

INFORME DPG Nº 01/24

Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Rio de Janeiro
Novembro de 2024



Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

(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

Pietro Adamo Sampaio Mendes



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

Novembro de 2024

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

Superintendência de Petróleo

Coordenação Geral

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo C. B. Cavalcanti

Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Carlos Augusto Góes Pacheco

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Patrícia Feitosa Bonfim Stelling

Pérciles de Abreu Brumati

Roberta de Albuquerque Cardoso

Victor Hugo Trocate da Silva

Suporte Administrativo

Sérgio Augusto Melo Castro

(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.....	28
4. Referências Bibliográficas.....	30

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, 2024d)	11
Tabela 4 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo	11
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	26

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 - Histórico do montante de investimentos globais no segmento upstream de petróleo e gás natural	17
Figura 5 - Investimentos em CAPEX no segmento upstream – empresas selecionadas (2015 – 2024).....	19
Figura 6 - Participação percentual nos investimentos globais em projetos upstream de óleo e gás - IEA	20
Figura 7 - Invetimentos de Capex no segmento upstream de óleo e Gás – IEF	20
Figura 8 - Variações anuais no Capex direcionado ao segmento <i>upstream</i>	24
Figura 9 - Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural	26
Figura 10 - Petrobras: Capex anual em implantação	27

ÍNDICE DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
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
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

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, 2018a), 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 2023.

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.

Coube à Superintendência de Petróleo e Gás Natural (DPG/SPG) a atribuição de formular e atualizar periodicamente os indicadores I a IV. Já à Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (DPG/SDB) foi atribuída a tarefa de formular e atualizar os itens V e VI. Os indicadores são apresentados nos subitens a seguir.

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 2023 (ANP, 2024a), a reserva de petróleo é de 15,9 bilhões de barris e a de gás natural é de 517 bilhões de m³.

De acordo com os dados de produção, também disponibilizados pela ANP (2024b), em 2023, a produção de petróleo e gás natural foi de 4,3 milhões de barris de óleo equivalente/dia, cerca de 11,69 % acima do recorde alcançado em 2022. A produção total acumulada de petróleo e gás natural em 2023 foi de 1,2 bilhão de barris de petróleo (média de 3,4 milhões de barris por dia) e de 54,7 bilhões de m³ de gás natural (média de 150 milhões de metros cúbicos/dia), gerando uma produção total de 1,6 bilhão de barris de óleo equivalente.

É possível observar na Figura 1 uma tendência geral de redução na R/P de petróleo, desde 2014, refletindo a redução da reserva provada em contraste com o crescimento da produção. A razão R/P no ano de 2023 foi estimada em aproximadamente 13 anos para petróleo, justificada pelo aumento da produção de petróleo. Em 2023, a reserva provada de petróleo aumentou 7,0% com relação ao ano anterior, especialmente pelos campos de Búzios, Tupi e Raia Manta, e a produção anual apresentou um aumento de 12,6% para o mesmo período. Os projetos de E&P de óleo e gás em 2023 continuaram evoluindo positivamente, tendo como destaque para a abertura do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha da Produção.

A Tabela 1 apresenta a relação entre reserva e produção de petróleo em detalhe para os últimos três anos. Observa-se uma queda de aproximadamente 5% na R/P do petróleo entre 2023 e 2022, com elevação da reserva 1P em 7%, como citado anteriormente.

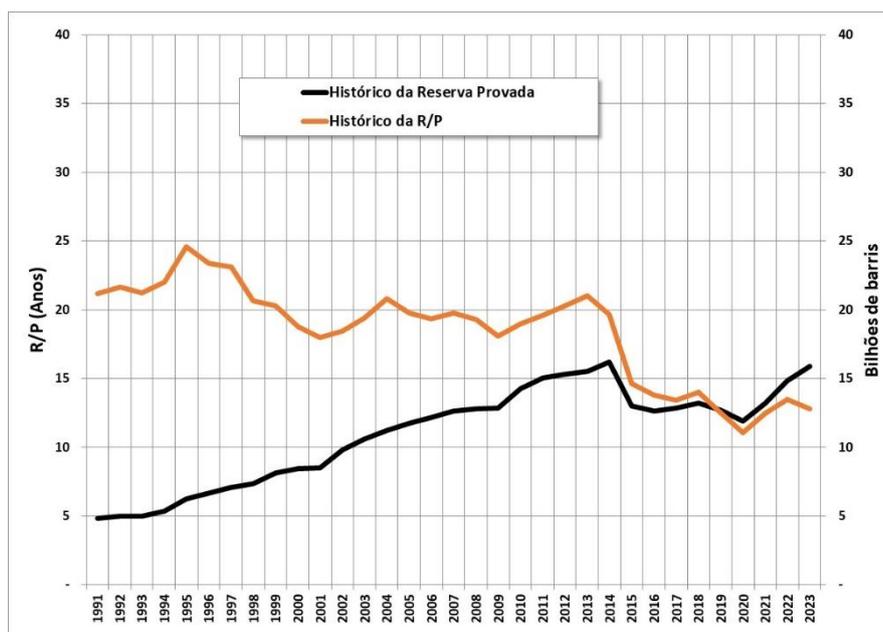


Figura 1 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 1 - Relação entre reserva e produção de petróleo

	2021	2022	2023
Reservas 1P (bilhões bbl)	13,2	14,9	15,9
Produção Acumulada (milhões bbl)	1.060	1.101	1.242
R/P (anos)	12,5	13,5	12,8

Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 2 observa-se um declínio de R/P após o ano de 1992, chegando a um R/P de aproximadamente 20 anos em 2003, mantendo-se nos patamares entre 20 e 25 anos por quase uma década, declinando continuamente até alcançar 12 anos em 2017, mantendo um patamar até 2020, elevando ligeiramente em 2022 e voltando ao valor de 20 anos em 2023.

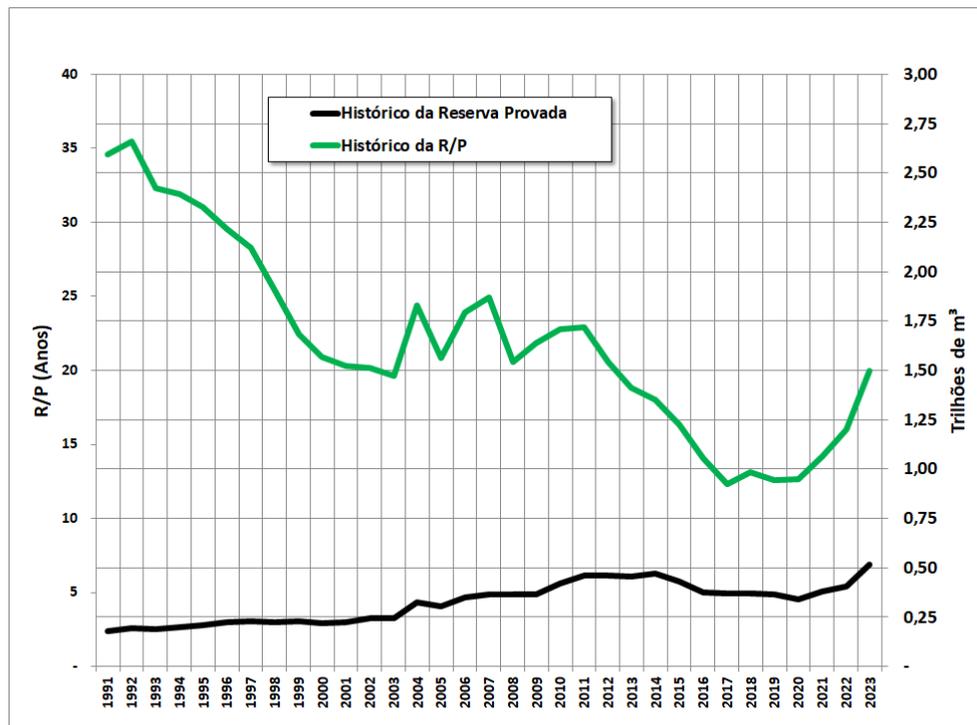


Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P

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 grande aumento de aproximadamente 24% da R/P de gás, comparado ao ano anterior, relacionada a uma considerável elevação da reserva de gás natural, de aproximadamente 27%, devido à incorporação de novas reservas, especialmente na Bacia de Campos (ANP, 2024c).

Tabela 2 - Relação entre reserva e produção de gás natural

	2021	2022	2023
Reservas 1P (bilhões de m³)	379	407	517
Produção Acumulada (Bilhões de m³) *	26,6	25,3	26,0
R/P (anos)	14,2	16,0	19,9

*Descontado o volume injetado da produção de gás natural.

Fonte: Elaboração própria

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 2023 pode ser consultado na Tabela 3, juntamente com os IRR dos dois anos anteriores, onde se observa uma pequena redução no IRR e aumento das reservas provadas e da Produção, em relação ao ano anterior, devido ao ritmo das atividades exploratórias.

Tabela 3 - IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (ANP, 2024d)

2021		2022		2023	
Reserva 1P 2020	14.016	Reserva 1P 2021	15.623	Reserva 1P 2022	17.413
Reserva 1P 2021	15.623	Reserva 1P 2022	17.413	Reserva 1P 2023	19.146
Produção 2021	1.367	Produção 2022	1.419	Produção 2023	1.586
IRR 2021 (%)	218	IRR 2022 (%)	235	IRR 2023 (%)	234

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 aumentou, em metade dos ambientes exploratórios, devido ao desinvestimento da Petrobras e ao aprimoramento da curva de aprendizado para a recuperação desses campos pelas operadoras adquirentes, mostrando a retomada da produção em campos que tiveram seus respectivos contratos assinados já a algum tempo.

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					
		2021		2022		2023	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	52	4,3	67	5,6	70	5,8
TC	Pós-sal	56	4,6	63	5,3	66	5,5
MC	Pós-sal	67	5,5	67	5,5	67	5,5
AR	Pós-sal	90	7,5	100	8,4	100	8,4
AP	Pós-sal	96	8,0	135	11,2	135	11,2
AP	Pré-sal	67	5,5	67	5,5	83	6,9
AUP	Pós-sal	104	8,7	141	11,8	141	11,8
AUP	Pré-sal	60	5,0	82	6,8	88	7,3

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

Fonte: Elaboração própria.

Com relação ao gás natural, a Tabela 5 indica uma manutenção no período entre a adjudicação do bloco e o início da produção com relação ao período anterior, em praticamente todos os ambientes exploratórios, com exceção do ambiente em terra costeira.

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					
		2021		2022		2023	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	122	10,2	120	10,0	120	10,0
TC	Pós-sal	66	5,5	91	7,6	107	8,9
MC	Pós-sal	92	7,7	92	7,7	92	7,7
AR	Pós-sal	129	10,7	129	10,7	129	10,7
AP	Pós-sal	139	11,6	139	11,6	139	11,6

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 um aumento no Fator de Recuperação, sendo possivelmente um resultado da política da Petrobras de desinvestimentos de diversos campos terrestres, que possibilitou a participação de novas empresas de pequeno e médio portes interessadas em aumentar o volume recuperável dos campos.

Programas governamentais também trouxeram avanços importantes para o ambiente *onshore* e *offshore*, além da implementação do sistema de Oferta Permanente de blocos exploratórios e campos marginais, como a adequação dos percentuais de royalties sobre a produção incremental gerada por novo plano de investimentos a ser executado. Desta forma, viabilizando a extensão da vida útil, maximizando o fator de recuperação dos campos, relativos às bacias maduras, e a simplificação de exigências contratuais para jazidas de baixos volumes, relativos à medição, por exemplo. Espera-se um aumento progressivo nos próximos anos para essas regiões.

³ 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).

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

Bacia	2021		2022		2023	
	FR	FRa	FR	FRa	FR	FRa
Alagoas	34%	32%	50%	35%	50%	35%
Amazonas	79%	0%	80%	2%	80%	5%
Camamu	18%	12%	34%	19%	18%	12%
Campos	22%	16%	26%	16%	28%	16%
Ceará	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Espírito Santo-Mucuri	23%	21%	26%	21%	29%	22%
Parnaíba	93%	27%	90%	26%	90%	27%
Potiguar	22%	18%	23%	18%	25%	20%
Recôncavo	33%	30%	35%	30%	37%	32%
Santos	21%	4%	29%	5%	29%	6%
Sergipe	25%	21%	30%	11%	32%	12%
Solimões	69%	52%	75%	55%	76%	57%
Tucano Sul	45%	38%	47%	39%	46%	37%

Fonte: Elaboração própria.

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

O volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2023 registrou uma elevação de 18,5% em relação ao ano anterior, perfazendo 1,594 milhão b/d (Figura 3), tendo a China se consolidado como principal destino das exportações (46%), seguido pelos Estados Unidos (11%). Apesar do incremento no volume exportado, a receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB)⁴ se manteve em US\$ 42,6 bilhões (12,5% do valor total de exportações do País), fato justificado pelo menor patamar de preços internacionais de petróleo em relação àquele verificado em 2022 (eclosão do conflito Rússia-Ucrânia).

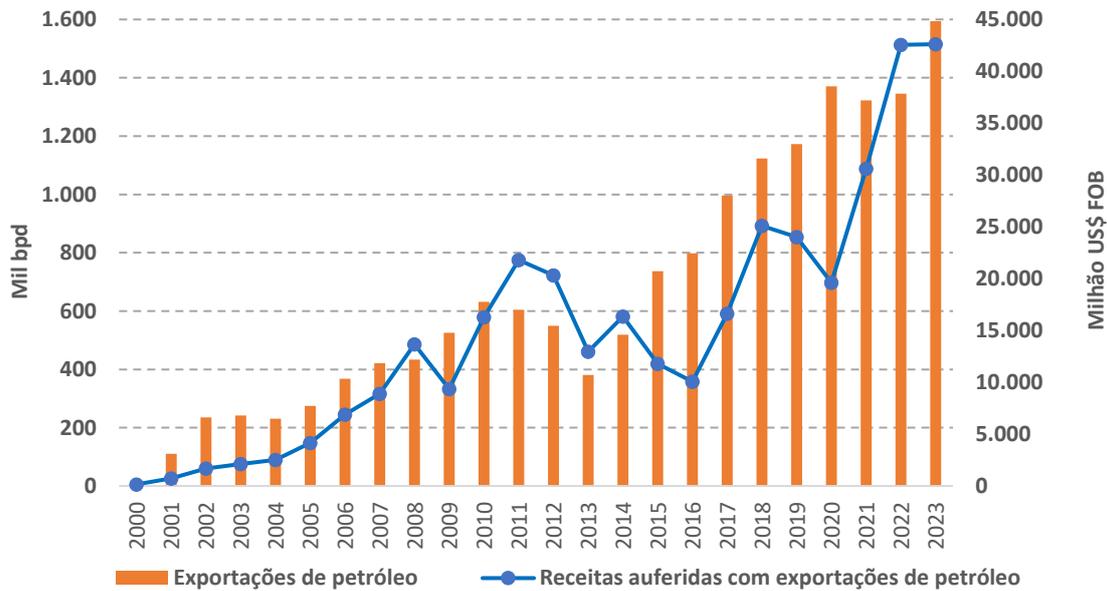


Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida

Fonte: ANP (2024).

A importância do petróleo cresceu na pauta das exportações brasileiras, tendo ocupado em 2023 o segundo lugar em relação ao volume de divisas geradas (superado apenas pela soja, com receita de US\$ 53,2 bilhões). Em relação ao mercado global, o Brasil se posicionou como oitavo maior produtor de petróleo, décima terceira maior reserva provada, e o décimo maior exportador (MDIC, 2024; *Energy Institute*, 2024).

Quando da atualização do presente documento, os dados disponibilizados pela ANP para o ano de 2024 contemplavam volumes até o mês de agosto. Deste modo, foi possível verificar, para o período de janeiro a agosto/2024, um incremento de 20% 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 elevação de 21% em relação ao respectivo período em 2023, sendo equivalente ao aumento dos volumes exportados e, também, sobrevalorizada por um ligeiro acréscimo nos preços internacionais do petróleo no

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).

primeiro semestre de 2024 (US\$ 83,83/b, cotação 5,1% superior à registrada no mesmo período no ano anterior)⁵.

Apesar da relativa estabilidade na produção global em 2023 e início de 2024, o setor petrolífero passou por transformações significativas nos fluxos comerciais de petróleo e seus derivados⁶, gerando mercados mais segmentados e alongando as rotas comerciais e as cadeias de abastecimento, elevando, por conseguinte, aumento nos custos e na complexidade logística.

O risco geopolítico aumentou com a escalada da guerra Israel-Hamas, com o conflito contínuo na Ucrânia, bem como dos crescentes ataques à navegação no Mar Vermelho. No entanto, a produção de petróleo apresentou relativa estabilidade. O comércio de petróleo se ajustou, redirecionando-se para mitigar os efeitos das rotas de trânsito perigosas e das sanções. Enquanto isso, a produção nos Estados Unidos, Canadá, Brasil e Guiana atingiu níveis recordes, a capacidade de reserva da Opep permanece elevada e os investimentos em *upstream* alcançam o maior nível da última década.

Em paralelo, um número crescente de acordos bilaterais de energia está sendo liquidado em moedas locais dos países envolvidos. Nações asiáticas, por exemplo, já começaram a realizar transações energéticas em suas próprias moedas. Com a evolução dos fluxos comerciais e dos alinhamentos geopolíticos, é provável que essa tendência de liquidações em moeda local nas transações de energia continue a crescer, indicando uma potencial transformação no mercado de energia, com implicações significativas para os mercados cambiais e o balanço comercial das nações (Chronis, Hardin e Mittal, 2023).

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 2023 em relação ao ano anterior, de 3,1%.

⁵ No que concerne ao contexto recente de preços internacionais, houve elevação nos patamares de preços internacionais de petróleo em 2021 em decorrência do acordo de cotas da Opep+, da gradual recuperação econômica pós-pandemia, de desequilíbrios entre oferta e demanda de petróleo e da saturação da capacidade mundial de refino. Em 2022, o conflito na Ucrânia e as sanções impostas à Rússia provocaram mais distúrbios e riscos geopolíticos, conduzindo os preços de petróleo e seus derivados a novos recordes. Adicionalmente, a China encerrou sua política de Covid Zero, elevando sua demanda por energia. Entre 2023 e 2024, apesar da expectativa de um aumento da volatilidade e de prêmios de risco significativos no mercado de petróleo em função do cenário de choques geopolíticos, essa perspectiva ainda não se concretizou.

⁶ As importações marítimas de petróleo bruto russo diminuíram, enquanto a participação do Oriente Médio, Estados Unidos e Brasil quase dobrou, chegando a 28% no primeiro semestre de 2024. Adicionalmente, a União Europeia aumentou sua participação de petróleo bruto proveniente do Mar do Norte, de 12% em 2019 para 18% em 2024. Particularmente sobre a Rússia, a partir de 2024, o país passou a direcionar a totalidade suas exportações de petróleo bruto para a Índia (48%), China (34%) e Turquia (11%), desviando cargas anteriormente direcionadas ao mercado europeu e, ainda, sob intensificação na aplicação de sanções pelos Estados Unidos e seus aliados (Energy Institute, 2024).

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

Ano	Exportações Brasil (mil bpd)	Exportações Mundo (mil bpd)	Brasil / Mundo (%)
2001	113	37.816	0,3%
2002	233	36.786	0,6%
2003	243	38.447	0,6%
2004	230	41.405	0,6%
2005	274	42.414	0,6%
2006	366	41.873	0,9%
2007	421	42.359	1,0%
2008	431	41.549	1,0%
2009	525	40.195	1,3%
2010	581	40.910	1,4%
2011	599	40.874	1,5%
2012	488	41.700	1,2%
2013	366	40.438	0,9%
2014	517	39.843	1,3%
2015	736	41.062	1,8%
2016	891	43.792	2,0%
2017	1.127	44.387	2,5%
2018	1.147	45.571	2,5%
2019	1.301	44.902	2,9%
2020	1.401	41.704	3,4%
2021	1.292	40.810	3,2%
2022	1.346	43.484	3,1%
2023	1.715	43.829	3,1%

Fonte: Elaboração própria, a partir de Opec (2024).

Nota: Informações podem incluir ajustes nos volumes de condensados e volumes de petróleo em trânsito.

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 no ano de 2023 totalizou US\$ 2,97 trilhões, superando em 31,5% o volume registrado no período anterior à pandemia⁷, e em 8,5% os investimentos realizados no ano de 2022, sinalizando uma recuperação da crise de demanda decorrente principalmente dos efeitos da pandemia de Covid-19 e das incertezas associadas ao suprimento energético em virtude de conflitos bélicos regionais. No âmbito global, estima-se que, em 2024, o investimento global em energia deva se consolidar com aumento de 4,9% em relação a 2023, perfazendo aproximadamente US\$ 3,12 trilhões (IEA, [2024](#)).

A despeito de um expressivo decréscimo nos investimentos globais em projetos de *upstream* de petróleo e gás natural registrado em 2020 (-25,9% em relação a 2019), verificou-se uma retomada no nível de investimentos, a partir do ano de 2021, em decorrência da recuperação da atividade econômica (destaque para o segmento de transportes). Em 2023, os investimentos globais no segmento de petróleo e gás natural (*upstream*) ampliaram-se em 9,5% em relação a

⁷ No ano de 2019, o volume total de investimentos em energia no mundo foi de US\$ 2,37 trilhões (ano base de referência: US\$ 2023).

2022. Para 2024, o valor global de investimentos no *upstream* de óleo e gás natural está estimado em US\$ 576,1 bilhões (crescimento de 7,1% em relação ao ano anterior); praticamente se igualando ao nível de investimentos verificados em 2019, período anterior à crise da Covid-19, conforme ilustrado na Figura 4.

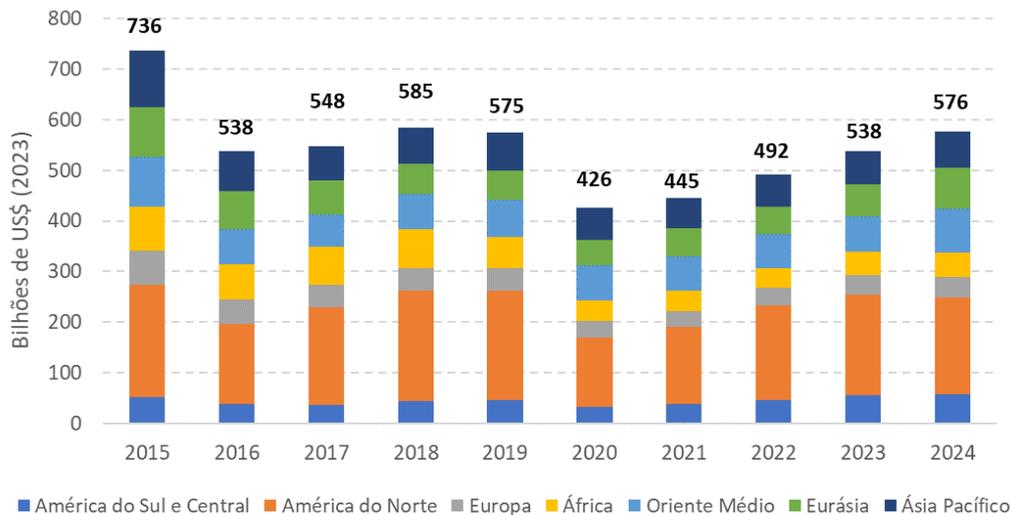


Figura 4 - Histórico do montante de investimentos globais no segmento upstream de petróleo e gás natural

Fonte: IEA, 2024.

Nota 1: Valores estimados para 2024.

Nota 2: Eurásia compreende: Armênia, Azerbaijão, Geórgia, Cazaquistão, Quirguistão, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão e Uzbequistão. Ásia Pacífico compreende: Austrália, Bangladesh, Brunei Darussalam, Camboja, China, Coreia do Norte, Índia, Indonésia, Japão, Coreia, Laos, Malásia, Mongólia, Birmânia, Nepal, Nova Zelândia, Paquistão, Filipinas, Singapura, Sri Lanka, Taipé Chinesa, Tailândia, Vietnam, Afeganistão, Butão, Ilhas Cook, Timor Leste, Fiji, Polinésia Francesa, Kiribati, Macau, Maldivas, Nova Caledônia, Papua Nova Guiné, Samoa, Ilhas Salomão, Tonga e Vanuatu (IEA, 2024).

Existem divergências nas previsões de investimentos globais em Capex no segmento *upstream* de óleo e gás natural (em grande medida sendo justificadas pelas diferenças metodológicas de contabilização dos investimentos), apesar de convergirem na trajetória crescente dos recursos a partir do ano de 2020. O Fórum Internacional de Energia (International Energy Forum- IEF) estimou um aumento de 63 bilhões de 2022 para 2023 nas despesas de capital anuais no setor de *upstream* de petróleo e gás, perfazendo o total de US\$ 577 bilhões. Um crescimento de US\$ 26 bilhões é estimado para 2024, atingindo US\$ 603 bilhões, valor superior aos níveis observados entre 2015 e 2019, que giraram em torno de US\$ 425 bilhões. Mais de um terço dos gastos em 2023 foram originários da América do Norte (IEF, 2024).

As grandes empresas se tornam mais cautelosas nos gastos devido à combinação de pressões persistentes para priorizar os retornos aos acionistas e a um ambiente financeiro mais restrito, com inflação e taxas de juros ainda elevadas⁸. Desde 2015, houve uma reorientação significativa no investimento *upstream*, marcada por uma maior disciplina dos gastos. O investimento em

⁸ A análise da BMI (2023) destaca que as altas taxas de juros em 2024 aumentarão os desafios para novos investimentos em O&G, pois margens de lucro reduzidas em projetos de capital intensivo podem atrasar as decisões finais de investimento. Embora a otimização dos projetos e a redução de custos ajudem a diminuir os gastos de capital, as taxas de juros elevadas exigem retornos maiores para compensar o aumento dos custos de financiamento.

atividades *upstream* tem se direcionado para projetos que são considerados viáveis mesmo diante das incertezas relacionadas à volatilidade dos preços futuros e às reestruturações dos arcabouços fiscais e regulatórios. Esses investimentos procuram otimizar uma combinação de custos reduzidos e baixas intensidades de emissões.

Os riscos de subinvestimento e escassez de oferta foram atenuados em 2023 devido aos patamares de preços internacionais do petróleo (que incentivaram mais investimentos), da diminuição das restrições de capital, da resiliência da produção na Rússia, Irã e Venezuela (apesar das sanções) e da oferta incremental de produtores não Opep. No entanto, há muita incerteza em torno da trajetória da demanda e do ritmo da transição energética. Embora o investimento em *upstream* esteja previsto para atingir em 2024 o nível mais alto dos últimos nove anos (US\$ 603 bilhões), será necessário, nas projeções do IEF (2024), que ele suba para US\$ 738 bilhões até 2030 (um total acumulado de US\$ 4,3 trilhões entre 2025 e 2030) a fim de garantir um suprimento adequado às necessidades do mercado, mesmo com o crescimento da demanda desacelerando⁹.

Entre 2021 e 2023, aproximadamente US\$ 130 bilhões foram gastos em exploração de petróleo e gás convencionais. Mais da metade desse investimento ocorreu na China, América do Norte, Noruega¹⁰ e Rússia – mas as maiores descobertas ocorreram na Guiana (no bloco Stabroek) e na Namíbia. O investimento em exploração deve aumentar em mais 15% em 2024, localizados essencialmente na China e na América do Norte.

Campos existentes respondem por cerca de 40% do investimento total em E&P de petróleo e gás, enquanto outros 33% são direcionados para novos campos e exploração. O percentual restante é direcionado para vai para jazidas de petróleo não-convencional e *shale gas*. Novos projetos de GNL (gás natural liquefeito), liderados pelos Estados Unidos e pelo Catar, impulsionam uma nova onda de investimentos que pode expandir em 50% a capacidade global de exportação de gás a partir de 2026 (IEA, 2024).

Entre 2017 e 2024, o investimento das empresas petrolíferas estatais (*National Oil Companies* - NOCs) do Oriente Médio e da Ásia aumentou em mais de 50%, enquanto o das empresas privadas caiu cerca de 20%. As projeções indicam que as NOCs responderão por mais de 40% dos gastos globais *upstream* em 2024 notadamente aquelas do Oriente Médio e da Ásia¹¹, envolvidas em projetos de baixos custos e baixas emissões), comparado a menos de 25% em 2015 (Figura 5).

⁹ Sem novas perfurações, a produção de petróleo convencional fora da Opep poderá diminuir em 9 milhões b/d até 2030 e em 14 milhões b/d (ou 31%) até 2035. As taxas de declínio para o petróleo não convencional, incluindo o *tight oil* dos Estados Unidos, seriam ainda mais acentuadas, com queda potencial de até 80% na próxima década (IEF, 2024).

¹⁰ Os investimentos noruegueses em petróleo e gás devem atingir um recorde em 2024 (US\$ 24 bilhões, valor 14,7% superior ao registrado no ano anterior) e permanecer em níveis elevados em 2025 (US\$ 22,4 bilhões), impulsionados pelo desenvolvimento contínuo dos campos e pelo aumento da inflação. Nos últimos anos, a Noruega sancionou uma série de novos desenvolvimentos de campos, à medida que as empresas aproveitaram os incentivos fiscais da era pandêmica para acelerar os projetos, parte de sua estratégia para estender a produção de petróleo e gás nas próximas décadas. Empresas petrolíferas planejam perfurar mais de 40 poços de exploração no país ainda em 2024, incluindo oito no Mar de Barents. O enfraquecimento da moeda norueguesa em relação ao euro e ao dólar contribuiu para elevar o custo dos investimentos. Os preços persistentemente altos do petróleo também levaram as empresas a perfurarem mais poços em campos existentes, potencialmente acelerando a produção (Reuters, 2024; Adomaitis, 2024).

¹¹ Estão contemplados o investimento da PetroChina na exploração de recursos convencionais e no desenvolvimento de bacias de líquidos e gás não convencional; o esforço da Saudi Aramco para atingir sua meta expandida de produção de gás, mesmo com a redução nos planos para expandir a capacidade de produção de petróleo; além de novos desenvolvimentos de campos de gás (*sour gas*) nos Emirados Árabes Unidos.

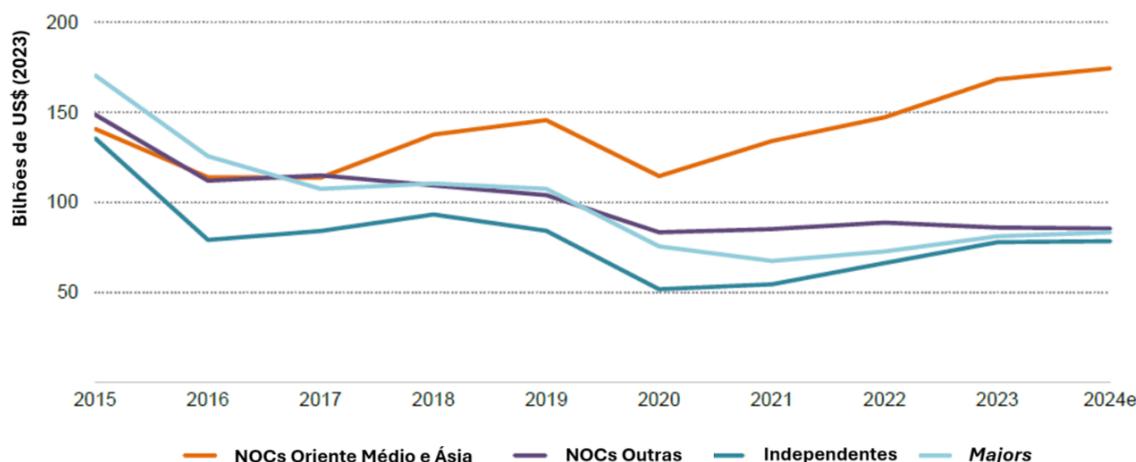


Figura 5 - Investimentos em CAPEX no segmento upstream – empresas selecionadas (2015 – 2024)
Fonte: IEA, 2024.

Nota: *Majors*: bp; Chevron; ConocoPhillips; ENI; ExxonMobil; Shell; TotalEnergies. *NOCs*: empresas petrolíferas estatais.

As decisões de investimento em energia são principalmente impulsionadas e financiadas pelo setor privado (48%; média de 2018 a 2023), mas os governos/empresas estatais (com participação de 37%) têm participação ainda expressiva na orientação dos fluxos de capital. Apesar da propensão de *majors* petrolíferas em elevar seus gastos de capital, ainda persistem precauções em função da incerteza da demanda no longo prazo, com o encarecimento dos custos e com questões inflacionárias, além da pressão de investidores para ampliação do foco sobre retornos ao invés de aumento de produção. Outro elemento que afeta as decisões de investimento são expectativas de alterações no modelo fiscal já consolidado, como os que vem ocorrendo no Mar do Norte¹².

A Figura 6, a seguir, ilustra a participação percentual de cada região no volume total de investimentos no segmento *upstream* de petróleo e gás natural¹³, a partir das estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA). Em 2023, a participação da América do Sul e Central no volume mundial total de investimentos direcionados ao segmento *upstream* de óleo e gás natural totalizou 10,5%, segundo a IEA (2024). A Agência estima um percentual de 10,0% em 2024, valor estável, apesar do avanço da participação de projetos no Oriente Médio e Eurásia, notadamente de empresas petrolíferas estatais (*national oil companies* - NOC).

¹² O atual governo anunciou um aumento do Imposto sobre Lucros de Energia (*Energy Profits Levy* - EPL) em 3%, atingindo 38% a partir de novembro/2024 (além de estendê-la até março de 2030), elevando o percentual geral de imposto sobre atividades de petróleo e gás para 78%, entre as mais altas do mundo. A alegação seria que o aumento na arrecadação seria direcionado para promoção da transição para uma matriz energética mais renovável (Mnyanda e Murray, 2024).

¹³ No caso do investimento em *upstream* de petróleo e gás, as estimativas globais de gastos da IEA baseiam-se nos investimentos anunciados por cerca de 90 grandes empresas de petróleo e gás, independentes e nacionais. As atividades de investimento dessas empresas, que representam mais de três quartos da produção global de petróleo e gás, foram utilizadas como *proxy* para estimar os gastos globais (IEA, 2024).

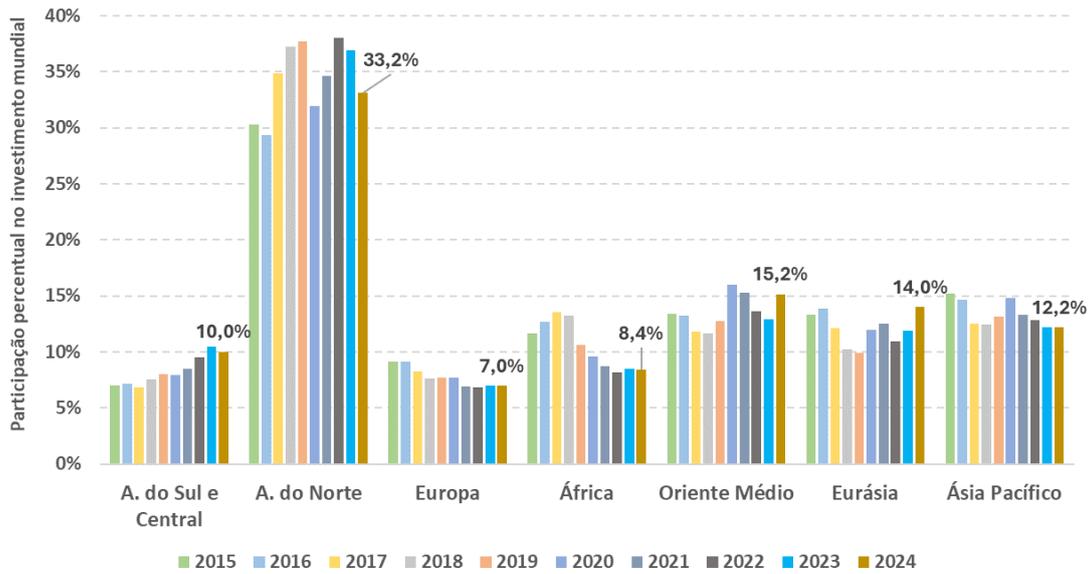


Figura 6 - Participação percentual nos investimentos globais em projetos upstream de óleo e gás - IEA

Fonte: IEA, 2024.

Nota 1: Valores estimados para 2024.

Nota 2: *Eurásia compreende: Armênia, Azerbaijão, Geórgia, Cazaquistão, Quirguistão, Rússia, Tadjiquistão, Turcomenistão e Uzbequistão. Ásia Pacífico compreende: Austrália, Bangladesh, Brunei Darussalam, Camboja, China, Coreia do Norte, Índia, Indonésia, Japão, Coréia, Laos, Malásia, Mongólia, Birmânia, Nepal, Nova Zelândia, Paquistão, Filipinas, Singapura, Sri Lanka, Taipé Chinesa, Tailândia, Vietnam, Afeganistão, Butão, Ilhas Cook, Timor Leste, Fiji, Polinésia Francesa, Kiribati, Macau, Maldivas, Nova Caledônia, Papua Nova Guiné, Samoa, Ilhas Salomão, Tonga e Vanuatu (IEA, 2024).

O IEF apresenta uma estimativa distinta de investimentos em *uspstream* daquela calculada pela IEA (Figura 7). Todavia, apesar da diferença de quantitativo, é possível verificar a tendência crescente de investimentos a partir de 2020, bem como a predominância de investimentos em projetos localizados na América do Norte, especialmente nos Estados Unidos (destaque para o *tigh* na região do Permian) e Canadá, e na região da Ásia Pacífico (o Oriente Médio, contudo, apresentou participação menor que aquela calculada pela IEA).

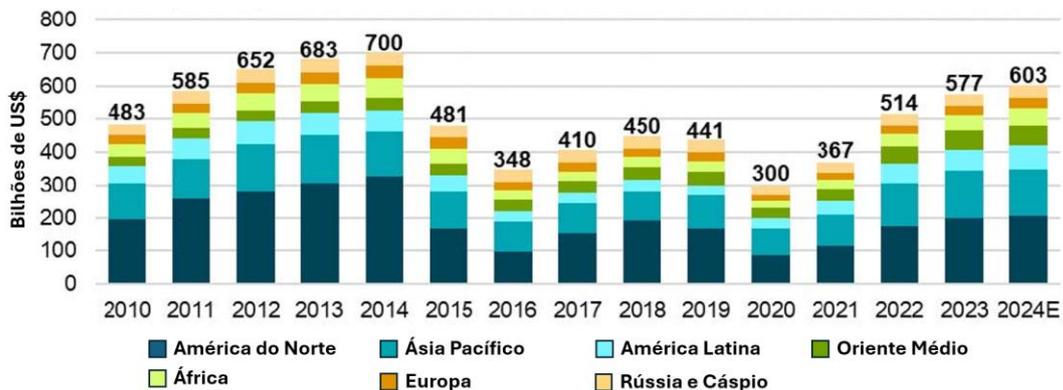


Figura 7 - Invetimentos de Capex no segmento upstream de óleo e Gás – IEF

Fonte: IEF, 2024.

A maior parte das receitas de fluxos de caixa na indústria petrolífera durante 2022/2023 foi destinada ao retorno de capital aos acionistas, na recompra de ações ou para pagamento de dívidas, superando mais uma vez os investimentos em gastos de capital em 2023. Neste mesmo ano, o aumento nos lucros também estimulou uma onda de fusões e aquisições (M&A), particularmente entre empresas de *shale* nos Estados Unidos (IEA, 2024).

As empresas petrolíferas nacionais chinesas (CNPC, CNOOC Ltd e Sinopec Group) têm se mantido relativamente discretas em fusões e aquisições internacionais desde 2014/2015. Elas estão mais focadas em exploração internacional (projetos exploratórios no Brasil e Guiana e em projetos de GNL na Rússia, Catar e Emirados Árabes Unidos) e na alienação de ativos não essenciais para racionalizar seus portfólios. Outras estatais asiáticas têm sido mais ativas em M&A para prolongar a longevidade dos recursos (Pertamina, Petronas e ONGC e PTTEP)¹⁴ concentram-se em oportunidades de longo prazo na África¹⁵ e no Oriente Médio) (Wood Mackenzie, 2024).

A incerteza sobre a volatilidade dos preços da energia, em meio à transição energética, pode restringir investimentos à projetos com os menores custos de equilíbrio e margens elevadas. Em um contexto de juros elevados e inflação mais baixa, os investidores exigem retornos maiores. Além disso, as eleições em importantes produtores e centros de demanda de O&G em 2024, como Reino Unido, Estados Unidos, Índia e Rússia, aumentaram os riscos para os compromissos de transição energética, impactando as perspectivas da indústria.

O horizonte de investimento de médio-longo prazo em energia projetado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2024) está alinhado com o necessário para 2030, conforme seu Cenário de Políticas Declaradas (STEPS)¹⁶. No entanto, o risco de superinvestimento surge, notadamente na exploração e na produção de petróleo, gás natural e carvão, se houver um rápido avanço para metas de emissões líquidas zero¹⁷ (IEA, 2024). Entretanto, há divergências nas expectativas de crescimento da demanda entre diferentes instituições, existindo, inclusive a hipótese de necessidade de incremento em 22% nos investimentos anuais em *upstream* de óleo e gás natural até 2030 para garantir suprimentos adequados.

Na visão do Fórum Internacional de Energia (International Energy Forum – IEF) e da consultoria S&P Global, entre 2025 e 2030, serão necessários US\$ 4,3 trilhões em novos investimentos, em virtude das necessidades de Capex em atendimento à demanda crescente por petróleo, que deverá aumentar de 103 milhões b/d em 2023 para quase 110 milhões b/d até

¹⁴ A PTTEP (Ptt Exploration and Production Public Company Limited) é uma empresa tailandesa de E&P de petróleo e gás. É uma subsidiária da PTT Public Company Limited, uma das maiores empresas de energia da Tailândia. A PTTEP está envolvida na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, com operações em diversos países ao redor do mundo, incluindo áreas na Ásia, África e Oriente Médio. A ONGC (Oil and Natural Gas Corporation) é uma das maiores empresas estatais de petróleo e gás da Índia, dedicada à exploração e produção de petróleo e gás natural. Fundada em 1956, a ONGC opera em várias frentes, incluindo exploração, desenvolvimento, produção e comercialização de hidrocarbonetos. A empresa também está envolvida em atividades de refino e petroquímica através de suas subsidiárias.

¹⁵ Os hidrocarbonetos africanos continuam sendo de interesse fundamental para a PetroChina, Sinopec e CNOOC (coletivamente, o quarto maior investidor upstream na África entre 2019 e 2023, atrás da BP, Shell e Eni). Em maio de 2024, a CNOOC, assinou contratos de concessão de E&P de petróleo com o Ministério da Energia de Moçambique e a empresa petrolífera estatal ENH. Os contratos cobrem cinco blocos *offshore* no país da África Oriental, abrangendo uma área total de 29 mil km² em águas com até 2.500 m de profundidade. A concessão expande o portfólio existente da CNOOC na África, o qual está localizado principalmente na Nigéria e Uganda, além do Gabão, Congo-Brazzaville e na Zona Econômica Conjunta Senegal-Guiné-Bissau (Weijun, 2024).

¹⁶ No Cenário de Políticas Declaradas (STEPS), o crescimento da demanda global de energia de cerca de 1% a. a. até 2030 é atendido de forma agregada quase inteiramente por fontes renováveis.

¹⁷ O Cenário Net Zero Emissions (NZE) da IEA prevê uma redução significativa nos investimentos em combustíveis fósseis, com um aumento nos investimentos em combustíveis de baixa emissão, como bioenergia e hidrogênio, e em tecnologias de captura de carbono. Neste cenário, os investimentos anuais em petróleo, gás e carvão cairiam pela metade até 2050, enquanto os gastos em combustíveis de baixa emissão aumentariam dez vezes (IEA, 2024).

2030¹⁸. Ainda na concepção dessas entidades, o Capex global em *upstream* de petróleo e gás deverá crescer em US\$ 24 bilhões em 2024, ultrapassando US\$ 600. O investimento anual precisará aumentar em mais US\$ 135 bilhões para alcançar US\$ 738 bilhões até 2030, a fim de garantir um suprimento adequado (IEF, 2024; Hickin, 2024, BMI, 2023). Ademais, mais de 60% do aumento projetado no Capex *upstream* até 2030 seria direcionado para as Américas, em alinhamento com a visão da IEA. Enquanto Estados Unidos e Canadá são apontados como os principais impulsionadores desse crescimento, a América Latina ganha destaque crescente na expansão da oferta fora da Opep, especialmente no petróleo convencional, com expansões significativas no Brasil e na Guiana.

Em relação aos investimentos em “energias limpas”¹⁹, sua expansão é sustentada por uma combinação de fatores, entre os quais destacam-se as metas ambiciosas de redução de emissões de gases de efeito estufa, os avanços tecnológicos, e os imperativos de segurança energética, especialmente na União Europeia. Além disso, um componente estratégico crucial tem se manifestado nas principais economias mundiais: a adoção de novas políticas industriais destinadas a fomentar a produção de energias limpas e consolidar posições mais robustas no mercado global.

De acordo com a IEA (2024), os investimentos globais estimados para 2024 em “energia limpa” representam quase o dobro que em energia fóssil – petróleo, gás natural e carvão (montante aproximado de US\$ 2,0 trilhões). A integração de fontes renováveis e as melhorias na infraestrutura existente desencadearam uma recuperação nos gastos com redes e armazenamento, principalmente na ampliação da geração fotovoltaica. China lidera os investimentos (US\$ 676 bilhões), mas o progresso na Índia, Brasil, partes do Sudeste Asiático e África reflete novas iniciativas políticas, licitações públicas bem-sucedidas e melhorias na infraestrutura de redes²⁰. Em 2023, empresas de petróleo e gás investiram US\$ 28 bilhões em energia limpa, um aumento de 30% em relação aos níveis de 2022²¹. Entretanto, isto representa menos de 4% do total dos gastos de capital e menos de 1% do lucro líquido (IEA, 2024; Chronis, Hardin e Mittal, 2023).

A União Europeia é uma das regiões líderes em implantação de energia limpa, tendo as políticas de incentivo e normativas se intensificado a partir da crise energética que se seguiu aos conflitos na Ucrânia e à subsequente redução na oferta de gás natural. Além de metas focadas no aumento da implantação de renováveis e eficiência energética, também há um foco na diversidade e resiliência das cadeias de suprimento, tanto para manufatura quanto para minerais críticos. Verifica-se, todavia, crescimento contínuo nos investimentos em petróleo e gás, que

¹⁸ Outras organizações, incluindo o IEF, são mais otimistas em relação à evolução da demanda por petróleo. A análise dos números da IEA e o crescimento limitado em regiões promissoras como África e América Latina indicam que a industrialização por meio dos combustíveis fósseis pode estar subestimada. Muito depende de políticas que frequentemente negligenciam o fato de que a segurança energética supera a sustentabilidade de longo prazo em regiões mais carentes, onde grande parte da população é mais afetada (Hickin, 2024).

¹⁹ A IEA considera a energia nuclear como uma fonte de energia limpa na contabilização de investimentos. A Agência prevê a participação da energia nuclear nos investimentos em energia limpa subindo para 9% em 2024 (US\$ 80 bilhões), quase o dobro do nível de 2018, que marcou o ponto mais baixo em uma década (IEA, 2024).

²⁰ O aumento nos investimentos em armazenamento de baterias, que devem ultrapassar 50 bilhões de dólares em 2024, reflete uma tendência global significativa, embora esses recursos estejam fortemente concentrados na China e em países da OCDE. Nos Estados Unidos, o investimento em energia limpa está projetado para alcançar mais de 300 bilhões de dólares em 2024, representando um crescimento de 60% em comparação com 2020 e superando consideravelmente os investimentos em combustíveis fósseis. A União Europeia, por sua vez, destina atualmente 370 bilhões de dólares à energia limpa (IEA, 2024).

²¹ Isso ficou bem abaixo do aumento de 65% observado de 2021 para 2022, refletindo, em parte, o ambiente inflacionário e os problemas na cadeia de suprimentos para alguns projetos renováveis após a crise energética, além de uma recalibração nas estratégias das empresas (IEA, 2024).

chegaram a mais de US\$ 38 bilhões em 2023. No caso dos investimentos à infraestrutura de GNL, esta registrou aproximadamente US\$ 7 bilhões, buscando opções ao fornecimento do gás russo.

O Oriente Médio abriga cinco dos maiores produtores de petróleo do mundo: Arábia Saudita, Iraque, Emirados Árabes Unidos (EAU), Irã e Kuwait. A região também é um dos principais produtores de gás natural, com Irã, Catar e EAU entre os dez maiores do mundo. As NOCs do Oriente Médio vêm realizando M&A e ampliando a exploração para expandir/diversificar seus ativos (a Qatar Energy tem realizado parcerias para acelerar a exploração; enquanto ADNOC e Aramco estão focando no gás internacional²²). Em 2024, os investimentos em energia na região devem atingir cerca de US\$ 173 bilhões, com aproximadamente US\$ 87 milhões destinados ao *upstream* de petróleo e gás (IEA, 2024).

Em conjunto com sua crescente capacidade em energia renovável (células fotovoltaicas, baterias de lítio e veículos elétricos), o carvão ainda permanece como a fonte de combustível mais proeminente na matriz energética da China, tendo a produção atingindo um recorde em 2023. Neste ano, o montante total de investimentos em projetos de energia registrou US\$ 819 bilhões, sendo US\$ 112 bilhões somente para projetos alimentados por carvão, refletindo a estratégia chinesa de ênfase na garantia da segurança energética. Os investimentos em *upstream* de óleo e gás foram orçados em US\$ 31 bilhões e, para 2024, a estimativa é de um valor 13,5% superior (IEA, 2024).

A Índia, apesar de ter apresentado a economia de crescimento mais rápido do mundo em 2023, com um PIB de 7,8% (e a caminho de se tornar a terceira maior até 2030), apresenta baixa renda per capita, levando o governo nacional a primar pela redução da pobreza e o desenvolvimento de infraestrutura. Com o aumento da urbanização e da demanda por energia, a Índia deverá liderar o crescimento da demanda energética global até 2050, pressionando seu sistema energético, que ainda depende fortemente de combustíveis fósseis importados (IEA, 2024). Para enfrentar esses desafios, a Índia tem seguido uma série de estratégias de descarbonização e diversificação de sua matriz energética, como a ampliação da produção de hidrogênio e energia fotovoltaica. Os investimentos em energia limpa atingiram US\$ 68 bilhões em 2023, um aumento de quase 40% em relação à média de 2016-2020. No mesmo período, os investimentos em combustíveis fósseis cresceram 6%, totalizando US\$ 33 bilhões em 2023, em resposta à demanda crescente por combustível e geração de energia à carvão.

Os Estados Unidos se destacam como o maior produtor mundial de petróleo e gás, com investimentos em fornecimento de combustíveis fósseis que ultrapassam US\$ 200 bilhões, representando aproximadamente 19% do total global, além de ser responsável por cerca de 40% da nova capacidade de exportação de GNL, prevista para entrar no mercado na segunda metade desta década. Paralelamente, os investimentos norte-americanos em combustíveis limpos estão em ascensão, impulsionados pelo crescente interesse em oportunidades relacionadas ao hidrogênio de baixa emissão e tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCUS).

²² A Arábia Saudita, maior exportadora de petróleo bruto do mundo, está direcionando mais de US\$ 100 bilhões para se tornar a terceira maior produtora de *shale gas*, após EUA e Rússia. O campo de Jafurah, no leste saudita, é fundamental para essa estratégia, tendo reservas confirmadas de 229 trilhões de pés cúbicos. A Saudi Aramco pretende investir pelo menos US\$ 100 bilhões em Jafurah, com a produção de gás prevista para 2025, estabelecendo o maior projeto de *shale gas* fora dos Estados Unidos. Paralelamente, o reino suspendeu a expansão planejada de sua capacidade de produção de petróleo bruto, redirecionando US\$ 40 bilhões para o desenvolvimento de gás natural e outros projetos. Para mais, também está se envolvendo na produção e comercialização de GNL, incluindo um investimento de US\$ 500 milhões na MidOcean Energy, que possui participações em GNL na Austrália (Hanafusa e Fukutomi, 2024).

Em 2023, ganhos de eficiência (dos quais, a aceleração dos ciclos de produção e melhoria de desempenho de perfuração e completção de poços em áreas-chave, limitando o tempo de inatividade) permitiram aumento da produção dos Estados Unidos, sobretudo na região do Permian (produção de 6,2 milhões b/d em junho/2024) e com promissores avanços no Golfo do México (exploração em campos de elevada pressão -*ultra-high pressure*, com menor emissão em relação à exploração *onshore*), mesmo com a redução no número de sodas (e, conseqüentemente, do Capex) (EIA, 2024; Peacock e Dixon, 2024; Somasekhar, 2024; McWilliams, 2024; Chaudhry *et al.*, 2024).

Investimentos na América Latina

O lento crescimento econômico da América Latina e Caribe na última década, com o PIB expandindo a um terço da média global, contribuiu para o relativamente baixo investimento em energia na região. A participação de biocombustíveis no transporte rodoviário é o dobro da média global, embora o consumo de petróleo, especialmente no transporte e na indústria, seja relativamente elevado. O uso de carvão é reduzido, e os combustíveis fósseis compõem dois terços da matriz energética, um percentual consideravelmente inferior à média mundial de 80%.

O investimento em energia deve alcançar US\$ 152 bilhões em 2024 (sendo US\$ 58 bilhões no *upstream* de óleo e gás), um recorde histórico. O setor elétrico representa mais de 35%, enquanto o fornecimento de combustíveis fósseis representa quase 55% e o uso final menos de 10% (IEA, 2024).

Embora Estados Unidos e Canadá sejam importantes impulsionadores do crescimento do Capex até 2030, a América Latina assume um papel cada vez mais relevante na expansão da oferta fora da Opep, especialmente no petróleo convencional *offshore*, com grandes expansões previstas no Brasil, na Guiana e, menor monta, no Suriname. Para 2024, a América Latina é projetada pelo IEF como a maior fonte de **crescimento incremental** de Capex, superando a América do Norte pela primeira vez desde 2004 (IEF, 2024), conforme ilustrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada..** Além da maior exigência em relação à redução de emissões de carbono e na confiança no cumprimento das leis e dos contratos, a estabilidade política também influencia na magnitude de investimentos na região.

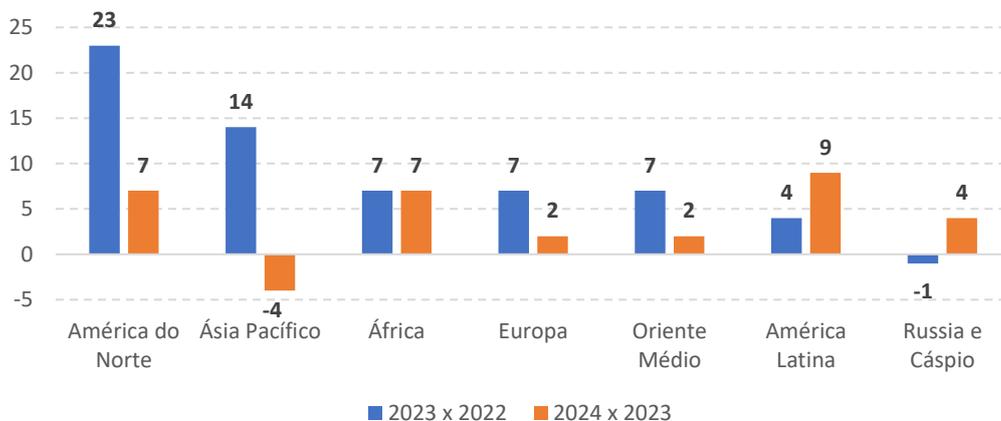


Figura 8 - Variações anuais no Capex direcionado ao segmento *upstream*

Fonte: IEF, 2024.

Cerca de 2,2 milhões b/d em novos projetos convencionais ou expansões foram aprovados na América Latina, com produção esperada até 2030, representando mais de um terço dos 6 mb/d aprovados globalmente (IEF, 2024). No Equador, a atividade exploratória vem se intensificando, desde o fim da pandemia de Covid-19, nas bacias do Oriente e de Putumayo (Procyk, 2024). A Colômbia vem promovendo atividades exploratórias em águas profundas em seu *offshore* à medida que algumas reservas terrestres começam a se esgotar (Bloomberg, 2024). Ainda na América do Sul, a Bolívia, que vem enfrentando dificuldades em sustentar os volumes ofertados de gás natural devido a um declínio constante na produção na última década, busca incentivar a exploração visando o reabastecimento das reservas de gás do país, a despeito de elevados custos exploratórios em razão das profundidades dos reservatórios e as complexidades a eles associadas (Shenga, 2024). Na Argentina, o governo nacional, por meio do Decreto nº 749/2024 (*Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones - RIGI*²³), busca incentivar grandes investimentos (em contrapartida aos problemas económicos recorrentes e a falta de infraestruturas adequadas) por intermédio de benefícios processuais, financeiros e fiscais para a indústria de petróleo e gás, bem como para mineração, infraestrutura, silvicultura, turismo e tecnologia (Argentina, 2024; Aslam, 2024).

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 R\$ 387,4 bilhões em investimentos (sendo R\$ 257,5 bilhões até 2026, e R\$ 129,9 bilhões pós 2026), distribuídos em segmentos de E&P, refino, infraestrutura, descomissionamento, entre outros²⁴, conforme explicitado na Tabela 8. As modalidades diretamente relacionadas ao segmento de E&P (desenvolvimento da produção, exploração marítima – poços e escoamento da produção), ilustradas de forma esquemática na Figura 9 abarcam praticamente a totalidade (91,3%) dos investimentos previstos.

²³ Para se qualificar, as empresas devem investir entre US\$ 200 milhões e US\$ 900 milhões em um único projeto de longo prazo, dependendo do setor. Em troca, recebem isenções e benefícios em moeda estrangeira, permitindo a retenção de receitas de exportação sem necessidade de conversão para pesos a partir do quarto ano. Recentemente, a YPF iniciou a construção do novo oleoduto Vaca Muerta Sur e destacou a importância de superar os gargalos de infraestrutura para apoiar seu crescimento. Outro projeto iminente é a Reversão do Gasoduto Norte (capacidade total de 16 milhões m³), que começará a transportar gás de Vaca Muerta para o norte da Argentina em setembro/2024, substituindo as importações da Bolívia (Aslam, 2024).

²⁴ Em relação às novas fronteiras exploratórias em desenvolvimento, estão incluídos no PAC a perfuração de seis 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 em Búzios, Mero, Sépia e Itapu; a otimização de campos maduros em Marlim e Albacora, além de desenvolvimentos de produção nas bacias de Campos, Santos e Sergipe. 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 (com construção da unidade de processamento de gás natural e comissionamento do sistema), e o gasoduto marítimo de SEAP, para escoamento da produção de SEAP I e II, para oferta do gás em Sergipe (Casa Civil, 2024).

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

Modalidades	Bilhões de R\$	Tipo
Descarbonização na Petrobras - Fundo Petrobras	5	Estatal
Desenvolvimento da Produção	350,6	Estatal
Escoamento da Produção Marítima	1,6	Estatal
Estudos para investimentos em Fertilizantes, Petroquímica, Navios e Descomissionamento Verde de Plataformas	0,9	Estatal
Exploração Marítima	1,6	Estatal
Gasodutos e Oleodutos	13,4	Estatal /Privado
Refino - construção, ampliação e modernização do parque nacional	14,3	Estatal
Total	387,7	

Fonte: Casa Civil, 2024.

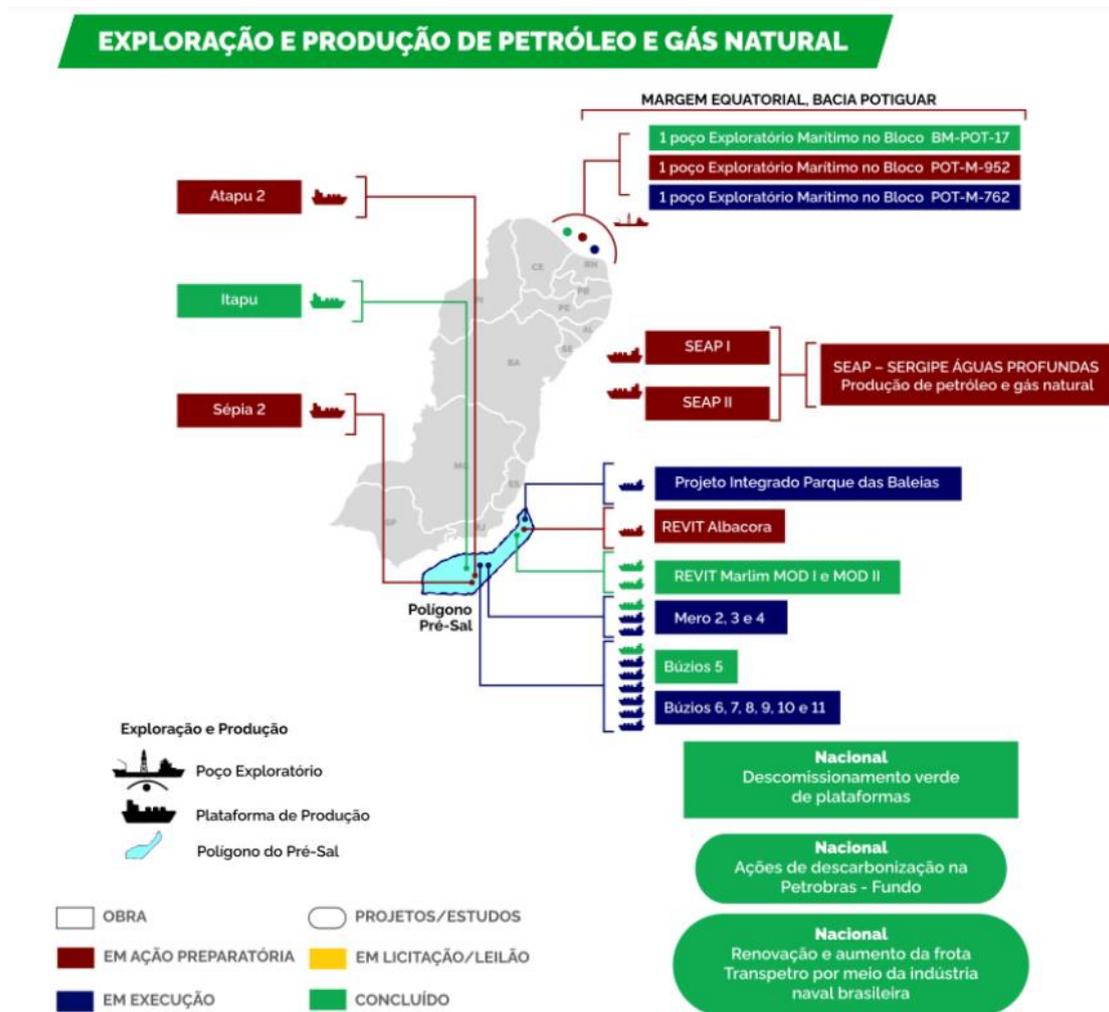


Figura 9 - Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural

Fonte: Casa Civil, 2024.

O Plano Estratégico da Petrobras para o quinquênio 2024-2028 (PE 2024-28+) prevê investimento US\$ 102 bilhões²⁵, um crescimento de 31% em relação ao ciclo anterior (Petrobras, 2023). O aumento do CAPEX é impulsionado principalmente por novos projetos, incluindo potenciais aquisições, a reintegração de ativos previamente destinados ao desinvestimento na carteira de investimentos da companhia, além da inflação de custos que afetou toda a cadeia de suprimentos. O segmento de E&P responde por 72% do Capex total no quinquênio, seguido por Refino, Transporte e Comercialização (RTC) com 16%, Gás e Energias de Baixo Carbono com 9%, e o Corporativo com 3%. A Figura 10 ilustra a evolução dos investimentos ao longo do quinquênio, 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.

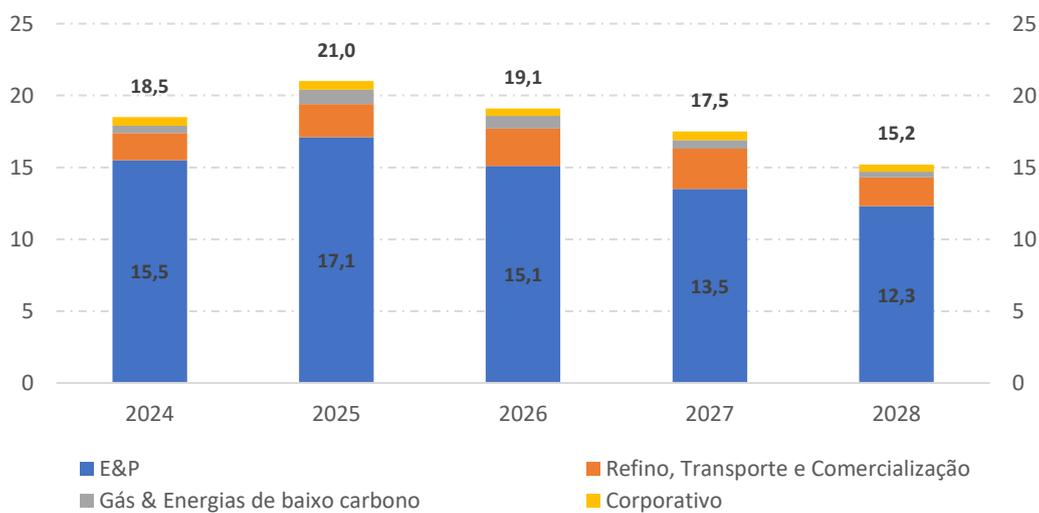


Figura 10 - Petrobras: Capex anual em implantação

Fonte: Petrobras, 2023.

Entre 2024 e 2028, a Petrobras planeja investir US\$ 7,5 bilhões em projetos de exploração, sendo: US\$ 3,1 bilhões destinados à exploração na Margem Equatorial; US\$ 3,1 bilhões para a exploração nas Bacias do Sudeste; e US\$ 1,3 bilhão voltado para operações em outros países (como a Colômbia). Este investimento contempla a perfuração de aproximadamente 50 poços em áreas onde a empresa detém direitos de exploração, adquiridos por meio de licitações de blocos. No mesmo período, as estimativas de investimentos em P&D totalizam 3,3 bilhões (Petrobras, 2024).

Em uma última análise dos investimentos globais e da relevância do setor upstream nacional e, tomando por parâmetros balizadores os valores estimados pela ferramenta analítica *Vantage*,

²⁵ Do valor total, US\$ 91 bilhões correspondem a projetos em andamento na "carteira em implantação", enquanto US\$ 11 bilhões são destinados a projetos em fase de avaliação na "carteira em avaliação". Estes últimos ainda dependem de estudos adicionais de viabilidade financeira antes de serem contratados e executados. Uma vez concluídos os estudos e comprovada a viabilidade econômica, esses projetos podem ser transferidos para a "carteira em implantação" (Petrobras, 2023).

da S&P Global (2024), os valores de investimentos em E&P identificados para o Brasil²⁶, no ano de 2023, foram estimados em US\$ 35,3 bilhões. Para 2024, o valor previsto foi de US\$ 33,8 bilhões. Quando comparados aos valores de investimentos globais estimados pela IEA (2024) e IEF (2024), a ordem de grandeza de participação do Brasil no cômputo total de investimentos em E&P no mundo situa-se entre 6,1% e 6,6% em 2023, e em cerca de 5,7% para 2024.

3. Considerações Finais

O ano de 2023 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 últimos dois anos 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 valorização do preço do barril e a continuidade dos projetos de exploração e produção de óleo e gás. Nesse contexto, pode-se destacar abertura do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e do 2º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha da Produção, além dos campos de Búzios, Tupi e Raia Manta, o desenvolvimento dos campos desinvestidos da Petrobras, além do crescimento da produção registrada em 2023.

Para este ciclo, percebe-se um aumento, em parte, conforme visto no indicador III (Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás), decorrente da necessidade de atingir a maturidade na curva de aprendizado para a recuperação dos campos desinvestidos da Petrobras.

A atuação das empresas produtoras independentes em campos desinvestidos da Petrobras, principalmente os terrestres e maduros marítimos, pode ser responsável pelo aumento do indicador IV (Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa)), devido a aplicação de medidas e técnicas relacionadas à recuperação avançada destes ativos.

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 2023 em relação ao ano anterior (de 3,1%).

A expectativa de demanda global por petróleo e gás continua crescente, impelindo o setor a alocar recursos no aprimoramento e desenvolvimento de fontes de suprimento que garantam a confiabilidade e a continuidade do abastecimento. Algumas estratégias de empresas petrolíferas visam a maximização das receitas por meio de projetos de E&P convencionais, ao mesmo tempo em que buscam se adaptar às metas climáticas mais ambiciosas. Complementarmente, nos planos de gastos, uma tendência a priorizar o retorno aos acionistas em detrimento do

²⁶ 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.

crescimento da produção, em meio ao crescimento econômico desacelerado no curto prazo e aos impactos adversos da transição energética que se desenrolam no longo prazo.

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.

Concernente ao Indicador VI (*Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo*), o investimento global no segmento *upstream* de petróleo e gás em 2023 foi cerca de 9,3% maior do que em 2022, mas ainda 6,6% abaixo dos níveis de gastos pré-pandemia. A ordem de grandeza da participação do Brasil nos investimentos globais em *upstream* situou-se em torno de 6,3% no ano de 2023.

4. Referências Bibliográficas

ADOMAITIS, N., (2024). *Norway calls on oil firms to boost exploration and investment*. Reuters, August 21, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/markets/commodities/norway-regulator-calls-oil-firms-boost-exploration-investment-2024-08-21/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2024a). *Dados Estatísticos – Importações e Exportações*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 12 ago. 2024.

_____. _____. (2024b). *Relatório Anual de Exploração 2023*. 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-2023.pdf>. Acesso em: 06 set. 2024.

_____. _____. (2024c). *Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2023*, 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-2023.pdf>. Acesso em: 10 out. 2024.

_____. _____. (2024d). *Painéis Dinâmicos ANP*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/ptbr/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>. Acesso em: 10 out. 2024.

_____. _____. (2024e). *Plano de Trabalho Exploratório – PTE*. Exploração e Produção de óleo e Gás, ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/plano-de-trabalho-exploratorio-pte>. Acesso em: 06 set. 2024.

ARGENTINA, (2024). *Decreto 749/2024*. DECTO-2024-749-APN-PTE - Apruébase Reglamentación del Título VII - Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) - Ley Nº 27.742. Ciudad de Buenos Aires, 22/08/2024. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-749-2024-403230/texto>. Acesso em: 23 ago. 2024.

ASLAM, M., (2024). *Argentina opens up to international investors*. Petroleum Economist, 15 July 2024. Disponível em: <https://www.pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2024/argentina-opens-up-to-international-investors>. Acesso em: 23 ago. 2024.

BLOOMBERG, (2024). *World's Deepest Offshore Oil Well Planned for Colombia This Year*. Bloomberg, August 1, 2024. Disponível em: <https://gcaptain.com/worlds-deepest-offshore-oil-well-planned-for-colombia-this-year/>). Acesso em: 23 ago. 2024.

BMI, (2023). *Oil & Gas Global Capex Outlook – Report Summary*. BMI, December 2023. Disponível em: <https://www.fitchsolutions.com/sites/default/files/2023-12/Oil-and-Gas-Global-Capex-Outlook-Summary.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2024.

Bp, (2023). *bp Statistical Review of World Energy 2023, 71st edition*, 2023. Disponível em: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>. Acesso em: 23 set. 2024.

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. 2024.

CASA CIVIL, (2024). *Novo PAC*. Presidência da República. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transicao-e-seguranca-energetica/petroleo-e-gas>. Acesso em: 19 ago. 2024.

CHAUDHRY, A.; HIRSCHMAN, B.; SHAW, C.; OLAYINKA, D.; NEMETH, N.; KHAN, T., (2024). *2024 tight oil costs: the push and pull between efficiency and OFS rates*. Opinion, Wood Mackenzie, 24 July

2024. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/opinion/tight-oil-costs-ofs-rates/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

CHRONIS, A.; HARDIN, K.; MITTAL, A., (2023). *2024 oil and gas industry outlook*. Energy & Industrials, Deloitte Research Center for Energy & Industrials, 01 december 2023. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/us/en/insights/industry/oil-and-gas/oil-and-gas-industry-outlook.html>. Acesso em: 23 ago. 2024.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2024). *Permian production forecast growth driven by well productivity, pipeline capacity*. In-Depth Analysis, EIA, August 21, 2024. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=62884>. Acesso em: 22 ago. 2024.

ENERGY INSTITUTE, (2024). *Statistical Review of World Energy 2024*. Energy Institute. Disponível em: <https://www.energyinst.org/statistical-review>. Acesso em: 05 jul. 2024.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018a). *Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*. EPE. Disponível em: <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,CNPQ%20em%202017%2C%20estes%20indicadores%20ser%C3%A3o%20atualizados%20anualmente>. Acesso em: 25 set. 2024.

HANAFUSA, R.; FUKUTOMI, S., (2024). *Saudi Arabia eyes \$100bn bet on shale gas revolution at home*. Nikkei Asia, July 24, 2024. Disponível em: <https://asia.nikkei.com/Business/Energy/Saudi-Arabia-eyes-100bn-bet-on-shale-gas-revolution-at-home>. Acesso em: 23 ago. 2024.

HICKIN, P., (2024). *Oil outlooks enter the twilight zone*. Petroleum Economist, 19 June 2024. Disponível em: <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/trading-markets/2024/oil-outlooks-enter-the-twilight-zone/>. Acesso em: 22 ago. 2024.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2024). *World Energy Investment 2024*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>. Acesso em: 07 jul. 2024.

IEF. INTERNATIONAL ENERGY FORUM, (2024). *Upstream Oil & Gas Investment Outlook*. June 2024. Disponível em: <https://www.ief.org/focus/ief-reports/upstream-oil-and-gas-investment-outlook-2024>. Acesso em 23 ago. 2024.

MCWILLIAMS, G., (2024). *New drilling technology to put billions of barrels of oil in reach, analysts say*. Reuters, August 14, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/new-drilling-technology-put-billions-barrels-oil-reach-analysts-say-2024-08-14/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

MDIC. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS, (2024). *Comex Stat*. Governo Federal. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 05 jul. 2024.

MNYANDA, L.; MURRAY, C., (2024). *People are walking away: UK windfall tax hits North Sea oil investment*. Financial Times, UK Energy, August 20, 2024. Disponível em: <https://www.ft.com/content/375b3a33-ff9b-4c4c-9ce7-c117a5bfb10d>. Acesso em: 23 ago. 2024.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2024). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2024*. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria. Disponível em: https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php. Acesso em: 05 jul. 2024.

PEACOCK, M.; DIXON, J., (2024). *More running room in Lower 48 efficiencies?* Wood Mackenzie, Opinion, 19 June 2024. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/opinion/lower-48-efficiencies/>. Acesso em: 21 ago. 2024.

PETROBRAS, (2023). *Plano Estratégico 2024 – 2028+*. Petrobras, novembro 2023. Disponível em: https://petrobras.com.br/documents/d/f3a44542-113e-11ee-be56-0242ac120002/pe-2024-28-portugues-versao-completa_v24?download=true. Acesso em: 23 ago. 2024.

PROCYK, A., (2024). *Gran Tierra marks third oil discovery of 2024 with Ecuador find*. Oil & Gas Journal, Aug. 13, 2024. Disponível em: <https://www.ogj.com/exploration->

development/discoveries/article/55132705/gran-tierra-marks-third-oil-discovery-of-2024-with-ecuador-find. Acesso em: 23 ago. 2024.

REUTERS, (2024). *Norwegian oil investments to hit record high as inflation drives up costs*. Exploration & Production, Reuters, August 15, 2024. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/norwegian-oil-companies-further-increase-oil-investments-2024-08-15/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

RIZÉRIO, L., (2024). *Petróleo: para onde vão os preços entre conflito no Oriente Médio e notícias da Opep?* Mercados. Infomoney, 03/10/2024. Disponível em: <https://www.infomoney.com.br/mercados/petroleo-para-onde-vao-os-precos-entre-conflito-no-orientes-medio-e-noticias-da-opep/>. Acesso em: 10 out. 2024.

SHENGA, O., (2024). *Bolivia's upstream sector could be boosted by Mayaya Centro gas discover*. Rystad Energy, 21 July 2024. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/insights/bolivia-s-upstream-sector-could-be-boosted-by-mayaya-centro-gas-discovery>. Acesso em: 23 ago. 2024.

SOMASEKHAR, A., (2024). *US shale companies produce more crude using fewer rigs*. Reuters. August 13 2024, Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/us-shale-companies-produce-more-crude-using-fewer-rigs-2024-08-13/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

S&P GLOBAL, (2024). *Vantage*. Explore S&P Global.

WEIJUN, S., (2024). *China's NOCs plan renewed African growth*. Petroleum Economist, 12 July 2024. Disponível em: <https://www.pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2024/china-s-nocs-plan-renewed-african-growth/>. Acesso em: 23 ago. 2024.

WOOD MACKENZIE, (2024). *Why the NOCs should return to international business development*. Webinar, Wood Mackenzie, 31 July 2024.