

INFORME DPG Nº 03/25



Indicadores de Monitoramento da Política de E&P



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outros.

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília - DF - CEP: 70.065-900

Escritório Central

Praça Pio X, n.º 54 - 2º andar
20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Rio de Janeiro
Dezembro de 2025

**Diretoria de Estudos de Petróleo,
Gás e Biocombustíveis**

Superintendência de Petróleo

Coordenação Geral

Heloísa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Isis de Oliveira Fernandes

Péricles de Abreu Brumati

Roberta de Albuquerque Cardoso

Rubens Fausto José M. da Cunha Ribeiro

Victor Hugo Trocate da Silva

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

SUMÁRIO

1. Objetivo.....	8
2. Indicadores de Monitoramento da Política de E&P.....	8
2.1. Relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural - R/P	9
2.2. Índice de Reposição de Reservas de petróleo e gás natural – IRR	11
2.3. Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás	11
2.4. Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa)....	12
2.5. Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional	14
2.6. Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo	16
3. Considerações Finais.....	25
4. Referências Bibliográficas.....	27

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Relação entre reserva e produção de petróleo.....	10
Tabela 2 - Relação entre reserva e produção de gás natural.....	10
Tabela 3 - IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (ANP, 2025a; ANP, 2025b e ANP, 2025c).....	11
Tabela 4 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo.....	12
Tabela 5 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás.....	12
Tabela 6 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras.....	13
Tabela 7 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional.....	16
Tabela 8 - Novo PAC: investimentos no subeixo Petróleo e Gás.....	22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P.....	9
Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P.....	10
Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida.....	14
Figura 4 - Investimentos em <i>upstream</i> (petróleo) entre 2019 e 2025 (projeção).....	17
Figura 5 - Investimento em exploração e produção de petróleo e gás em termos reais e reajustado para os níveis de custo de 2021, 2015-2025.....	18
Figura 6 - Investimento em E&P por tipo de empresa, 2015-2025.....	18
Figura 7 - Aumento dos gastos com IA e recursos de IA generativa por empresas de petróleo e gás dos EUA.....	21
Figura 8 - Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural.....	23
Figura 9 - Petrobras: Capex anual em implantação.....	24
Figura 10 - Histórico de custos em <i>upstream</i> no mundo (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic).....	25

ÍNDICE DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Águas Profundas
AR	Águas Rasas
AUP	Águas Ultraprofundas
BAR	Boletim Anual de Reservas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração e produção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FOB	<i>Free on board</i>
IEA	International Energy Agency
IRR	Índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural
MC	Mar Costeiro
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
Opep	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
Secex	Secretaria de Comércio Exterior
TC	Terra Costeira
TI	Terra Interior

1. Objetivo

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), desde 2019, publica o informe *Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*, com base na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 (EPE, 2018), que aborda a metodologia utilizada na obtenção dos indicadores de monitoramento da eficácia de implementação da política de Exploração e Produção (E&P) que trata a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) n.º 17/2017 (Brasil, 2017). A periodicidade da atualização dos indicadores é anual.

O presente informe tem por objetivo divulgar a atualização de Indicadores de Monitoramento selecionados, para o ano base de 2024.

2. Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

O monitoramento da eficácia de implementação da Política de E&P, em atendimento à Resolução CNPE n.º 17/2017, é elaborado por meio do acompanhamento da evolução dos indicadores previstos na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018. No documento, são apresentados os conceitos e as metodologias para cada um destes indicadores. Os indicadores¹ a serem atualizados anualmente são:

I – relação entre as reservas e a produção de petróleo e gás natural – R/P;

II – índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural – IRR;

III – período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás;

IV – fator de recuperação médio das bacias;

V – percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional;

VI – percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em exploração e produção (E&P) no mundo.

Os indicadores são apresentados nos subitens a seguir.

A EPE se exime de quaisquer responsabilidades sobre decisões ou deliberações tomadas com base no uso das informações contidas neste informe, assim como pelo uso indevido dessas informações.

¹ A metodologia para o cálculo dos indicadores está descrita na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 denominada Indicadores de Monitoramento da Política de E&P (EPE, 2018), já citada.

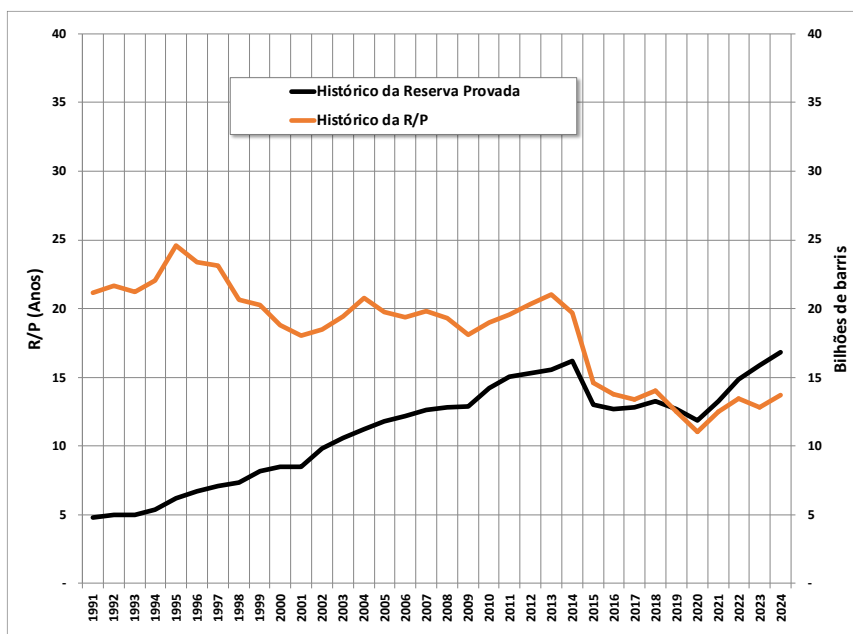
2.1. Relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural - R/P

A relação entre as reservas e a produção (R/P) de petróleo e gás natural é um fator que fornece subsídio sobre o tempo de esgotamento de reservas, sendo representada em anos. Considerando as reservas brasileiras 1P existentes no Boletim Anual de Reservas (BAR) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2024 (ANP, 2025a), a reserva de petróleo é de 16,8 bilhões de barris e a de gás natural é de 546 bilhões de m³ (ANP, 2025b).

De acordo com os dados de produção, também disponibilizados pela ANP (ANP,2025c), em 2024, a produção de petróleo e gás natural foi de 3,358 milhões de barris de óleo equivalente/dia, cerca de 1,29 % abaixo do valor em 2023. A produção total acumulada de petróleo e gás natural em 2024 foi de 1,23 bilhão de barris de petróleo (média de 3,36 milhões de barris por dia) e de 56,1 bilhões de m³ de gás natural (média de 153 milhões de metros cúbicos/dia), gerando uma produção total de 1,58 bilhão de barris de óleo equivalente, representando um decréscimo de 0,24% em relação ao ano de 2023.

É possível observar na Figura 1 uma tendência geral de redução na R/P de petróleo de 2014 até 2020, refletindo a redução da reserva provada em contraste com o crescimento da produção. A razão R/P no ano de 2024 foi estimada em aproximadamente 13,7 anos para petróleo, justificada pelo aumento das reservas e ligeira redução na produção de petróleo. Em 2024, a reserva provada de petróleo aumentou 6,0% com relação ao ano anterior, com destaque para os campos de Búzios, Itapu, Tupi e Sépia, e a produção anual apresentou uma queda de 1% para o mesmo período.

Figura 1 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P.



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 1 apresenta a relação entre reserva e produção de petróleo em detalhe para os últimos três anos. Observa-se um aumento de aproximadamente 7% na R/P do petróleo entre 2024 e 2023, com elevação da reserva 1P em 6%.

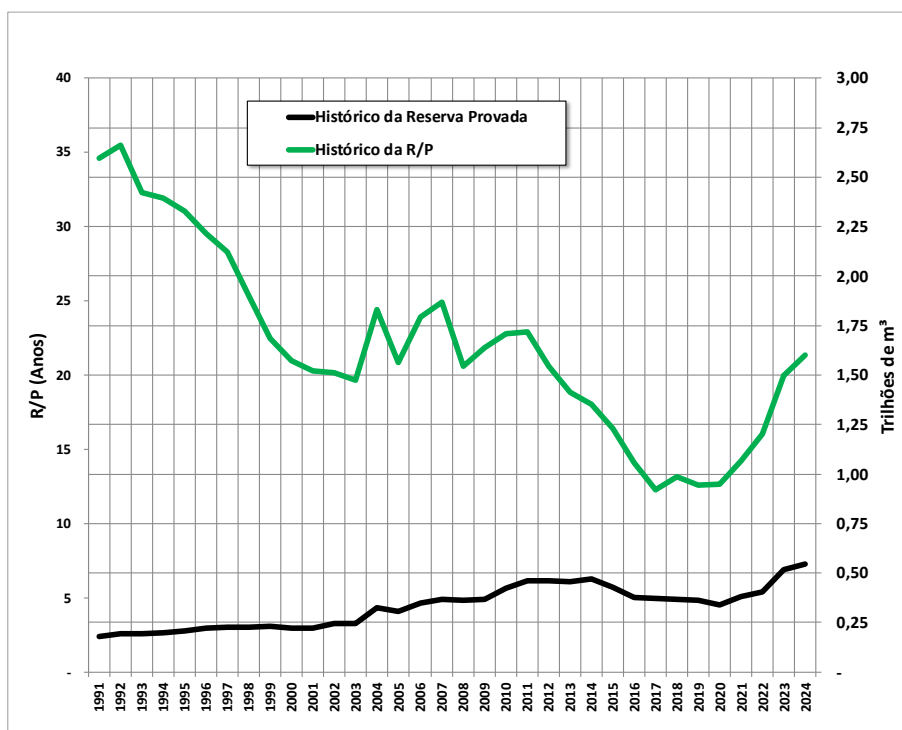
Tabela 1 - Relação entre reserva e produção de petróleo.

	2022	2023	2024
Reservas 1P (bilhões bbl)	14,9	15,9	16,8
Produção Acumulada (milhões bbl)	1.101	1.242	1.229
R/P (anos)	13,5	12,8	13,7

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 2 observa-se um declínio de R/P de gás natural após o ano de 1992, chegando a um R/P de aproximadamente 20 anos em 2003, mantendo-se num patamar médio nesse valor nos anos seguintes, declinando gradativamente até alcançar 12 anos em 2017, mantendo um patamar nesse valor até 2020, voltando a crescer ligeiramente em 2022 e em 2023 retornando ao valor de 20 anos. Em 2024 ocorreu um novo crescimento, chegando ao valor de 21,3 anos.

Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P



Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 2 apresenta a relação entre reserva e produção para o gás natural, em detalhe para os últimos três anos. Observa-se um aumento de 5,6% nas reservas 1P e de aproximadamente 7% da R/P de gás natural, comparado ao ano anterior.

Tabela 2 - Relação entre reserva e produção de gás natural.

	2022	2023	2024
Reservas 1P (bilhões de m³)	407	517	546
Produção Acumulada (Bilhões de m³)*	25,3	26,0	25,6
R/P (anos)	16,0	19,9	21,3

•Descontado o volume injetado da produção de gás natural.

Fonte: Elaboração própria

Os projetos de E&P de óleo e gás em 2024 continuaram evoluindo positivamente, tendo como destaque o sucesso do 4º Leilão de petróleo da União, para venda de aproximadamente 37,5 milhões de barris, referentes à produção estimada da União em 2025 dos Campos de Mero e Búzios. O leilão ocorreu em julho de 2024, na B3 - Brasil, Bolsa e Balcão, em São Paulo – Brasil, e bateu recorde de potencial de arrecadação para os cofres públicos de R\$ 17 bilhões e de empresas participantes. A ANP programou para 2025 os leilões de concessão (5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão) e partilha de produção (3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha).

2.2. Índice de Reposição de Reservas de petróleo e gás natural – IRR

O Índice de Reposição de Reservas (IRR) corresponde à variação de volume recuperável provado de óleo e gás entre dois períodos, em relação à produção anual. O IRR calculado atualizado para o ano de 2024 pode ser consultado na Tabela 3, juntamente com os IRR dos dois anos anteriores, onde se observa uma redução no IRR, mesmo com o aumento das reservas provadas e uma pequena redução da Produção, em relação ao ano anterior.

Tabela 3 - IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (ANP, 2025a; ANP, 2025b e ANP, 2025c)

2022		2023		2024	
Reserva 1P 2021	15.623	Reserva 1P 2022	17.413	Reserva 1P 2023	19.146
Reserva 1P 2022	17.413	Reserva 1P 2023	19.146	Reserva 1P 2024	20.275
Produção 2022	1.419	Produção 2023	1.586	Produção 2024	1.577
IRR 2022 (%)	226	IRR 2023 (%)	209	IRR 2024 (%)	172

Fonte: Elaboração própria.

2.3. Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás

O período entre a adjudicação² do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás refere-se ao tempo necessário para o início da produção de um ativo. O indicador é estimado em função do ambiente de E&P e nível estratigráfico pré-sal e pós-sal, considerando o cenário atual do País.

A Tabela 4 apresenta os índices dos últimos três anos para o primeiro óleo, onde é possível observar que este índice permaneceu praticamente estável na maioria dos ambientes exploratórios, sendo a maior alteração observada em TI, onde uma queda é observada, sendo justificada pela revisão de dados de campos atrelados a esse ambiente.

² Adjudicação do bloco é o ato mediante o qual se declara que uma determinada empresa ou consórcio assume a posse do mesmo, realizando a assinatura do contrato.

Tabela 4 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo.

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até início da produção de petróleo					
		2022		2023		2024	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	67	5,6	70	5,8	26	2,2
TC	Pós-sal	63	5,3	66	5,5	67	5,6
MC	Pós-sal	67	5,5	67	5,5	76	6,3
AR	Pós-sal	100	8,4	100	8,4	100	8,4
AP	Pós-sal	135	11,2	135	11,2	123	10,3
AP	Pré-sal	67	5,5	83	6,9	98	8,1
AUP	Pós-sal	141	11,8	141	11,8	149	12,4
AUP	Pré-sal	82	6,8	88	7,3	83	6,9

Fonte: Elaboração própria.

Com relação ao gás natural, a Tabela 5 indica uma pequena queda no período entre a adjudicação do bloco e o início da produção com relação ao período anterior, em praticamente todos os ambientes exploratórios, exceto nos ambientes AR e AP. Essas alterações são justificadas por revisão de dados de campos e fluidos principais, com retirada de campos que foram incorporados a outros campos, além da inclusão de novos campos.

Tabela 5 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás.

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até início da produção de gás natural					
		2022		2023		2024	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	120	10,0	120	10,0	110	9,2
TC	Pós-sal	91	7,6	107	8,9	97	8,1
MC	Pós-sal	92	7,7	92	7,7	86	7,2
AR	Pós-sal	129	10,7	129	10,7	129	10,7
AP	Pós-sal	139	11,6	139	11,6	138	11,5

Fonte: Elaboração própria.

2.4. Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa)

O Fator de Recuperação (FR) indica o percentual do volume original³ que se espera produzir em um reservatório. O termo Fator de Recuperação Médio das bacias, diz respeito a uma aproximação que utiliza a média dos FR de todos os campos da bacia. A Tabela 6 apresenta o Fator de Recuperação Médio e o atual para as bacias sedimentares brasileiras nos últimos três anos. Percebe-se que, algumas bacias *onshore*, vêm apresentando uma variação no Fator de Recuperação, diferenças relacionadas aos novos valores de "volume in situ" informados no novo BAR.

³ Volume original - Quantidade de fluido existente no reservatório no momento de sua descoberta (Fernández e Júnior, 2009).

Em 2024, o ambiente *onshore* brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural registrou sinais concretos de recuperação e dinamização: a ANP reportou que o número de contratos vigentes para exploração alcançou o maior patamar da história — 420 blocos sob contrato após a assinatura de 182 novos acordos decorrentes do 4º ciclo da Oferta Permanente. (ANP, 2025d)

A produção *onshore* atingiu aproximadamente 232 mil boed em 2024 e a agência projeta crescimento de até 29% até 2028, refletindo os efeitos das políticas de incentivos para campos terrestres. (ANP, 2025e)

Esses resultados ilustram a manutenção do interesse por áreas terrestres — especialmente em bacias maduras e campos de pequeno a médio porte — confirmando que a combinação de leilões ativos e estímulos regulatórios vem viabilizando a revitalização e o crescimento do segmento *onshore* no Brasil.

Tabela 6 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras.

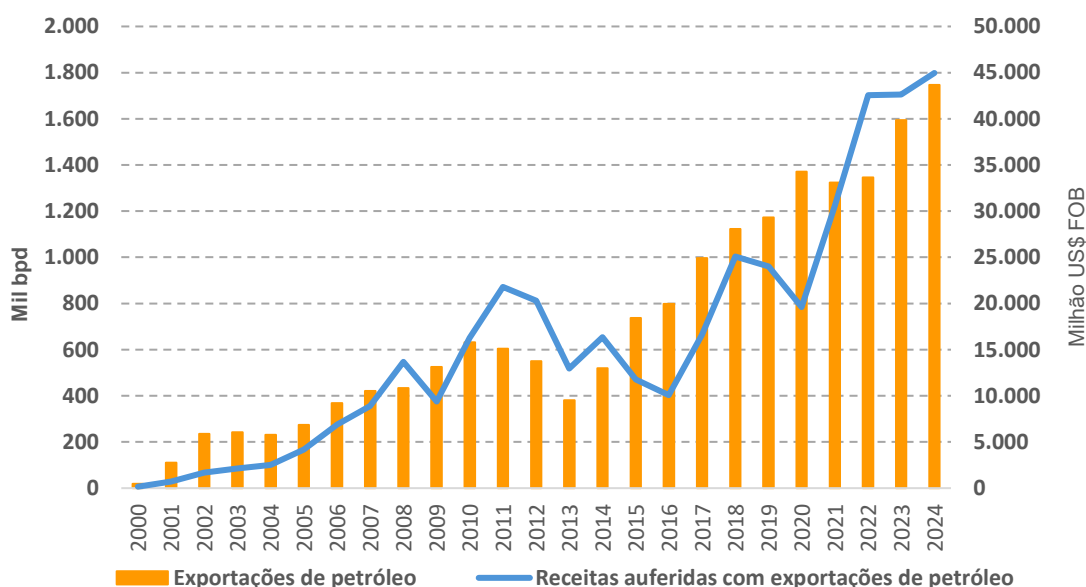
Bacia	2022		2023		2024	
	FR	FRa	FR	FRa	FR	FRa
Alagoas	50%	35%	50%	35%	19%	13%
Amazonas	80%	2%	80%	5%	91%	4%
Camamu	34%	19%	18%	12%	22%	17%
Campos	26%	16%	28%	16%	28%	16%
Ceará	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Espírito Santo-Mucuri	26%	21%	29%	22%	29%	21%
Parnaíba	90%	26%	90%	27%	88%	28%
Potiguar	23%	18%	25%	20%	24%	20%
Recôncavo	35%	30%	37%	32%	37%	31%
Santos	29%	5%	29%	6%	30%	7%
Sergipe	30%	11%	32%	12%	32%	12%
Solimões	75%	55%	76%	57%	77%	51%
Tucano Sul	47%	39%	46%	37%	47%	38%

Fonte: Elaboração própria.

2.5. Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional

O volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2024 registrou uma elevação de 9,5% em relação ao ano anterior, perfazendo 1,746 milhão b/d (Figura 3), tendo a China se consolidado como principal destino das exportações (44%), seguido pelos Estados Unidos (14%). A receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB)⁴ foi de aproximadamente US\$ 45 bilhões (13,3% do valor total de exportações do País), 5,5% maior que em 2023, sendo justificado pelo aumento de aproximadamente 9,5% no volume de petróleo exportado versus o menor preço médio de exportação (-3,66%) quando comparado ao ano anterior. Em 2024, o preço médio do barril de petróleo para exportação foi de US\$ 70,55, registrando queda de 3,7% em relação ao ano de 2023. (ANP, 2025f e MDIC,2025a)

Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida.



Fonte: ANP (2025,f).

Em 2024, as exportações de petróleo tiveram um resultado muito positivo, ocupando o primeiro lugar em relação ao volume de divisas geradas (seguido pelo minério e pela soja). A produção do pré-sal teve papel muito importante nesse resultado. Em relação ao mercado global, segundo a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP ou, pelo seu nome em inglês, OPEC), o Brasil se posicionou como sexto maior produtor de petróleo, décima quarta maior reserva provada, e o sétimo maior exportador. (MDIC, 2025b e OPEC, 2025)

Os dados disponibilizados pela ANP para o ano de 2025, até a atualização do presente documento, contemplavam volumes até o mês de julho. Deste modo, foi possível verificar, para o período de janeiro a julho/2025, uma queda de aproximadamente 1% no volume de exportações de petróleo em relação ao mesmo período do ano anterior. De modo análogo, quando comparada à receita auferida pelas exportações para o mesmo período, constata-se uma queda de aproximadamente 8% em relação ao respectivo período em 2024, sendo equivalente à

⁴ Os valores da receita auferida com a exportação do petróleo são apresentados em dólares americanos em valores correntes e *free on board* (FOB - contrato no qual o custo da mercadoria entregue em um porto, sem custos de internação).

redução dos volumes exportados e aos menores preços médios internacionais do petróleo no primeiro semestre de 2025 (aproximadamente US\$ 72/b, petróleo Brent, sendo 14% menor do que o mesmo período de 2024)⁵. (ANP, 2025g)

O crescimento da demanda global de petróleo desacelerou acentuadamente em 2024, com o consumo aumentando 0,8%, refletindo o fim da recuperação da mobilidade pós-pandemia, o crescimento industrial mais lento e o impacto crescente dos veículos elétricos. Apesar da relativa estabilidade na produção global de petróleo em 2024 quando comparado ao ano anterior, o setor de petróleo continuou passando por mudanças estruturais nos fluxos comerciais, causando elevação dos custos operacionais e da complexidade logística. (IEA, 2025a e OPEC, 2025).

Em 2024, o risco geopolítico permaneceu elevado, com a continuação da guerra na Ucrânia, os ataques à navegação no Mar Vermelho e tensões no Oriente Médio, entre outros conflitos. No entanto, a produção de petróleo global seguiu num patamar de crescimento moderado. Segundo a EIA, a produção global de combustíveis líquidos aumentou de aproximadamente 103,2 milhões bpd em 2024 para projeções em torno de 105,5 milhões bpd em 2025, impulsionada sobretudo pelos países não-OPEP+, inclusive Brasil, Canadá, Guiana e Estados Unidos. (EIA, 2025)

Quanto aos preços de exportação do petróleo brasileiro, observa-se uma redução em dólares por barril em comparação com períodos anteriores: por exemplo, em relatório de infraestrutura da ANP, o preço médio do barril de petróleo exportado – FOB Brasil – em novembro de 2024 foi próximo de US\$ 79/barril, valor 13,9% inferior ao observado em novembro de 2023, considerando flutuações positivas de preços nesse intervalo de tempo. (CNI, 2025)

Ao se analisar os valores do percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional, apresentados na Tabela 7 verifica-se a manutenção no patamar de participação em 2024 em relação ao ano anterior, de 3,9%.

⁵ No que concerne ao contexto de preços internacionais do período citado, houve aumento de oferta de petróleo que não foi acompanhado pelo mesmo ritmo de crescimento da demanda em alguns mercados (devido, por exemplo, à desaceleração econômica na China e Europa e ao avanço das energias renováveis e também às taxas de juros elevadas nos EUA e na Europa, que mantiveram o dólar valorizado, pressionando commodities cotadas em dólar, como o petróleo, reduzindo a atratividade para alguns importadores e limitando o crescimento da demanda); após reduzir a produção em 2023 e 2024, a Opep+ anunciou aumentos graduais em 2025 de cerca de +0,6 milhão bpd, elevando a disponibilidade no mercado+; os conflitos entre Ucrânia e Rússia e no Oriente Médio mantiveram o risco elevado, mas fluxos foram redirecionados (ex.: Rússia para Ásia, Brasil e Guiana ampliando exportações). (IEA, 2025b e EIA, 2025)

Tabela 7 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional.

Ano	Exportações Brasil (mil bpd)	Exportações Mundo (mil bpd)	Brasil / Mundo (%)
2002	233	36.786	0,63%
2003	243	38.447	0,63%
2004	230	41.405	0,56%
2005	274	42.414	0,65%
2006	366	41.873	0,87%
2007	421	42.359	0,99%
2008	431	41.549	1,04%
2009	525	40.195	1,31%
2010	581	40.910	1,42%
2011	599	40.874	1,47%
2012	488	41.700	1,17%
2013	366	40.438	0,90%
2014	517	39.843	1,30%
2015	736	41.062	1,79%
2016	891	43.792	2,04%
2017	1.127	44.387	2,54%
2018	1.147	45.571	2,52%
2019	1.301	44.902	2,90%
2020	1.401	41.703	3,36%
2021	1.292	40.803	3,17%
2022	1.377	43.533	3,16%
2023	1.749	43.976	3,98%
2024	1.707	43.239	3,95%

Fonte: Elaboração própria, a partir de Opec (2025).

Nota: Informações podem incluir ajustes nos volumes de condensados e volumes de petróleo em trânsito. Os dados originais podem sofrer atualizações, refletindo em ajustes neste documento.

2.6. Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo

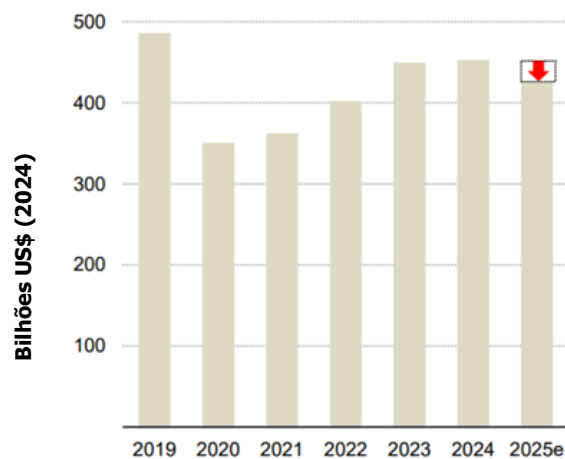
O investimento global em energia em 2024 alcançou pouco mais de US\$ 3,0 trilhões, ultrapassando pela primeira vez nos dados históricos, conforme estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA). Esse valor representa um aumento de 2% em termos reais em relação a 2023. Desse total, cerca de US\$ 2,0 trilhões destinaram-se a tecnologias e infraestrutura de energia limpa, incluindo geração renovável, redes elétricas, eficiência energética, armazenamento e veículos elétricos.

A IEA projeta que, em 2025, no âmbito global, os investimentos totais em energia deverão alcançar US\$ 3,3 trilhões. Esse cenário está projetado apesar das tensões comerciais contínuas, especialmente entre os EUA e a China, após a série de tarifas anunciadas pelo governo norte americano sobre parceiros comerciais dos EUA, além das tensões geopolíticas em meio a guerras na Europa e no Oriente Médio. A China deve ser, de longe, o maior investidor em energia, respondendo por mais de um quarto do total de gastos.

Em 2024 os investimentos globais em *upstream* (petróleo) mantiveram um patamar semelhante ao ano de 2023, segundo dados da IEA. A queda nos preços do petróleo e nas expectativas de demanda deve resultar em uma queda de 6% nos investimentos em exploração e produção de petróleo em 2025, a primeira queda anual desde 2020, conforme observado na Figura 4 e na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Embora os gastos com campos de gás natural devam manter os níveis observados em 2024, a redução nos gastos com petróleo direciona a expectativa para o investimento total em exploração e produção de petróleo e gás em 2025 a pouco menos de US\$ 570 bilhões, uma queda de cerca de 4%. Desse total, 40% são destinados a desacelerar o declínio da produção em campos existentes. (IEA, 2025c; IEA, 2025d e S&P GLOBAL, 2025a)

Segundo a IEA, a queda nos investimentos prevista para 2025 pode ser justificada por menores gastos na zona sensível ao preço do *shale* dos EUA, onde os produtores exigem que o *Dated Brent* esteja na casa de 60 dólares por barril para justificar novas explorações. O *tight oil* e o *shale gas* dos EUA representam 15% do investimento global *upstream* e devem ter uma queda de 10% nos investimentos em 2025. Além disso, segunda a IEA, os gastos globais em petróleo e gás *upstream* estão direcionados para o Oriente Médio, com os NOCs da região esperando representar uma fatia de 20% do investimento *upstream* global em 2025, um recorde histórico, impulsionado pela expansão de projetos de gás na Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos e Catar. O investimento *upstream* na África Subsaariana deve cair 15% em 2025, enquanto pode subir levemente na Rússia após a queda em 2024. (S&P GLOBAL, 2025a)

Figura 4 - Investimentos em *upstream* (petróleo) entre 2019 e 2025 (projeção).

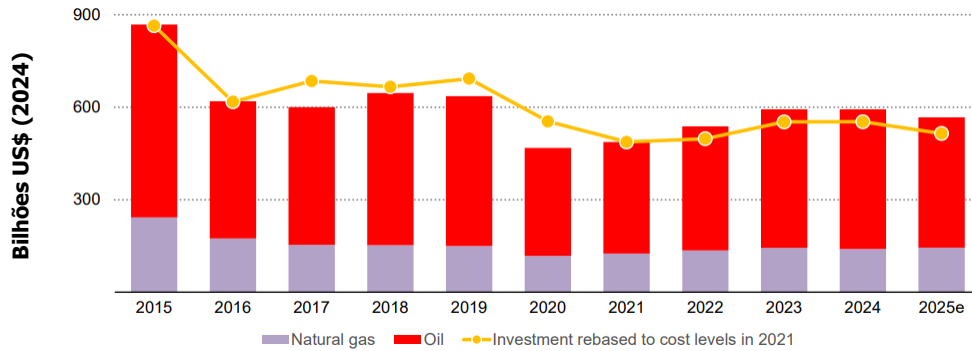


Fonte: IEA, 2025d.

No que se refere a investimentos em tecnologias de energia de baixa emissão, é importante citar que empresas de petróleo e gás investiram cerca de US\$ 22 bilhões nessas tecnologias em 2024, cerca de 25% a menos do que em 2023. Muitas das empresas que anteriormente lideraram o esforço para diversificar em novas áreas tecnológicas anunciaram grandes revisões para baixo em suas metas de baixa emissão. Existe uma expectativa que o investimento da indústria de petróleo e gás em tecnologias de baixa emissão caia mais 10% em 2025. (IEA, 2025d)

O menor investimento em petróleo reduz o investimento em E&P em 2025. Os custos também têm aumentado, o que significa que os níveis de atividade devem cair ainda mais, conforme observado na Figura 5.

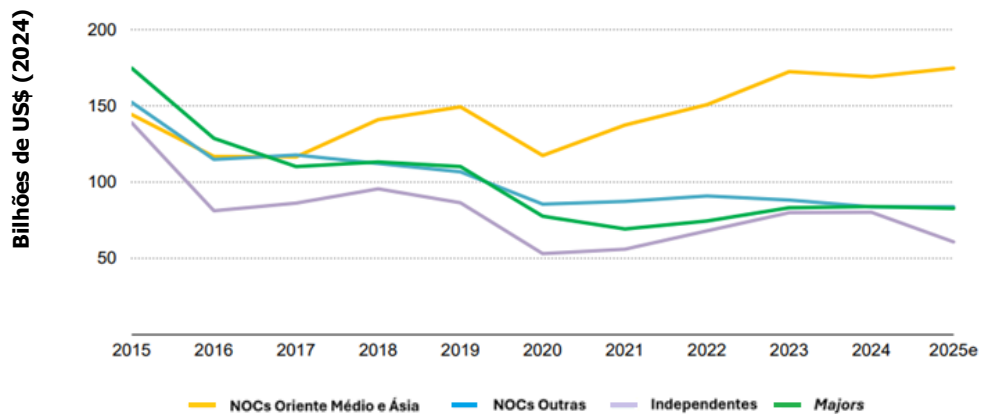
Figura 5 - Investimento em exploração e produção de petróleo e gás em termos reais e reajustado para os níveis de custo de 2021, 2015-2025.



Fonte: IEA, 2025d.

Em 2024, pelo terceiro ano consecutivo, o CAPEX das grandes petrolíferas internacionais permaneceu abaixo de 50% da geração de caixa, refletindo uma estratégia corporativa que prioriza a remuneração ao acionista — especialmente por meio de dividendos e programas de recompra de ações.

Figura 6 - Investimento em E&P por tipo de empresa, 2015-2025



Fonte: IEA, 2025d.

Nota: *Majors:* BP, Chevron, ConocoPhillips, ENI, ExxonMobil, Shell and TotalEnergies. *NOCs:* empresas petrolíferas estatais. 2025e = Valores estimados para 2025

Conforme podemos observar na Figura 5 e na Figura 6, o investimento em exploração e produção pelas grandes empresas deve cair ligeiramente pela primeira vez desde 2021; os níveis atuais permanecem bem abaixo dos de 2015, assim como sua participação no gasto total em exploração e produção. As empresas petrolíferas nacionais do Oriente Médio e da Ásia agora representam cerca de 40% do investimento em exploração e produção, ante 25% em 2015. O investimento por empresas independentes deve cair devido aos preços mais baixos do petróleo

e aos custos mais altos, apesar das recentes fusões e aquisições que reduziram as despesas por meio da consolidação. (IEA, 2025d)

Segundo o mais recente relatório de mercado, a OPEP projeta um crescimento de 1,3 milhão de barris/dia na demanda global de petróleo em 2025 — valor significativamente superior à estimativa da IEA, que aponta para um incremento próximo de 650 mil barris/dia no mesmo período. Além disso, enquanto a OPEP não antecipa um pico de demanda antes de 2050, a IEA indica que o consumo tende à estabilização por volta de 2030. (S&P GLOBAL, 2025a)

Em 2024, o setor de petróleo bruto e gás natural operou em um ambiente marcado por oferta administrada pela OPEP+, oscilação na demanda, intensificação das tensões geopolíticas, fragilidade macroeconômica e contínua orientação das políticas energéticas para a transição de baixo carbono. Mesmo diante desse contexto, o mercado demonstrou resiliência, refletida na estabilidade dos preços: o Brent registrou em 2024 uma das menores amplitudes mensais das últimas duas décadas, oscilando entre aproximadamente US\$ 74 e US\$ 90 por barril ao longo do ano. No plano corporativo, a robustez financeira também se traduziu na remuneração ao investidor — entre janeiro e meados de novembro de 2024, as companhias globais de petróleo e gás distribuíram cerca de US\$ 213 bilhões em dividendos e executaram aproximadamente US\$ 136 bilhões em programas de recompra de ações.

Ao direcionar capital para projetos de maior retorno e manter rigor operacional na produção, as empresas de petróleo e gás vêm sustentando um desempenho financeiro sólido e preservando a confiança do mercado. Nos últimos quatro anos, o CAPEX do setor registrou expansão acumulada de 53%, enquanto o lucro líquido avançou cerca de 16%. O segmento de serviços para campos petrolíferos, por sua vez, alcançou entre 2023 e 2024 o melhor resultado observado em mais de três décadas, sinalizando um ciclo de forte atividade e rentabilidade. Paralelamente, cresce o volume de investimentos voltados a tecnologias de baixo carbono, em uma estratégia que busca mitigar riscos associados ao portfólio fóssil e reforçar o posicionamento competitivo das companhias frente ao redesenho estrutural do sistema energético global. (DELOITTE, 2025a)

Entretanto, o crescimento das taxas de declínio dos campos de petróleo e gás tem exigido níveis significativamente mais elevados de investimento em *upstream* para sustentar a produção, em contraste com o observado em décadas anteriores, conforme apontado pela IEA. Desde 2019, estima-se que aproximadamente US\$ 500 bilhões por ano tenham sido direcionados globalmente apenas para compensar a queda natural dos reservatórios — montante que corresponde a cerca de 90% do CAPEX total do segmento *upstream*. Para efeito de comparação, caso as taxas de declínio permanecessem similares às observadas nos anos 1980, seriam necessários cerca de US\$ 360 bilhões anuais para o mesmo propósito.

De acordo com estimativas da IEA, caso todos os investimentos em *upstream* cessassem imediatamente, a produção global de petróleo sofreria um declínio anual de aproximadamente 8% por ano ao longo da próxima década, enquanto o gás natural recuaria cerca de 9% ao ano. Em termos absolutos, isso representaria quedas de cerca de 5,5 milhões de barris/dia de petróleo — volume comparável à produção conjunta de Brasil e Noruega — e aproximadamente 270 bilhões de m³/ano de gás, equivalente à produção anual atual do continente africano. Para efeito histórico, em 2010 as taxas naturais de declínio implicariam reduções menores: cerca de 3,9 milhões de barris/dia de petróleo e quase 180 bilhões de m³/ano de gás. Se, adicionalmente, todo o gasto em projetos em operação ou em desenvolvimento fosse interrompido ao final deste ano, a produção global de petróleo cairia para aproximadamente 42 milhões de barris/dia em

2035 e poderia chegar a apenas 15 milhões de barris/dia em 2050. No caso do gás natural, o volume se reduziria para cerca de 1,6 trilhão de m³/ano em 2035 e 500 bilhões de m³/ano até 2050, evidenciando a dependência contínua do setor em investimentos recorrentes para manter níveis mínimos de oferta.

Em 2024, a produção global de petróleo alcançou aproximadamente 100 milhões de barris/dia, enquanto o fornecimento de gás natural atingiu cerca de 4,3 trilhões de m³, segundo dados da IEA. A agência avalia que, mantido o nível de investimento *upstream* próximo de US\$ 570 bilhões projetado para 2025, é possível sustentar um crescimento moderado da oferta ao longo dos próximos anos. A IEA destaca ainda três fatores centrais para o aumento das taxas de declínio da produção.

O primeiro é a crescente dependência de recursos não convencionais — como petróleo leve de xisto e gás proveniente de *shale plays* — com forte presença nos Estados Unidos. Esses reservatórios, embora produtivos, apresentam declínio significativamente mais acelerado quando comparados a campos convencionais, pressionando a necessidade de reinjeção contínua de capital para reposição de volumes.

O segundo fator apontado pela IEA refere-se à mudança na composição da oferta convencional, que passou a incorporar uma parcela crescente de líquidos de gás natural (NGLs) e de produção *offshore* em águas profundas — segmentos que apresentam declínio mais acelerado quando comparados aos campos terrestres. A participação crescente de campos de gás offshore no mix global de suprimento também eleva o desafio operacional, dado que esses projetos tendem a exigir maiores esforços e custos para manutenção de níveis estáveis de produção.

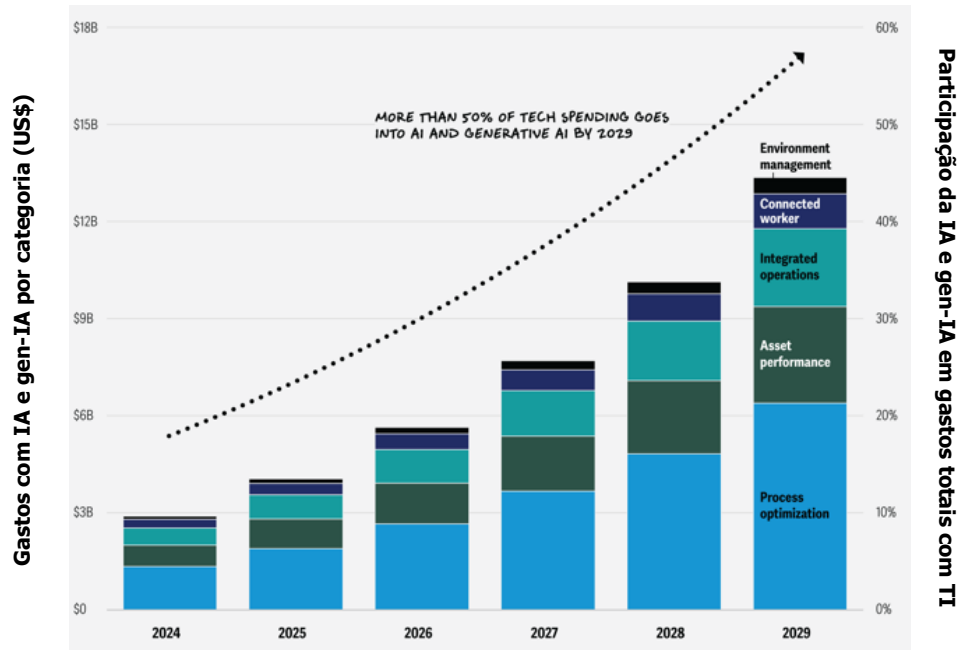
O terceiro elemento está associado à própria escala atual do mercado: a produção de petróleo é cerca de 20% superior à registrada em 2010, enquanto o volume de gás é aproximadamente 30% maior. Assim, as perdas derivadas do declínio natural incidem sobre uma base produtiva mais elevada, resultando em volumes absolutos de queda significativamente superiores aos observados há pouco mais de uma década.

Mesmo com a manutenção dos investimentos voltados à produção já em operação, a oferta global ainda apresentaria retração significativa, caindo para cerca de 51 milhões de barris/dia de petróleo e 2,3 trilhões de m³/ano de gás até 2050, segundo a IEA. Para preservar os níveis de produção observados em 2024 ao longo das próximas décadas, seriam necessários adicionais 47 milhões de barris/dia de petróleo e aproximadamente 2 trilhões de m³/ano de gás provenientes de projetos ainda não sancionados — possivelmente acompanhados da reativação parcial da capacidade ociosa atualmente disponível. Tanto o volume de investimentos requerido quanto o ritmo de expansão da oferta dependerão, em última instância, do comportamento da demanda global por petróleo e gás no horizonte até 2050. (ARGUS, 2025)

Em 2025, o ambiente macroeconômico, geopolítico e energético dos Estados Unidos evoluiu de forma mais abrupta do que previsto. Ainda assim, o setor de petróleo e gás manteve desempenho resiliente, embora com crescimento mais moderado da produção e margens pressionadas. Para 2026, a perenidade dos riscos monetários, comerciais e geopolíticos pode alterar rapidamente o apetite de investimento e o posicionamento estratégico das empresas, reforçando a importância de planejamento orientado por cenários e capacidade de adaptação. Tendências como o aumento da demanda global por GNL e a incorporação da inteligência artificial generativa tendem a acelerar esse movimento, intensificando a competição e ampliando o espaço

para inovação, conforme observado na Figura 7. Operações apoiadas por IA podem elevar a eficiência transacional e capturar novas sinergias, enquanto parcerias intersetoriais — envolvendo empresas de tecnologia, *utilities* e setor automotivo — têm potencial para acelerar a digitalização, diversificar fontes de receita e posicionar os players de petróleo e gás de forma mais responsiva às mudanças nas preferências dos consumidores. (DELOITTE, 2025b)

Figura 7 - Aumento dos gastos com IA e recursos de IA generativa por empresas de petróleo e gás dos EUA.



Fonte: Deloitte, 2025b.

Perspectivas para o segmento de E&P nacional

No que tange aos investimentos programados para o segmento de petróleo e gás natural no Brasil, o novo ciclo do Programa de Aceleração do Crescimento (Novo PAC) prevê aproximadamente R\$ 461 bilhões em investimentos (sendo R\$ 301,1 bilhões entre 2023 e 2026, e R\$ 160,1 bilhões pós 2026), distribuídos em segmentos de E&P, refino, entre outros⁶, conforme explicitado na Tabela 8. A execução financeira apresenta desempenho positivo, com 34% dos empreendimentos da carteira concluídos até agosto de 2025, 29% em fase de execução e 37% etapa preparatória.

Do ponto de vista fiscal, a carteira consolidada até agosto de 2025 tem potencial para gerar aproximadamente R\$ 35 bilhões em receitas governamentais — considerando bônus de assinatura, royalties, participações especiais e óleo-lucro — além de cerca de R\$ 60 bilhões em arrecadação tributária adicional ao longo do ciclo de vida dos projetos. Esses montantes não

⁶ Em relação às novas fronteiras exploratórias em desenvolvimento, estão incluídos no PAC a perfuração de novos poços exploratórios na Margem Equatorial (sendo três localizados na Bacia Potiguar). Entre os empreendimentos de Desenvolvimento da produção, destacam-se a conclusão de unidades de produção ou desenvolvimentos de produção no Parque das Baleias, em Búzios, Atlanta, Raia, Sépia, Wahoo e Itapu; e a otimização de campos maduros em Marlim e Albacora. O pacote de projetos propostos da Petrobras no PAC também inclui iniciativas de escoamento da produção e aumento da disponibilidade de gás, com destaque para a conclusão do projeto integrado Rota 3 e o gasoduto marítimo de SEAP. (Casa Civil, 2025)

incluem os efeitos indiretos sobre a atividade econômica e sobre outros segmentos produtivos, o que sugere um impacto fiscal e macroeconômico potencialmente ainda mais expressivo.

Adicionalmente, o avanço dos investimentos tem sido determinante para a consolidação do Brasil como o oitavo maior produtor e exportador de petróleo bruto do mundo. A entrada em operação do Projeto Rota 3 permitiu o escoamento de aproximadamente 21 milhões de metros cúbicos diários de gás natural oriundos do pré-sal — anteriormente reinjetados nos reservatórios — incorporando esse volume à malha dutoviária nacional. O resultado é um reforço estrutural à segurança energética do país, com ampliação da oferta interna e maior flexibilidade no atendimento da demanda. Outro ponto relevante é a reativação do setor naval brasileiro, evidenciada pela construção de novas embarcações em estaleiros nacionais. O movimento resulta de iniciativas coordenadas entre o Governo Federal e a Petrobras, direcionadas ao fortalecimento de cadeias industriais estratégicas e ao incremento da capacidade produtiva doméstica.

A manutenção de ciclos de investimentos tende a preservar o setor de petróleo e gás natural como um dos principais vetores nacionais de geração de emprego, expansão da arrecadação pública e estímulo à inovação tecnológica no Brasil.

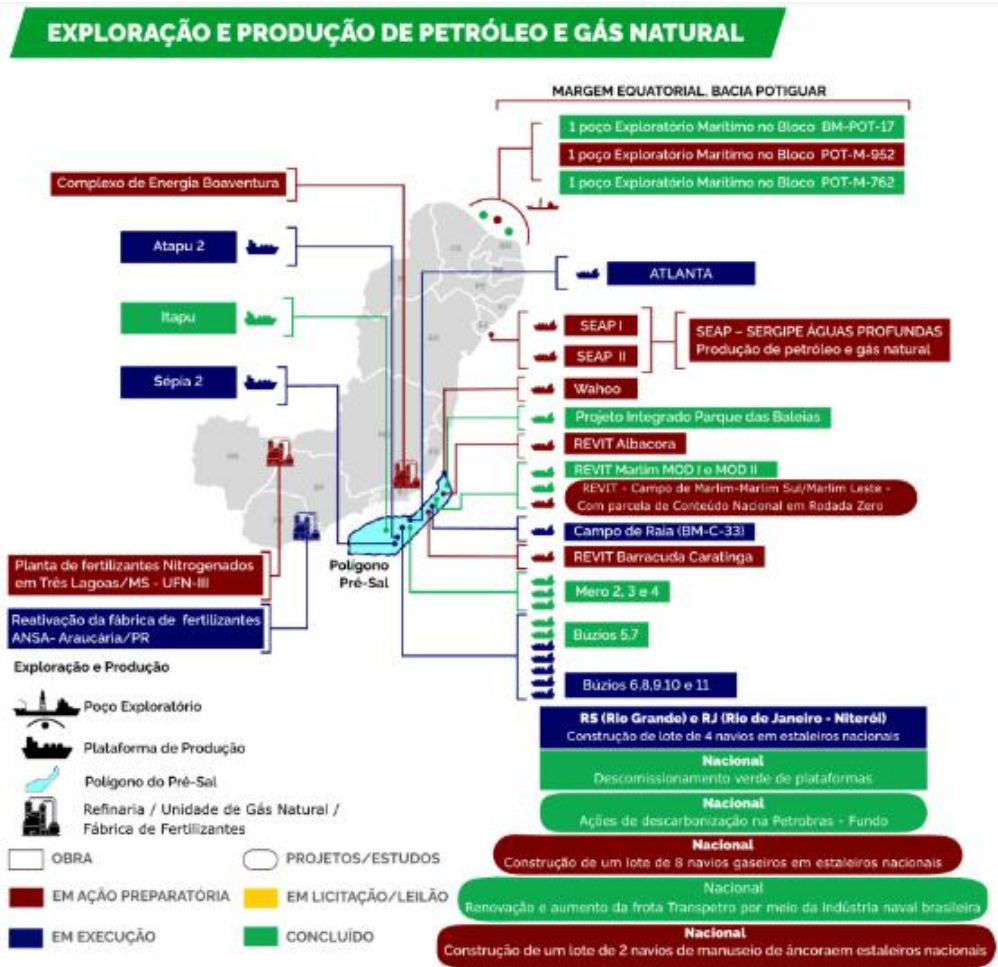
Tabela 8 - Novo PAC: investimentos no subsistema Petróleo e Gás

Modalidades	Bilhões de R\$	Tipo
Descarbonização na Petrobras - Fundo Petrobras	5	Estatal
Estudos para investimentos Petróleo e Gás Natural	0,9	Estatal
Exploração e Produção	416,3	Estatal /Privado
RTCPG – Refino, transporte, comercialização, petroquímica e gasquímica	38,9	Estatal /Privado
Total	461,1	

Fonte: Casa Civil, 2025.

As modalidades diretamente relacionadas ao segmento de E&P, ilustradas de forma esquemática na Figura 8 abarcam praticamente a totalidade (90,3%) dos investimentos previstos.

Figura 8 - Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural.



Fonte: Casa Civil, 2025.

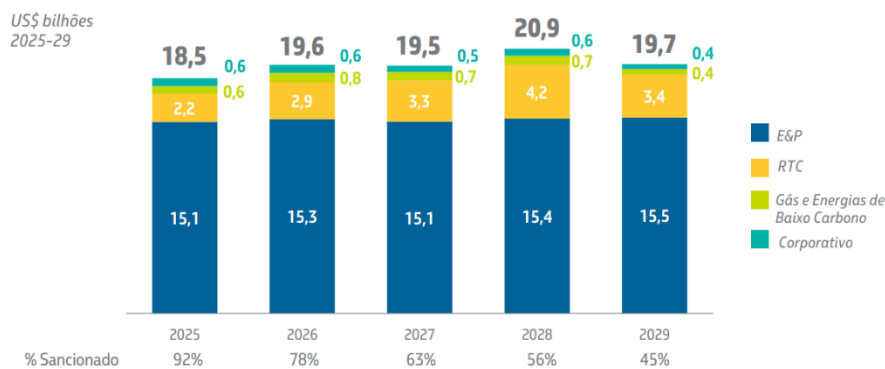
O Plano Estratégico da Petrobras para o quinquênio 2025-2029 prevê um investimento total de US\$ 111 bilhões⁷, um crescimento de 9% em relação ao volume previsto no PE 2024-28+ (Petrobras, 2025). O aumento do CAPEX é impulsionado por novos projetos, com direcionamento de esforços para a captura de oportunidades no mercado de óleo e gás, com ênfase na reposição de reservas, no aumento da oferta de gás natural, na expansão da produção com menor intensidade de carbono e na diversificação do portfólio com produtos de maior qualidade e sustentáveis. Sob a perspectiva financeira, segundo o documento, a prioridade da empresa é manter uma estrutura de capital sólida, flexível e eficiente, assegurando geração de caixa superior às necessidades de investimento e às obrigações financeiras.

⁷ Do valor total, US\$ 98 bilhões correspondem a projetos em andamento na "carteira em implantação", enquanto US\$ 13 bilhões são destinados a projetos em fase de avaliação na "carteira em avaliação". Projetos em Avaliação precisam passar por uma governança adicional para se mostrarem financiáveis, ou seja, a alocação orçamentária para sua execução não pode comprometer a sustentabilidade da companhia. Projetos em Implantação já tiveram sua financiabilidade testada neste Plano. Projetos sancionados são aqueles com autorização para dispêndios. (Petrobras, 2025).

O segmento de E&P responde por 77% do CAPEX total no quinquênio, sendo 5% superior ao plano anterior, destinando 60% para os ativos do pré-sal, consolidando um período robusto de capitalização nesta província e reforçando sua vantagem competitiva por meio de uma produção de óleo de maior qualidade, com custos reduzidos e menor intensidade de emissões.

A Figura 9 ilustra a evolução dos investimentos ao longo do quinquênio (projeções sujeitas à variação de +/- 10%), ressaltando a preponderância de gastos em E&P na estratégia da companhia. Paralelamente, a Petrobras investe em projetos de revitalização em águas profundas (REVIT), além de iniciativas complementares, com o objetivo de maximizar os fatores de recuperação em campos maduros, com vistas à sustentabilidade e à eficiência operacional ao longo do tempo.

Figura 9 - Petrobras: Capex anual em implantação.

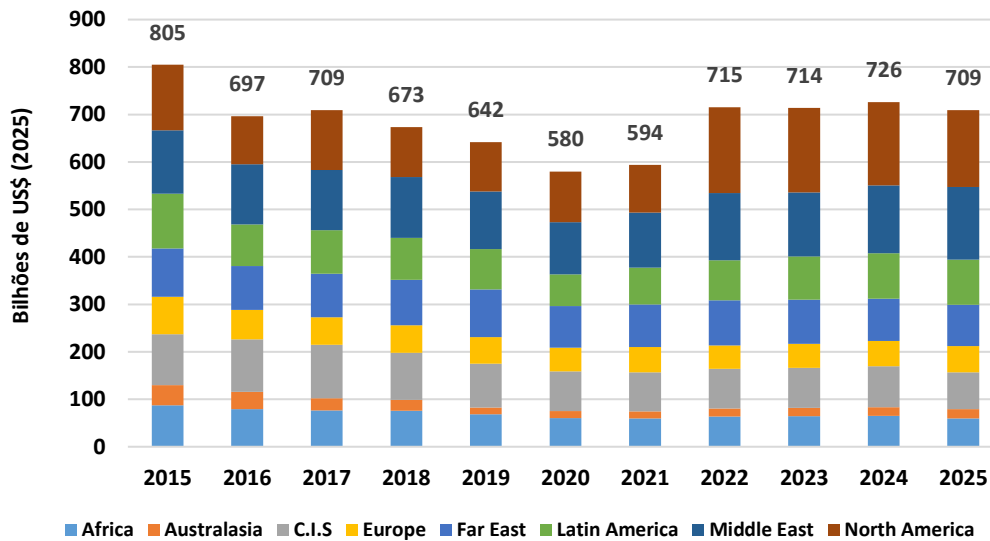


Fonte: Petrobras, 2025.

A Petrobras planeja investir US\$ 7,9 bilhões em projetos de exploração, sendo: US\$ 3 bilhões destinados à exploração na Margem Equatorial; US\$ 3,2 bilhões para a exploração nas Bacias do Sudeste; e US\$ 1,7 bilhão voltado para operações em outros países (como São Tomé e Príncipe e na África do Sul). Este investimento contempla a perfuração de 51 poços em áreas onde a empresa detém direitos de exploração, adquiridos por meio de licitações de blocos, sendo 15 poços na Margem Equatorial. No mesmo período, as estimativas de investimentos em P&D totalizam 4,2 bilhões (Petrobras, 2025).

Em uma última análise dos custos globais (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic) e da relevância do setor *upstream* nacional e, tomando por parâmetros balizadores os valores estimados pela ferramenta analítica *Vantage*, da S&P Global (2025), os valores de custos globais em E&P identificados para o Brasil⁸, no ano de 2024, foram estimados em US\$ 38 bilhões. Para 2025, o valor previsto foi de US\$ 36 bilhões. Quando comparados aos valores de investimentos globais estimados pela mesma fonte, a ordem de grandeza de participação do Brasil no mundo é de cerca de 5% em 2024, com previsão de estabilidade em 2025. (S&P GLOBAL, 2025b)

⁸ Cumpre observar que a elaboração do indicador de percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria global de petróleo em E&P vinha sendo desenvolvida com base nas informações desagregadas disponibilizadas pela Agência Internacional de Energia, em sua publicação anual *World Energy Investment*. Entretanto, em suas duas últimas publicações, os volumes de investimentos não foram mais apresentados com o grau de detalhamento de país, mas apenas de região geográfica. Em virtude dessa consideração, a apresentação do dado nos padrões adotados em edições anteriores a 2020 deste Informe não foi mais empregada. Não obstante, buscou-se, diante dos prazos e recursos disponíveis, expor análises relacionadas aos investimentos *upstream* no Brasil na atual conjuntura, valendo-se das informações disponibilizadas por empresas de consultoria na área de E&P, bem como de empresas petrolíferas e órgãos governamentais.

Figura 10 - Histórico de custos em *upstream* no mundo (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic)


Fonte: Elaboração própria, com base em dados de S&P GLOBAL, 2025b

3. Considerações Finais

O ano de 2024 foi estabelecido como o ano base para a presente atualização dos Indicadores de Monitoramento da Política de E&P, com a inclusão do histórico dos dois anos anteriores para efeito de comparação e entendimento da evolução de alguns indicadores.

Os Indicadores I (Relação entre Reserva e Produção de petróleo e gás natural - R/P) e II (Índice de Reposição de Reservas de petróleo e gás natural – IRR) mostraram um aumento das reservas provadas, demonstrando um positivo resultado do setor de Exploração e Produção de Petróleo e de Gás Natural, com a continuidade dos projetos de exploração e produção de óleo e gás. Nesse contexto, pode-se destacar o sucesso do 4º Leilão de petróleo da União, além da programação de novos leilões para 2025, sendo de concessão (5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão) e de partilha de produção (3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha). Observa-se, portanto, que, o indicador R/P do petróleo e do gás natural cresceram no período, justificados pelo aumento das reservas, apesar da redução das produções. Além de uma redução no IRR, também justificado pelo aumento das reservas provadas e uma pequena redução da Produção, em relação ao ano anterior.

Para este ciclo, percebe-se que o indicador III (Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás) para o primeiro óleo o índice permaneceu praticamente estável na maioria dos ambientes exploratórios, sendo a maior alteração observada em TI, onde uma queda é observada, sendo justificada pela revisão de dados de campos atrelados a esse ambiente. Para o primeiro gás, ocorreu uma pequena queda no índice quando comparado ao ano anterior, em praticamente todos os ambientes exploratórios, exceto nos ambientes AR e AP. Essas alterações são justificadas por revisão de dados de campos e fluidos principais, com retirada de campos que foram incorporados a outros campos, além da inclusão de novos campos

O indicador IV (Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa)) se manteve praticamente estável em todas as bacias e esses resultados ilustram a manutenção do interesse por áreas terrestres — especialmente em bacias maduras e campos de

pequeno a médio porte — confirmando que a combinação de leilões ativos e estímulos regulatórios vem viabilizando a revitalização e o crescimento do segmento *onshore* no Brasil. Algumas bacias *onshore*, apresentaram uma variação no Fator de Recuperação, diferenças relacionadas aos novos valores de "volume in situ" informados no novo BAR.

Ao se analisar os valores do percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional (*Indicador V - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional*), verificou-se manutenção no patamar de participação em 2024 em relação ao ano anterior. É importante citar que o volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2024 registrou uma elevação de 9,5% em relação ao ano anterior e que a receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB)⁹ foi 5,5% maior que em 2023, sendo justificado pelo aumento de aproximadamente 9,5% no volume de petróleo exportado versus o menor preço médio de exportação quando comparado ao ano anterior.

Em 2024, o crescimento da demanda global por petróleo desacelerou, com o consumo aumentando apenas 0,8%. O resultado sinaliza o fim do ciclo de recomposição da mobilidade pós-pandemia, atividade industrial em crescimento mais lento e o avanço gradual da eletrificação veicular. Embora a produção global de petróleo tenha permanecido relativamente estável em relação a 2023, o setor continuou atravessando transformações estruturais nos fluxos de comércio, elevando custos operacionais e ampliando a complexidade logística das cadeias de suprimento.

O ambiente geopolítico manteve-se com risco elevado ao longo do ano, marcado pela continuidade do conflito na Ucrânia, ataques a rotas marítimas no Mar Vermelho e tensões persistentes no Oriente Médio, entre outros focos regionais. Mesmo sob tais condições, a produção global de petróleo sustentou um ritmo moderado de crescimento, impulsionada principalmente por produtores não pertencentes ao grupo OPEP+, com destaque para Brasil, Canadá, Guiana e Estados Unidos.

Essas visões, por vezes divergentes, destacam a complexa interseção entre interesses econômicos, políticas energéticas regionais, dinâmicas de mercado e objetivos de sustentabilidade a longo prazo, todos os quais moldam a percepção global sobre as necessidades de investimento no setor de petróleo e gás.

A estimativa de investimento global no segmento *upstream* em 2025, considerando os custos globais (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic) é cerca de 2% menor do que em 2024. A ordem de grandeza da participação do Brasil em investimentos em E&P com relação ao Mundo foi de 5% em 2024, com previsão de estabilidade em 2025.

⁹ Os valores da receita auferida com a exportação do petróleo são apresentados em dólares americanos em valores correntes e *free on board* (FOB - contrato no qual o custo da mercadoria entregue em um porto, sem custos de internação).

4. Referências Bibliográficas

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2025a). Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2024 ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2024.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2025.

_____. _____. (2025b). Painéis Dinâmicos SDP – Recursos e Reservas ANP. ANP. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjA1ODAzMGQtMjg0OC00NTMzLWFjMzEtYTdkYjhjOGY5OTUwIiwidCI6IjQ0OTImNGZmLTl0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkyZkMyJ9>. Acesso em: 28 jul. 2025.

_____. _____. (2025c). Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural ANP. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 07 ago. 2025.

_____. _____. (2024d). *Relatório Anual de Exploração 2024*. Superintendência de Exploração, ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/relatorio-anual-exploracao-2024.pdf>. Acesso em: 11 ago. 2025.

_____. _____. (2024e). *Notícias e Comunicados ANP: Produção em campos terrestres de petróleo e gás deve crescer até 29% nos próximos cinco anos*, ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/producao-em-campos-terrestres-de-petroleo-e-gas-deve-crescer-ate-29-nos-proximos-cinco-anos. Acesso em: 14 ago. 2025.

_____. _____. (2025f). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2025. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2025>. Acesso em: 7 ago. 2025.

_____. _____. (2025g). *Importações e Exportações*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/importacoes-e-exportacoes>. Acesso em: 18 ago. 2025.

ARGUS, 2025. Notícia: *Higher spending needed to maintain oil, gas output: IEA*. 2025. Disponível em: <https://www> Acesso em: 03 out. 2025

BRASIL, (2017). Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017: Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Diário Oficial da União, Brasília, 06 de julho de 2017. Seção 1, p. 1. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2017>. Acesso em: 23 set. 2025.

CASA CIVIL, (2025). *Novo PAC*. Presidência da República. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica/petroleo-e-gas>. Acesso em: 10 nov. 2025.

CNI. Confederação Nacional da Indústria, (2025). Relatório Infraestrutura, CNI. Ano 23, Número 2, fevereiro de 2025. Disponível em: https://www.static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/96/ae/96ae37a2-a2d7-4dd7-8152-8b1d8e227eef/relatorio_infraestrutura_fev2025_v1.pdf. Acesso em: 21 ago. 2025.

DELOITTE, (2025a). *2025 Oil and Gas Industry Outlook*. Disponível em: <https://www.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/oil-and-gas-industry-outlook-2025.html>. Acesso em: 03 nov. 2025.

_____. _____. (2025b). *2026 Oil and Gas Industry Outlook*. Disponível em: <https://www.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/oil-and-gas-industry-outlook.html>. Acesso em: 10 nov. 2025.

EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2025). *Short-Term Energy Outlook. Global oil markets*, EIA. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php. Acesso em: 21 ago. 2025.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018). Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 Indicadores de Monitoramento da Política de E&P. EPE. Disponível em: < [IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, \(2025a\). *Global Energy Review 2025*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025/oil>. Acesso em: 18 ago. 2025.](https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/indicadores-de-monitoramento-da-politica-de-e-p-#:~:text=Esta%20Nota%20T%C3%A9cnica%20define%20a%20metodologia%20de%20obten%C3%A7%C3%A3o,CNPE%20em%202017%2C%20estes%20indicadores%20ser%C3%A3o%20atualizados%20anualmente.>. Acesso em: 25 set. 2025.</p></div><div data-bbox=)

_____. _____, (2025b). *Oil Market Report - September 2025*, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-september-2025>. Acesso em: 21 ago. 2025.

_____. _____, (2025c). *World Energy Investment 2023*. International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2025.

_____. _____, (2025d). *World Energy Investment 2025*. International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1c136349-1c31-4201-9ed7-1a7d532e4306/WorldEnergyInvestment2025.pdf>. Acesso em: 25 ago. 2025.

MDIC. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS, (2025a). *Comex Stat*. Governo Federal. *Notícias: Brasil se destaca com recorde de exportação de US\$ 181,9 bilhões na indústria de transformação* MDIC. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2025/janeiro/brasil-se-destaca-com-recorde-de-exportacao-de-us-181-9-bilhoes-na-industria-de-transformacao>. Acesso em: 14 ago. 2025.

_____. _____, (2025b). Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 05 jul. 2025.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2025). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2025*. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria. Disponível em: <https://publications.opec.org/asb/Download>. Acesso em: 18 ago. 2025.

PETROBRAS, (2025). *Plano Estratégico 2050. Plano de Negócios Petrobras 2025 – 2029*. Petrobras. Disponível em: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c9eccc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2>. Acesso em: 10 nov. 2025.

S&P GLOBAL, (2025a). *Notícia: Energy investment to hit record \$3.3 trillion in 2025 as oil capex falls: IEA*. Disponível em: <https://publications.opec.org/asb/Download>. Acesso em: 18 ago. 2025.

_____. _____, (2025b). *Vantage*. Explore S&P Global. Acesso em: 18 nov. 2025.