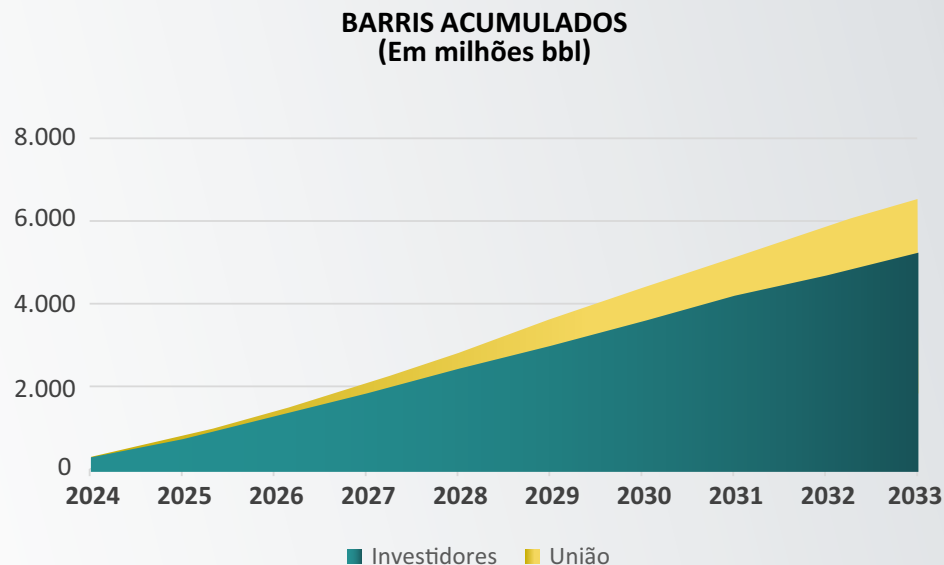
A produção estimada para a parcela de petróleo da União, calculada a partir da alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato, do limite de recuperação de custo em óleo de cada área e das participações da União nos AIPs, apresentará crescimento contínuo até 2029, quando alcança o pico com **564 mil barris por dia**, mais de 11 vezes a produção atual de **51 mil barris por dia** (setembro de 2023).

ÓLEO LUCRO DA UNIÃO TOTAL
(mil barris por dia)



13. PRODUÇÃO ACUMULADA

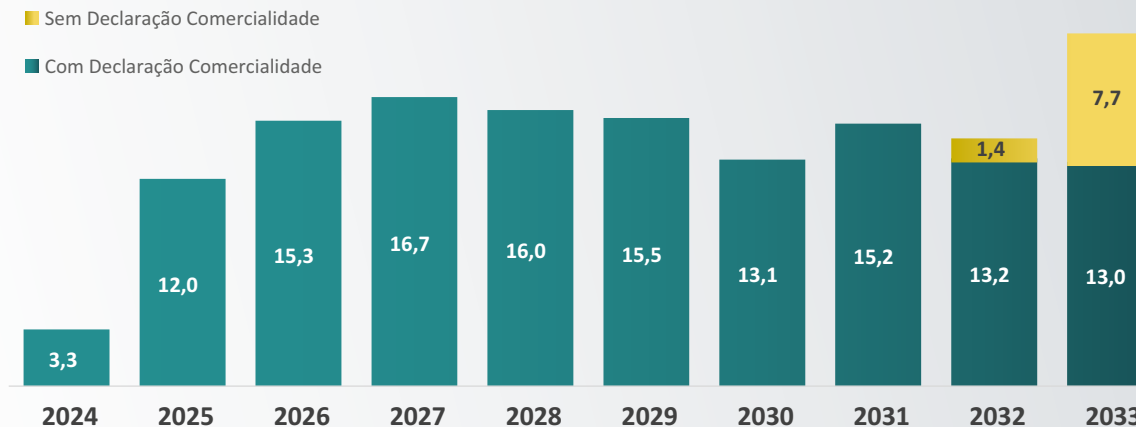
De 2024 até 2033, os contratos terão uma produção acumulada de **6,5 bilhões de barris de petróleo**. Desse total, a parcela acumulada da União será de **1,3 bilhão de barris**.



14. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE GÁS NATURAL PARA EXPORTAÇÃO

A produção de gás natural disponível para exportação nos contratos apresenta crescimento a partir de 2025 e se mantém praticamente estável entre 2026 e 2032. Em 2033, é esperado um pico com o crescimento da produção de contratos que ainda estão atualmente em fase exploratória, com pico de 21 milhões de m³ por dia.

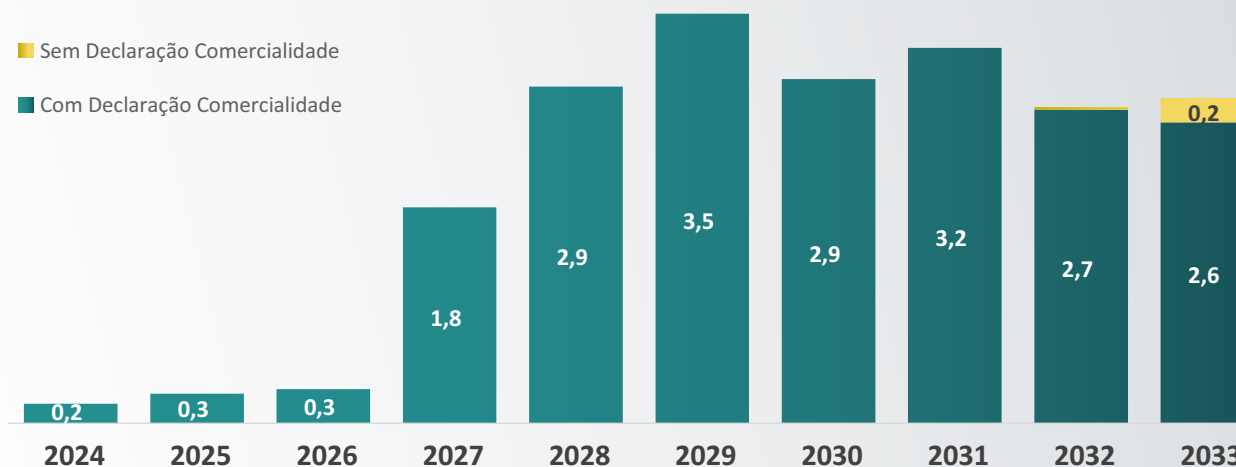
GÁS DISPONÍVEL NOS CPPs E AIPs (MILHÕES m³/DIA)



15. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DE GÁS NATURAL DA UNIÃO

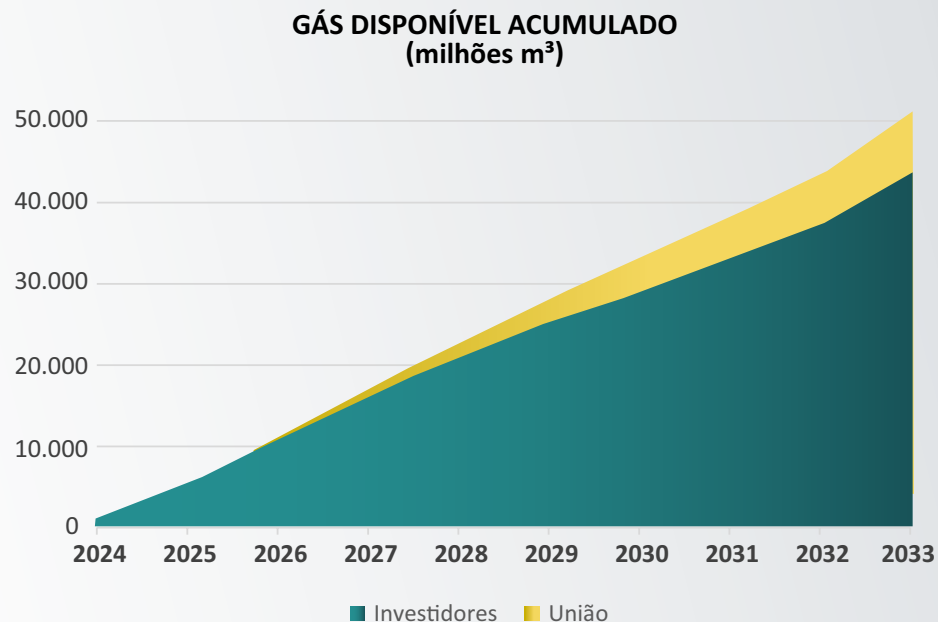
A parcela de gás natural diária da União dará um salto nos próximos anos, saindo dos atuais 112 mil m³/dia (setembro de 2023) para 1,8 milhão m³/dia em 2027 e se mantendo em uma média de 3 milhões m³ dia pelos próximos seis anos. O pico é alcançado em 2029 com 3,5 milhões m³.

GÁS LUCRO DA UNIÃO TOTAL (MILHÕES m³/DIA)



16. PRODUÇÃO ACUMULADA

Até 2033, os contratos terão uma produção acumulada de **52 bilhões de m³** de gás natural para exportação. Desse total, a parcela acumulada da União será de **7,5 bilhões de m³**.



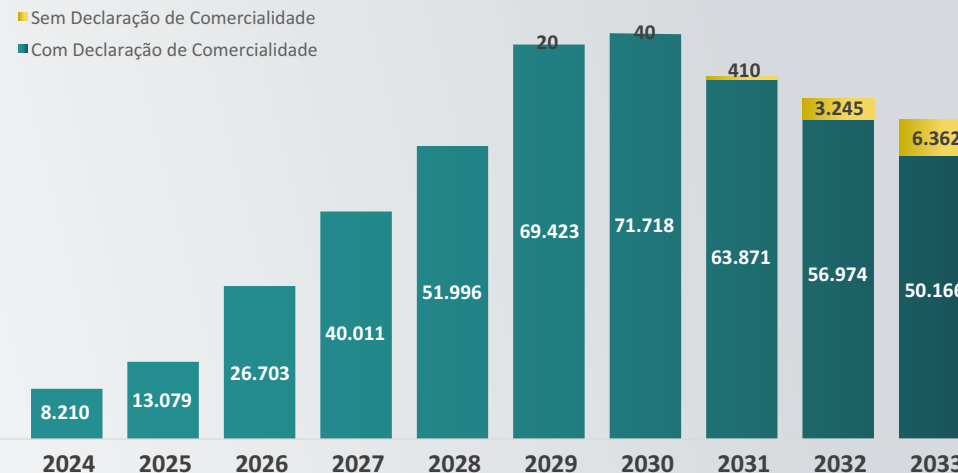
17. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO PETRÓLEO DA UNIÃO

Considerando a produção de 1,3 bilhão de barris de petróleo pertencentes à União até 2033, a receita projetada para a União com a comercialização desse volume é de **R\$ 462 bilhões** no período.

O crescimento da receita da União com a comercialização do petróleo será contínuo até 2030. Para o ano que vem já é prevista uma receita de R\$ 8,2 bilhões, chegando a um pico de R\$ 71,7 bilhões em 2030.

Todos os recursos são destinados ao Tesouro Nacional.

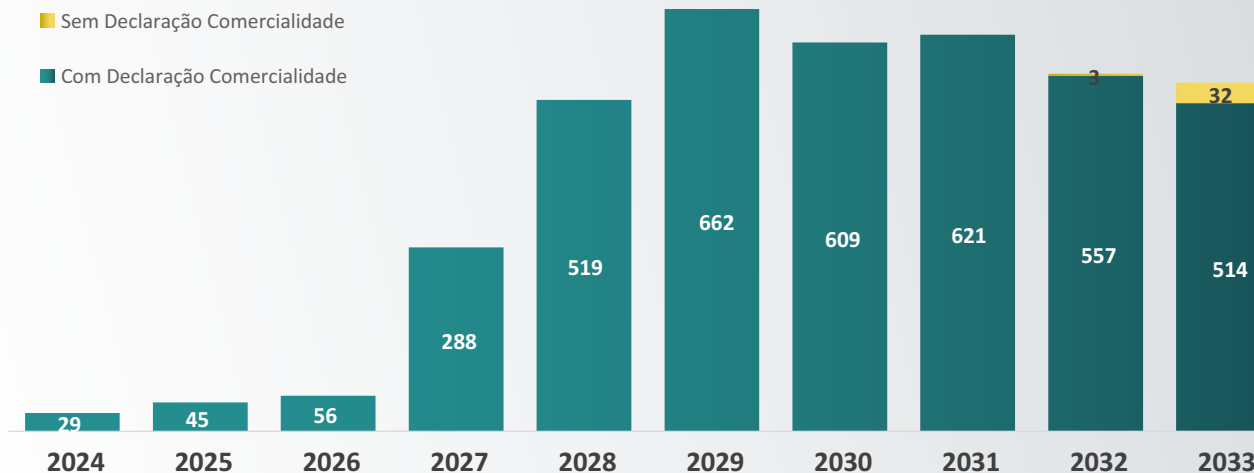
RECEITA COM ÓLEO LUCRO
(Em R\$ bilhão)



18. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO GÁS NATURAL DA UNIÃO

A receita projetada para a União com a comercialização da parcela de gás natural ao longo de dez anos é de R\$ 4 bilhões. O pico da receita ocorre em 2029, com R\$ 662 milhões.

RECEITA COM GÁS LUCRO (MM R\$)

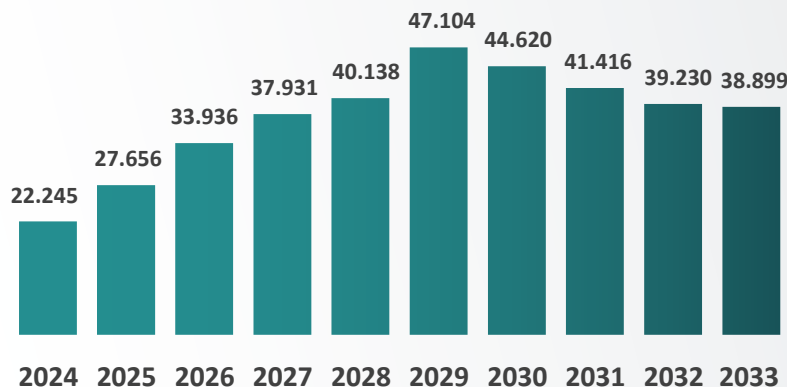


19. RECEITA COM ROYALTIES E TRIBUTOS

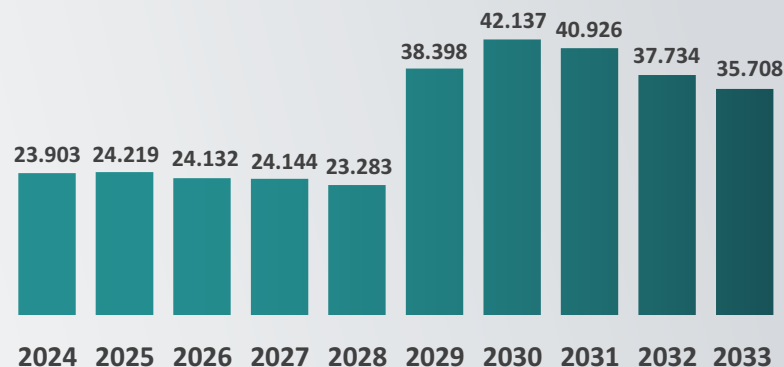
Os royalties são uma compensação financeira devida à União aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. No regime de partilha de produção, incide uma alíquota de 15% de royalties sobre o valor da produção, divididos entre a União (22%), Estados e Distrito Federal (46,5%) e municípios (31,5%).

As empresas produtoras também recolhem Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL). Ao longo dos próximos 10 anos deverão ser arrecadados **R\$ 373 bilhões** com royalties e **R\$ 315 bilhões** em tributos federais.

RECEITA COM ROYALTIES
(Em R\$ milhões)



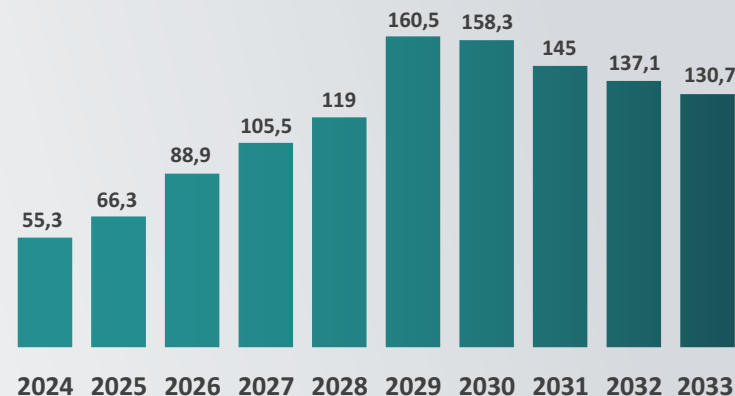
RECEITA COM TRIBUTOS
(Em R\$ milhões)



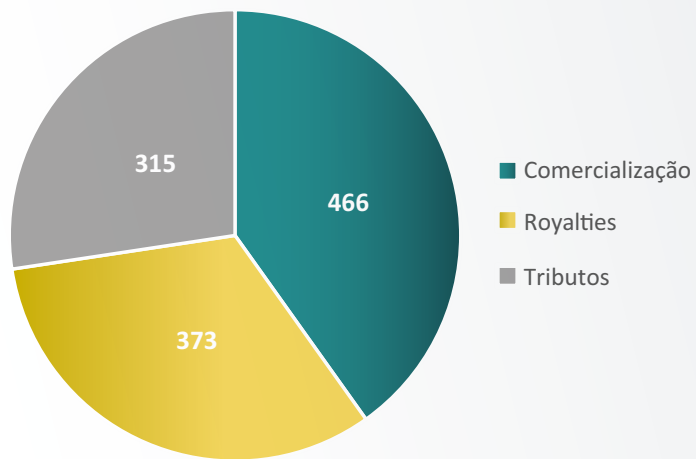
20. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS

Considerando os montantes estimados com a comercialização do óleo da União sob a gestão da PPSA, os royalties advindos da produção nesses contratos e os tributos recolhidos pelas empresas produtoras, o total de recursos destinados aos cofres públicos poderá alcançar cerca de R\$ 1,15 trilhão no período 2024-2033. A maior parcela virá da comercialização do petróleo da União.

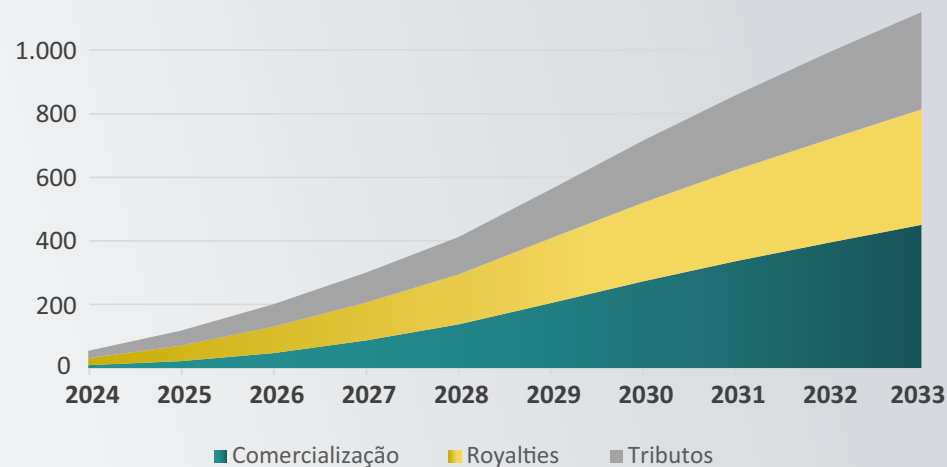
RECEITA COFRES PÚBLICOS
(Em R\$ bilhão)



RECEITA ACUMULADA 2024-2033
(Em R\$ bilhão)



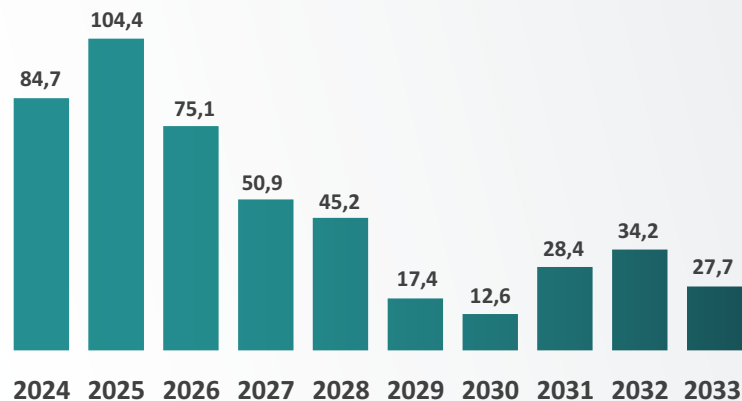
RECEITA ACUMULADA PARA OS COFRES PÚBLICOS
(Em R\$ bilhão)



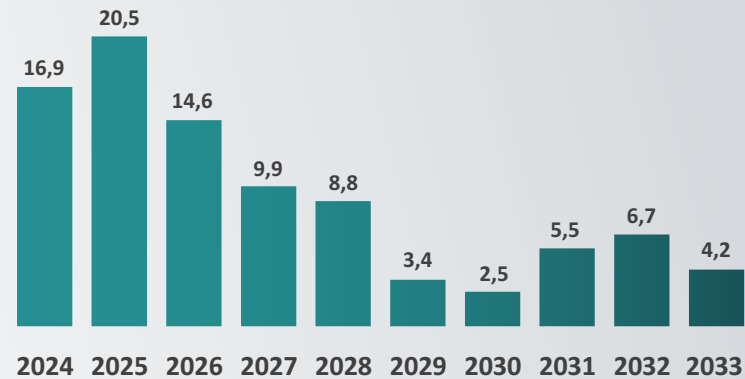
21. EXPECTATIVA DE INVESTIMENTOS

Para desenvolver os contratos, serão investidos **R\$ 475 bilhões** ou **US\$ 93 bilhões** entre 2024 e 2033.

INVESTIMENTOS
(Em R\$ bilhão)

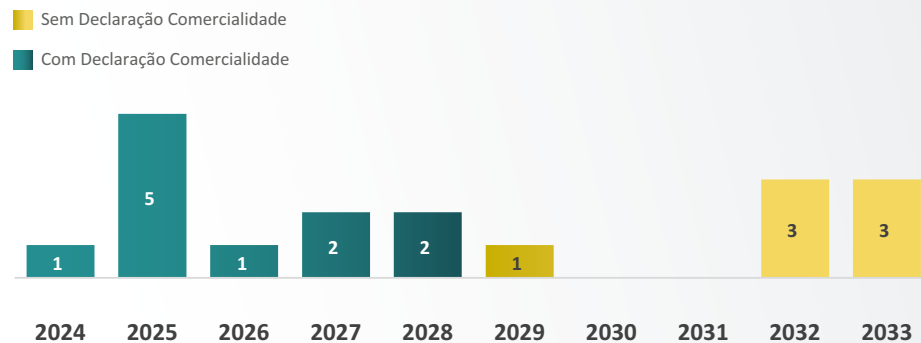


INVESTIMENTOS
(Em US\$ bilhão)

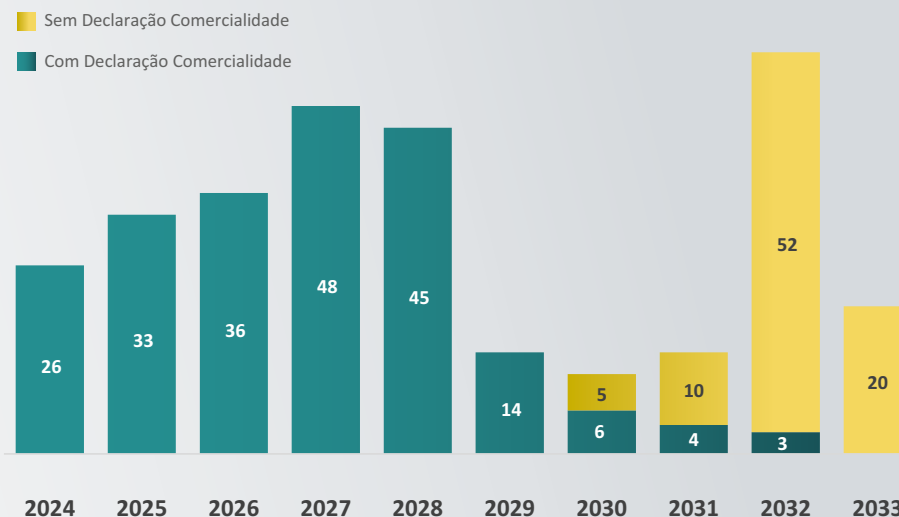


22. DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA

FPSOs (18)



Poços (302)



23. PORTFÓLIO DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A Pré-Sal Petróleo faz a gestão de 23 contratos de partilha de produção. Os contratos são provenientes de seis Rodadas de Licitação de Regime de Partilha de Produção e de duas Rodadas de Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, todas promovidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na sequência, apresentamos os 23 contratos, com sua composição acionária, localização e percentual de excedente em óleo ofertado.



CONTRATOS EM PRODUÇÃO

MERO (LIBRA)

Bacia – Santos

Rodada – 1

Ano – 2013

Data da assinatura do contrato – 2/12/2013

Bônus de assinatura - **R\$ 15 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **41,65%**



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)
FPSO Pioneiro de Libra	50
FPSO Guanabara	180

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



20%



20%



10%



10%

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

BÚZIOS

Bacia – Santos

Rodada – Primeira Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/3/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 68,194 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,24%**

**Composição do consórcio em dezembro de 2021.*

EMPRESAS CONSORCIADAS



85%



10%



5%



5
FPSOs

FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)
FPSO P-74	150	6
FPSO P-75	150	6
FPSO P-76	150	6
FPSO P-77	150	6
Almirante Barroso	150	6

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

SUDOESTE DE TARTARUGA VERDE

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **10,01%**



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)
Cidade dos Campos dos Goytacazes	150	5

EMPRESA CONSORCIADA



100%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

ENTORNO DE SAPINHOÁ

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/1/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 200 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **80%**

Fase - produção



FPSOs	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)
FPSO Cidade de São Paulo	120	5
FPSO Cidade de Ilha Bela	150	6

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



30%



25%

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

ATAPU

Bacia – Santos

Rodada – VEC02

Ano – 2021

Data da assinatura do contrato – 27/02/2022

Bônus de assinatura - **R\$ 4,002 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **31,68%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



52,5%



25%



22,5%



1
FPSO

FPSO	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)
FPSO P-70	150

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

SÉPIA

Bacia – Santos

Rodada – VECO2

Ano – 2021

Data da assinatura do contrato – 27/02/2022

Bônus de assinatura - **R\$ 7,138 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **37,43%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



28%



21%



21%



1
FPSO

FPSO	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)
FPSO Carioca	180

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

ITAPU

Bacia – Santos

Rodada – VECO1

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/03/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 1,766 bilhão**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **18,15%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



100%



FPSO	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)
P-71	150	6

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)



NORTE DE CARCARÁ

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **67,12%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



40%



20%

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

SUL DE GATO DO MATO

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **11,53%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



30%



20%

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

PEROBA

Contrato em
devolução

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **76,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%

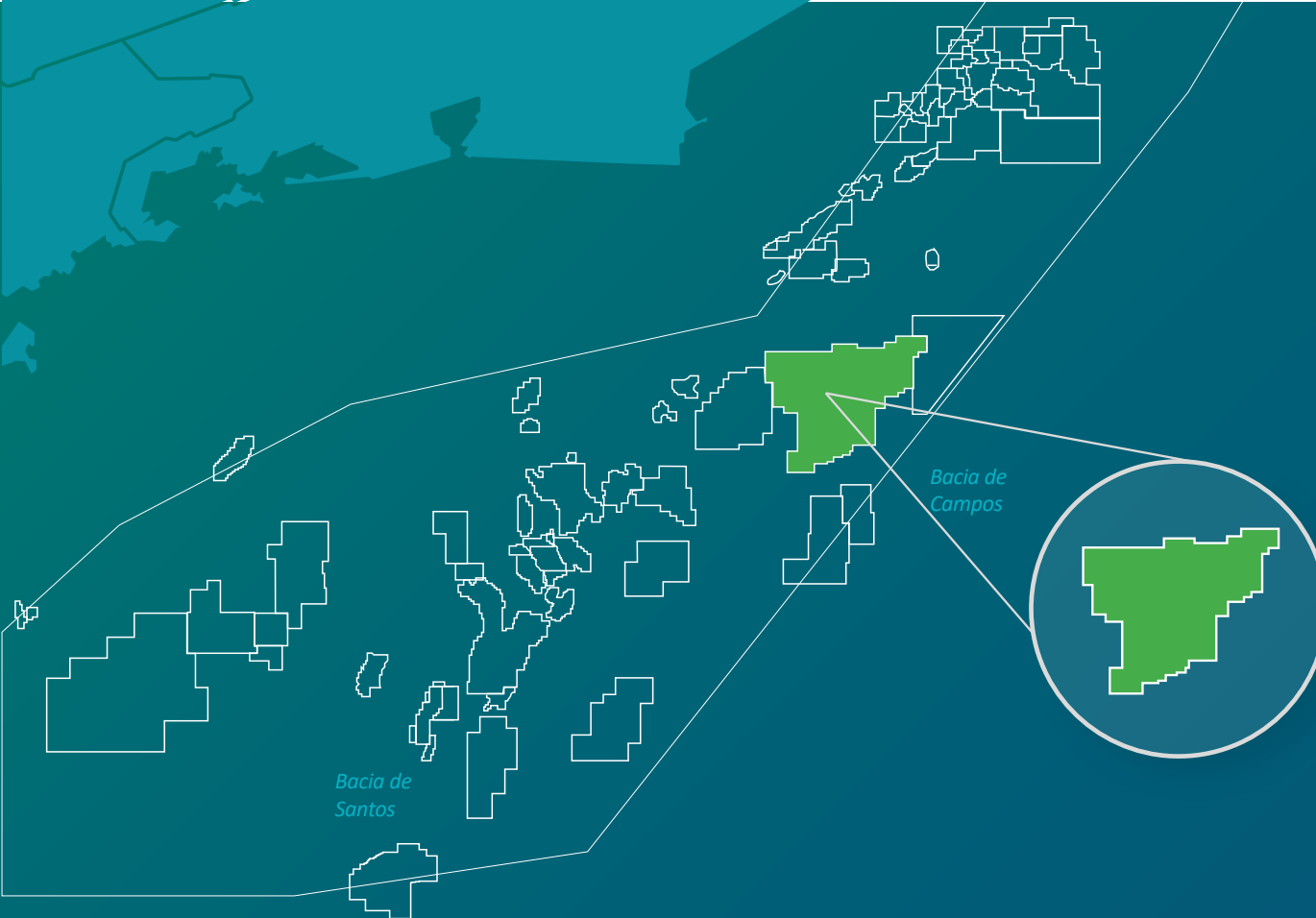


40%



20%

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS



**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

ALTO DE CABO FRIO CENTRAL

Bacia – Campos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,86%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



50%

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

UIRAPURU

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2,650 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,49%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



28%



28%



14%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

ALTO DE CABO FRIO OESTE

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 350 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **22,87%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



55%



25%



20%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

TRÊS MARIAS

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **49,95%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



40%



30%

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

DOIS IRMÃOS

Bacia – Campos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 400 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **16,43%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



30%



25%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

SATURNO

Bacia – Santos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **70,20%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



45%



10%

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

TITÃ

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,49%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



64%



36%

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

PAU BRASIL

Bacia – Santos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **63,79%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



30%



20%

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO

ARAM

Bacia – Santos

Rodada – 6

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/03/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 5,05 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **29,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



80%



20%

VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS



**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

ÁGUA MARINHA

Bacia – Campos

**Rodada – 1º Ciclo de Oferta Permanente da
Partilha de Produção**

Data da assinatura do contrato – 31/05/2023

Bônus de assinatura - R\$ 65,443 milhões

Percentual de excedente em óleo ofertado – 42,40%

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



30%



20%



20%

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

NORTE DE BRAVA

Bacia – Campos

**Rodada – 1º Ciclo de Oferta Permanente da
Partilha de Produção**

Data da assinatura do contrato – 31/05/2023

Bônus de assinatura - R\$ 511,692 milhões

Percentual de excedente em óleo ofertado – 61,71%

EMPRESAS CONSORCIADAS



100%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

SUDOESTE DE SAGITÁRIO

Bacia – Santos

**Rodada – 1º Ciclo de Oferta Permanente da
Partilha de Produção**

Data da assinatura do contrato – 31/05/2023

Bônus de assinatura - R\$ 330,256 milhões

Percentual de excedente em óleo ofertado – 25%

EMPRESAS CONSORCIADAS



60%



40%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**

BUMERANGUE

Bacia – Santos

**Rodada – 1º Ciclo de Oferta Permanente da
Partilha de Produção**

Data da assinatura do contrato – 01/06/2023

Bônus de assinatura - R\$ 8,861 milhões

Percentual de excedente em óleo ofertado – 5,90%

EMPRESAS CONSORCIADAS



100%

[VOLTAR PARA CARTEIRA DE PROJETOS](#)

24. OS ACORDOS DE INDIVIDUALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO INCLUÍDOS NESSE ESTUDO

Jazida Compartilhada de Mero

A jazida de Mero faz parte de Contrato de Partilha de Produção de Libra, o primeiro assinado no país. A jazida se estende ao sul para fora da área contratada e foi objeto de negociação de acordo de individualização de produção, concluído em 20/12/2018.

O acordo estabelece as participações de cada uma das partes e as regras da execução conjunta das operações de desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural na jazida compartilhada. As participações de cada parte na jazida compartilhada de Mero passam a ser: Petrobras (38,6%), Shell Brasil (19,3%), Total Energies (19,3%), CNODC (9,65%), CNOOC (9,65%) e PPSA (3,5%).

Jazida Compartilhada de Tupi

Tupi é o principal campo produtor de petróleo e de gás natural dos reservatórios do pré-sal. Situado na Bacia de Santos, o bloco tem como operador a Petrobras (65%) e, como sócios, a Shell (25%) e a Petrogal (10%). As negociações deste AIP se iniciaram em julho de 2014 e o acordo foi assinado em agosto de 2015. O AIP foi efetivado em primeiro de abril de 2019, concedendo à União uma participação de 0,551% na jazida compartilhada.

Jazida Compartilhada de Atapu

A área de Atapu está localizada na Bacia de Santos. Parte da produção de petróleo nesta jazida é proveniente do contrato de concessão BM-S-11A (Área de Oeste de Atapu), que tem a Petrobras como operadora e as sócias Total, Shell e Petrogal; parte é realizada exclusivamente pela Petrobras em área referente ao contrato de cessão onerosa (Área de Atapu); e uma terceira fatia de produção provem de área não contratada, de propriedade da União (Área Norte de Atapu). As negociações referentes a esse AIP se iniciaram em outubro de 2017.

O acordo foi efetivado em primeiro de setembro de 2019, concedendo à União uma participação de 0,95% na jazida compartilhada.

Na ocasião da assinatura do contrato de partilha de produção dos volumes excedentes da cessão onerosa de Atapu, em 27 de abril de 2022, foi assinado um aditivo ao acordo de individualização da produção para a Jazida Compartilhada, que passa, agora, a englobar os contratos da cessão onerosa, concessão, partilha de produção e a área não contratada.

25. EXPEDIENTE

ELABORAÇÃO DO ESTUDO:

Assessoria de Planejamento Estratégico e Diretoria de Gestão de Contratos

EDIÇÃO:

Assessoria de Comunicação e Ouvidoria

REVISÃO:

Print Comunicação

DESIGN:

Dom Comunicação Criativa

LANÇAMENTO:

novembro de 2023

FONTES:

Equipe técnica da Pré-Sal Petróleo

Planos de Desenvolvimento dos Contratos

Cenário de referência de preços de petróleo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)



Pré-sal
Petróleo

www.presalpetroleo.gov.br