

INFORME DPG Nº 01/23

# Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Rio de Janeiro  
Dezembro de 2023

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

**Ministro**

Alexandre Silveira de Oliveira

**Secretário Executivo**

Efrain Pereira da Cruz

**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

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

Heloísa Borges Bastos Esteves

**Diretor de Gestão Corporativa**

Ângela Livino

<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 2023

# Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

**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**

Angela Oliveira da Costa

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**

Sergio Augusto Melo de 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

<b>1. Objetivo.....</b>	<b>8</b>
<b>2. Indicadores de Monitoramento da Política de E&amp;P.....</b>	<b>8</b>
2.1. Relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural - R/P .....	8
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 .....	13
2.6. Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo .....	16
<b>3. Considerações Finais.....</b>	<b>26</b>
<b>4. Referências Bibliográficas.....</b>	<b>28</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. Relação entre reserva e produção de petróleo. ....	10
Tabela 2– Relação entre reserva e produção de gás natural .....	11
Tabela 3 – IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (ANP, 2023d) .....	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.....	15
Tabela 8. Brasil: Investimentos previstos na fase de exploração .....	21
Tabela 9 – Novo PAC: investimentos no subeixo <i>Petróleo e Gás</i> .....	23

## 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. ....	16
Figura 5 - Participação percentual nos investimentos globais em projetos <i>upstream</i> de óleo e gás. ....	18
Figura 6 – Gastos globais anuais na exploração de áreas convencionais.....	19
Figura 7 – Investimentos na oferta de combustíveis (2019 a 2023).....	20
Figura 8 – Investimentos previstos na fase de exploração por bacias marítimas.....	22
Figura 9 – Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural.....	24

## 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 de 2019, publica a partir de informes técnicos os *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 2022.

## 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 indicadores<sup>1</sup> 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.

### 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 constantes no Boletim Anual de Reservas (BAR) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2022 (ANP, 2023a), a

<sup>1</sup> 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.

reserva de petróleo é de 14,9 bilhões de barris e a reserva de gás natural é de 407 bilhões de m<sup>3</sup>. De acordo com os dados de produção, também disponibilizados pela ANP (2023b), as produções realizadas de petróleo e gás natural em 2022 foram de um pouco mais de 1 bilhão de barris de petróleo (média de 3 milhões de barris por dia) e de 50,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural, sendo de 25,3 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural quando descontado o volume injetado da produção de gás natural (ANP, 2023c).

Conforme apresentado na Figura 1 é possível observar uma tendência geral de redução na R/P de petróleo, desde 2014, refletindo a baixa de preço do petróleo ocorrido desde o final deste ano, pela redução da reserva provada em contraste com o crescimento da produção e também pelo tempo sem licitação de áreas para a exploração de petróleo e gás. A razão R/P no ano de 2022, foi estimada em 13,5 anos para petróleo, justificada pelo aumento das reservas provadas. Em 2022, a reserva provada de petróleo aumentou 13% com relação ao ano anterior e a produção anual apresentou um aumento de 4%, quando comparada ao ano anterior.

Os projetos de E&P de óleo e gás em 2022 continuaram evoluindo positivamente em um cenário pós-Covid, tendo como destaque para o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e da 17ª Rodada de Licitações, além dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa das jazidas de Sépia e Atapu. A Tabela 1 apresenta a relação entre reserva e produção de petróleo em detalhe para os últimos três anos. Observa-se um aumento de 8% na R/P do petróleo entre 2021 e 2022, com elevação da reserva 1P em 13%, como citado anteriormente.

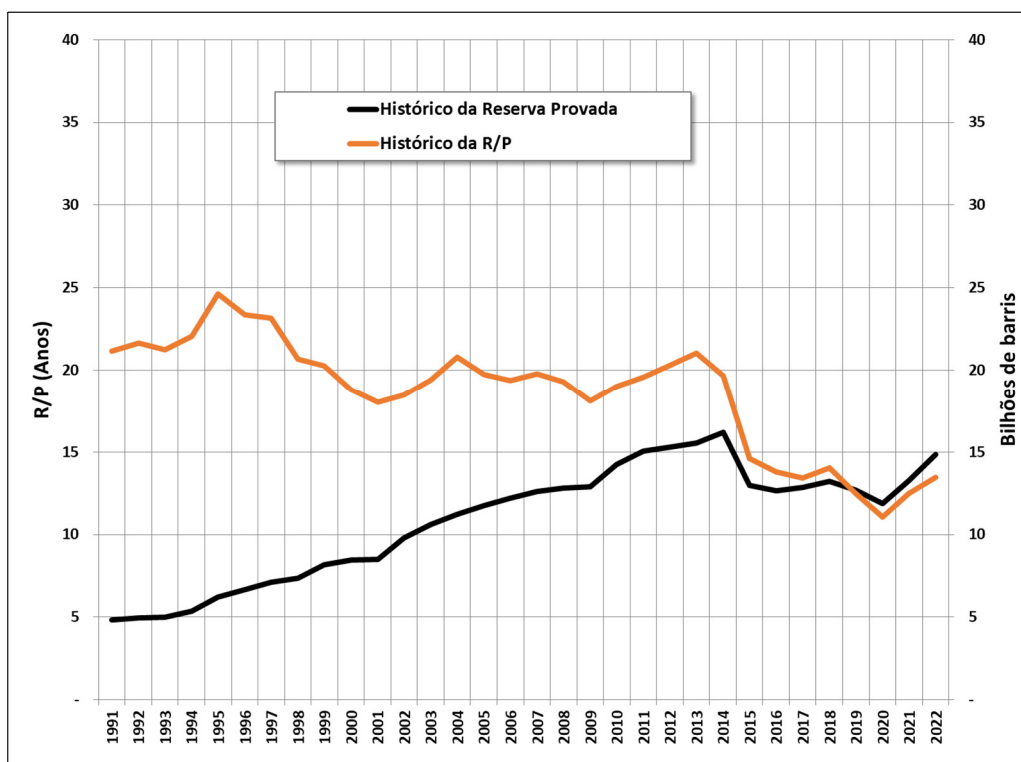


Figura 1. Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 1. Relação entre reserva e produção de petróleo.

	2020	2021	2022
<b>Reservas 1P (bilhão bbl)*</b>	11,9	13,2	14,9
<b>Produção Anual Acumulada (milhão bbl)</b>	1.076	1.060	1.101
<b>R/P (anos)</b>	11,1	12,5	13,5

Fonte: Elaboração própria

Na Figura 2 observa-se uma R/P de gás natural mais elevada no início da década de 1990, alcançando 36 anos em 1992. Após esse período houve um declínio, chegando a um R/P de 20 anos em 2003, mantendo-se nos patamares entre 20 e 25 anos, por quase uma década, declinando progressivamente até alcançar 12 anos em 2017, mantendo um patamar até 2020, elevando ligeiramente em 2022, alcançando 16 anos. 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 13% da R/P de gás, comparado ao ano anterior, relacionada a uma elevação da reserva de gás natural, de aproximadamente 7%, devido à incorporação de novas reservas.

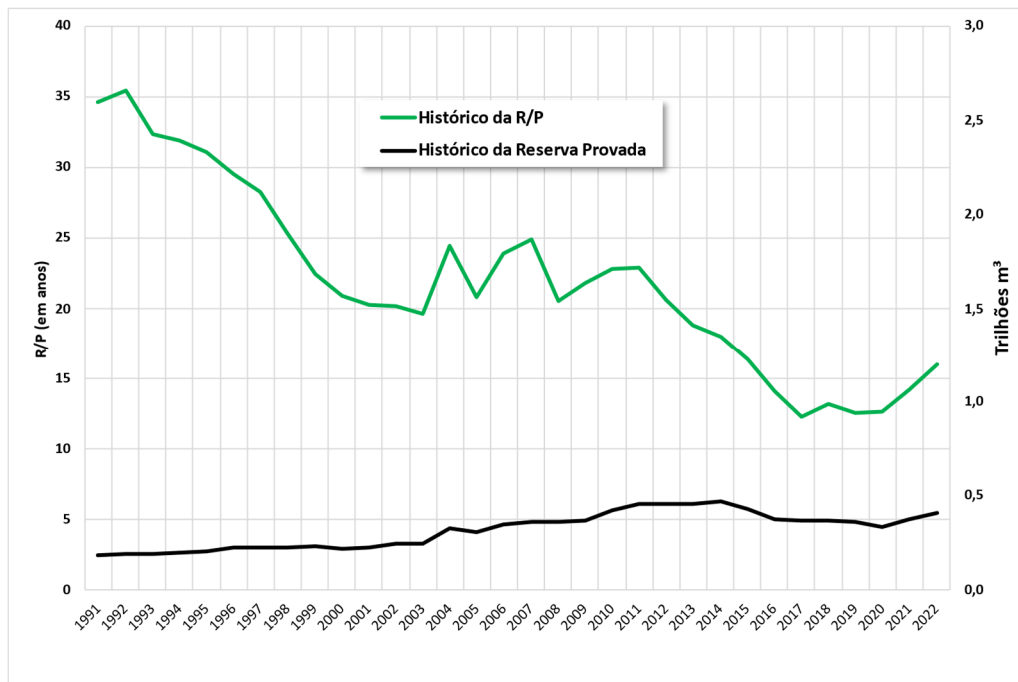


Figura 2 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 2– Relação entre reserva e produção de gás natural

	2020	2021	2022
<b>Reservas 1P (bilhões de m³)</b>	337	379	407
<b>Produção Anual Acumulada (Bilhões de m³)</b>	26,6	26,6	25,3
<b>R/P (anos)</b>	12,7	14,2	16,0

Fonte: Elaboração própria

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

O índice de reposição de reservas 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 2022 pode ser consultado na Tabela 3, juntamente com os IRR dos dois anos anteriores, onde se observa um aumento das reservas provadas, em relação ao ano anterior, devido a retomada no ritmo das atividades exploratórias.

Tabela 3 – IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (ANP, 2023d)

2020		2021		2022	
Reserva 1P 2019	15.004	Reserva 1P 2020	14.016	Reserva 1P 2021	15.623
Reserva 1P 2020	14.016	Reserva 1P 2021	15.623	Reserva 1P 2022	17.413
Produção 2020	1.365	Produção 2021	1.367	Produção 2022	1.419
<b>IRR 2020 (%)</b>	<b>28</b>	<b>IRR 2021 (%)</b>	<b>218</b>	<b>IRR 2022 (%)</b>	<b>235</b>

Fonte: Elaboração própria.

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

O período entre a adjudicação<sup>2</sup> 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, praticamente em todos os 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.

<sup>2</sup> 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					
		2020		2021		2022	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	29	2,4	52	4,3	<b>67</b>	<b>5,6</b>
TC	Pós-sal	56	4,7	56	4,6	<b>63</b>	<b>5,3</b>
MC	Pós-sal	67	5,5	67	5,5	<b>67</b>	<b>5,5</b>
AR	Pós-sal	90	7,5	90	7,5	<b>100</b>	<b>8,4</b>
AP	Pós-sal	96	8,0	96	8,0	<b>135</b>	<b>11,2</b>
AP	Pré-sal	67	5,5	67	5,5	<b>67</b>	<b>5,5</b>
AUP	Pós-sal	104	8,7	104	8,7	<b>141</b>	<b>11,8</b>
AUP	Pré-sal	60	5,0	60	5,0	<b>82</b>	<b>6,8</b>

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					
		2020		2021		2022	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	122	10,2	122	10,2	<b>120</b>	<b>10,0</b>
TC	Pós-sal	66	5,5	66	5,5	<b>91</b>	<b>7,6</b>
MC	Pós-sal	92	7,7	92	7,7	<b>92</b>	<b>7,7</b>
AR	Pós-sal	129	10,7	129	10,7	<b>129</b>	<b>10,7</b>
AP	Pós-sal	139	11,6	139	11,6	<b>139</b>	<b>11,6</b>

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 original<sup>3</sup> 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. Acredita-se que seja um resultado da política da Petrobras de desinvestimentos de

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

diversos campos terrestres, que possibilitou a participação de novas empresas de pequeno e médio portes, interessadas em aumentar o volume recuperável dos campos.

Alguns 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 ainda maior nos próximos anos para essas regiões.

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

Bacia	2020		2021		2022	
	FR	FRa	FR	FRa	FR	FRa
Alagoas	34%	31%	34%	32%	<b>50%</b>	<b>35%</b>
Amazonas	87%	0%	79%	0%	<b>80%</b>	<b>2%</b>
Camamu	22%	11%	18%	12%	<b>34%</b>	<b>19%</b>
Campos	22%	16%	22%	16%	<b>26%</b>	<b>16%</b>
Ceará	21%	21%	21%	21%	<b>21%</b>	<b>21%</b>
Espírito Santo-Mucuri	25%	21%	23%	21%	<b>26%</b>	<b>21%</b>
Parnaíba	89%	27%	93%	27%	<b>90%</b>	<b>26%</b>
Potiguar	21%	17%	22%	18%	<b>23%</b>	<b>18%</b>
Recôncavo	33%	30%	33%	30%	<b>35%</b>	<b>30%</b>
Santos	16%	3%	21%	4%	<b>29%</b>	<b>5%</b>
Sergipe	25%	21%	25%	21%	<b>30%</b>	<b>11%</b>
Solimões	69%	50%	69%	52%	<b>75%</b>	<b>55%</b>
Tucano Sul	54%	40%	45%	38%	<b>47%</b>	<b>39%</b>

Fonte: Elaboração própria.

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

O volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2022 registrou uma elevação de 1,7% em relação ao ano anterior, perfazendo 1,346 milhão b/d, conforme ilustrado na Figura 3. Apesar do sutil incremento no volume exportado, a receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB)<sup>4</sup> totalizou US\$ 42,6 bilhões (12,7% do valor total de exportações do País), valor 39,0% superior ao verificado em 2021, fato justificado pelo maior patamar de preços internacionais de petróleo.

<sup>4</sup> 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 internacionalização).

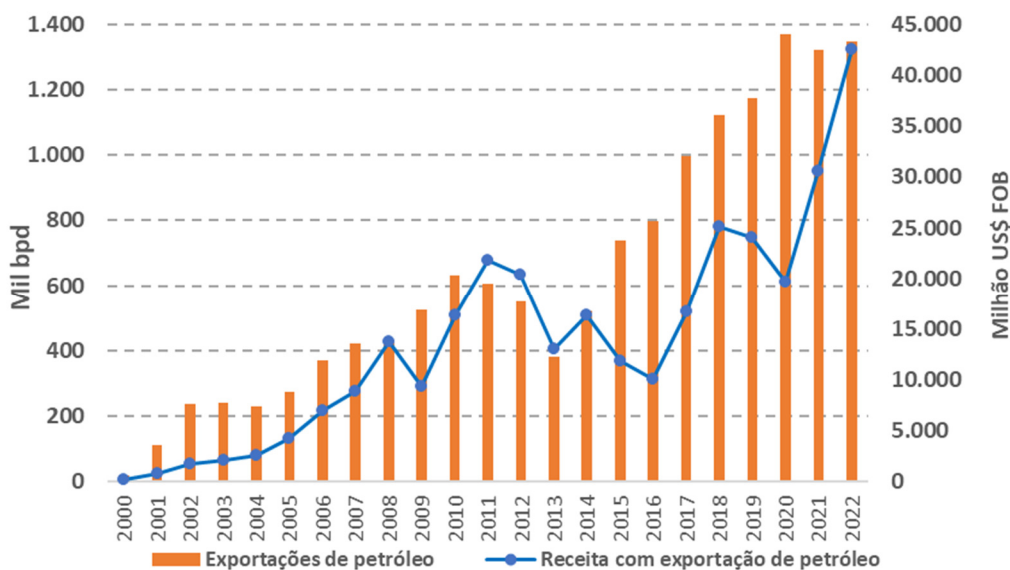


Figura 3 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida

Fonte: ANP (2023a).

A importância do petróleo cresceu na pauta das exportações brasileiras, tendo ocupado em 2022 o segundo lugar em relação ao volume de divisas geradas (superado apenas pela soja, com receita de US\$ 46,5 bilhões). Em relação ao mercado global, o Brasil se posicionou como o nono maior produtor de petróleo e o décimo maior exportador (MDIC, 2023a e 2023b; Gerbelli, 2023).

Quando da atualização do presente documento, os dados disponibilizados pela ANP para o ano de 2023 contemplavam volumes até o mês de junho. Deste modo, foi possível verificar, para o período de janeiro a junho/2023, um incremento de 23,8% no volume de exportações de petróleo em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar disso, quando comparada à receita auferida pelas exportações para o mesmo período, constata-se uma redução de 4,6% em relação ao respectivo período em 2022. Tal fato justifica-se, em grande medida, pela redução dos patamares internacionais de preços do petróleo<sup>5</sup> (EPE, 2022 e 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 redução no patamar de participação em 2022 em relação ao ano anterior (de 3,2% para 3,1%).

<sup>5</sup> No primeiro semestre de 2022, o conflito na Ucrânia intensificou a volatilidade que já vinha ocorrendo nos mercados internacionais de petróleo e gás natural, devido às tensões geopolíticas, à retomada da mobilidade, ao reestabelecimento de algumas restrições pós-Covid e a disrupções em cadeias logísticas. O mercado de petróleo passou de expectativas de sobreoferta, para uma situação de extrema escassez, com a constatação de que as exportações de petróleo russo não conseguiram ser banidas do mercado, impactando sobremaneira as cotações (o valor *spot* médio do petróleo Brent no 1º semestre/2022 foi de US\$ 106,92). No primeiro semestre de 2023, o mercado internacional de petróleo apresentou uma gradual equalização nos volumes transacionados, após períodos de irrequietude ocasionados pela eclosão do conflito entre Rússia e Ucrânia e seus consequentes desdobramentos, como as sanções, embargos e limitações no preço de importação de petróleo russo. Paralelamente, uma postura monetária mais conservadora para contornar um resiliente processo inflacionário refreou o desempenho da economia global, o que, conjugado à recuperação abaixo da expectativa de crescimento da demanda chinesa, reduziu os patamares de preços médios do Brent *spot* para US\$ 79,75 (EPE, 2023).

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

<b>Ano</b>	<b>Exportações Brasil</b> (mil bpd)	<b>Exportações Mundo</b> (mil bpd)	<b>Brasil / Mundo</b> (%)
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	44.900	2,9%
2020	1.401	41.700	3,4%
2021	1.292	40.794	3,2%
2022	1.346	43.477	3,1%

Fonte: Elaboração própria, a partir de Opec (2023).

*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 2022 totalizou US\$ 2,6 trilhões, superando em 14,3% o volume registrado no período anterior à pandemia<sup>6</sup>, e em 12,8% os investimentos realizados no ano de 2021, sinalizando uma recuperação da crise de demanda decorrente principalmente dos efeitos da pandemia de Covid-19 (IEA, 2023). No âmbito global, estima-se que, em 2023, o investimento global em energia deva consolidar com aumento de 6,6% em relação a 2022, perfazendo aproximadamente US\$ 2,8 trilhões (IEA, 2023).

Conquanto um expressivo decréscimo nos investimentos globais em projetos de *upstream* de petróleo e gás natural registrado em 2020 (-26,0% 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 2022, os investimentos globais no segmento de petróleo e gás natural (*upstream*) ampliaram-se em 15,5% em relação a 2020; entretanto, em volumes ainda 14,6% inferiores àqueles registrados anteriormente à crise sanitária decorrente da pandemia, conforme ilustrado na Figura 4.

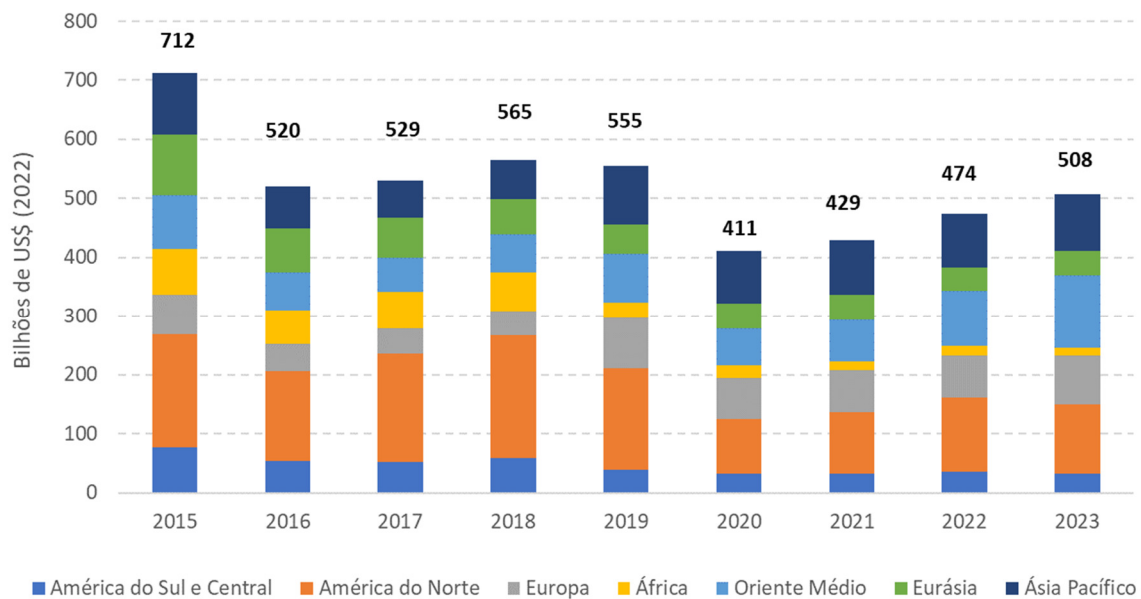


Figura 4 - Histórico do montante de investimentos globais no segmento upstream de petróleo e gás natural.

Fonte: IEA, 2023.

Nota 1: Valores estimados para 2023.

Nota 2: Eurásia compreende: Armênia, Azerbaijão, Geórgia, Cazaquistão, Quirguistão, Rússia, Tajiquistão, 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, 2023).

<sup>6</sup> No ano de 2019, o volume total de investimentos em energia no mundo foi de US\$ 2,29 trilhões (ano base de referência: US\$ 2022).

Em 2022, impelido por precauções associadas à segurança energética, houve um impulso na atividade *upstream* global por meio da construção de novas plataformas, completção de poços ou ampliação de projetos *greenfields*. A cadeia de suprimentos parapetrolífera não conseguiu atender plenamente a demanda recorde por serviços e equipamentos, incitando a elevação dos preços internacionais (Rystad Energy, 2023a). Uma vez que o posicionamento de investidores, nos últimos anos, foi de aversão ao risco e, somado a um movimento de aceleração da descarbonização das matrizes energéticas, tal percepção pode em parte esclarecer a dilatação temporal para que o investimento (Capex) reagisse à maior lucratividade.

Em 2022, o foco dos investimentos concentrou-se em regiões de *shale*, uma vez que a operacionalização das atividades neste ambiente ocorre de forma mais imediata. Entretanto, existem desafios associados à maturidade das áreas que estão sendo exploradas, à inflação de custos e ao financiamento mais restritivo, o que pode levar a uma desaceleração na produção e consecutiva queda a partir de 2027 (Goldman Sachs, 2023a e 2023b).

Para 2023, o investimento total no segmento *upstream* de petróleo e gás natural, estimado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), contabiliza crescimento de 7,1% em relação a 2022. Apesar da propensão de *majors* petrolíferas em elevar seus gastos de capital em função de receitas recordes obtidas em 2022, 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.

A Figura 5, a seguir, ilustra a participação percentual de cada região no volume total de investimentos no segmento *upstream* de petróleo e gás natural, a partir das estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA). Em 2022, a participação da América do Sul e Central no volume mundial total de investimentos no segmento *upstream* de óleo e gás natural totalizou 7,5%, segundo a IEA (2023). A Agência estima um percentual de 6,5% em 2023, valor menor em função do aumento expressivo estimado para os projetos localizados no Oriente Médio<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Comparado com o ciclo de 2022 (IEA, 2022), é possível verificar que os gastos das companhias petrolíferas nacionais (NOCs) do Oriente Médio permaneceram acima dos níveis pré-crise Covid-19, em um esforço por reduzir suas capacidades ociosas.

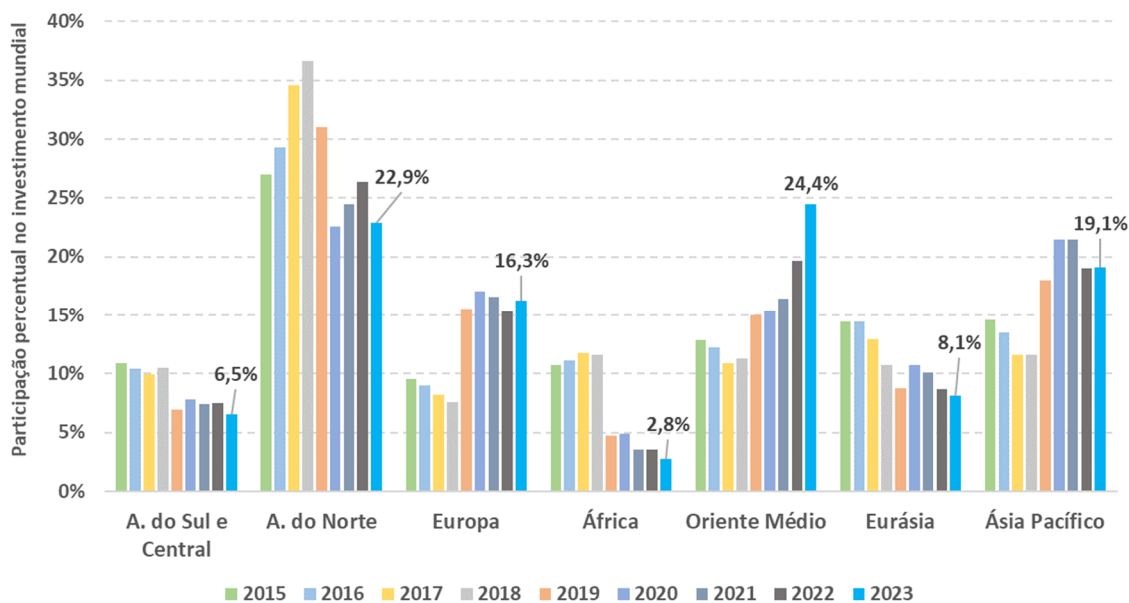


Figura 5 - Participação percentual nos investimentos globais em projetos *upstream* de óleo e gás.

Fonte: IEA, 2023.

Nota 1: Valores estimados para 2023.

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, 2023).

Os países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) auferiram um montante estimado em US\$ 888 bilhões em 2022, com receitas oriundas das exportações de petróleo (um acréscimo de 43% em relação ao ano anterior). O crescimento das receitas líquidas de exportação em 2022 resultou principalmente do aumento dos patamares do preço do petróleo internacional; entretanto, o incremento na produção (alcançando 34,2 milhões b/d) também contribuiu com a elevação nas exportações (EIA, 2023).

Apesar de instituições possuírem metodologias diversas para o cômputo dos investimentos mundiais, em atividades *upstream* do setor de óleo e gás natural, o que naturalmente leva a valores distintos – mas de ordem de grandeza semelhantes, há a prevalência da percepção da recuperação progressiva dos investimentos a partir de 2021 (Rystad Energy, 2023b; Oil & Gas Journal, 2023; Bouso e Adomaitis, 2023; Verma e Narayan, 2023; IEF, 2023).

*Majors* como ExxonMobil, BP, Shell, TotalEnergies, Eni e Chevron estimam realizar gastos de capital da ordem de US\$ 7 bilhões em 2023 no segmento de exploração, valor 10% superior ao certificado em 2022 (Rystad Energy, 2023b). Em relação aos projetos *greenfield* em ambientes *offshore*, a Rystad Energy estimou um Capex superior a US\$ 100 bilhões em 2022, e estima uma superação desse patamar de investimentos em 2023/2024, alcançando quase metade de todos os projetos sancionados para este período (contra 29% de 2015 a 2018) (Rystad Energy, 2023c).

Projetos *offshore* no Oriente Médio (Arábia Saudita, Qatar e Emirados Árabes Unidos) superaram, pela primeira vez em 2023, os dispêndios em exploração em terra, e poderão totalizar US\$ 41 bilhões em 2025 (Rystad Energy, 2023c). A América do Sul e o Reino Unido vêm

apresentando investimentos consideráveis em *offshore*, ainda que ligeiramente menores que aqueles apresentados pelo Oriente Médio<sup>8</sup>. Todavia, no longo prazo, o crescimento do Oriente Médio deve continuar, se não acelerar, enquanto os gastos sul-americanos podem desacelerar a partir de 2025 (Rystad Energy, 2023c).

Investimentos mundiais na exploração de recursos convencionais em 2023 são estimados em US\$ 50 bilhões, o maior valor desde 2019, ainda que os volumes descobertos venham decrescendo<sup>9</sup> (Figura 6). Empresas petrolíferas ainda se posicionam com cautela em relação ao aporte de capital em novos projetos, privilegiando regiões com maior conhecimento geológico e, potencialmente, com maior lucratividade. No entanto, há uma priorização às áreas *offshore* e novas fronteiras, com considerável risco e custos mais elevados (Rystad Energy, 2023b).

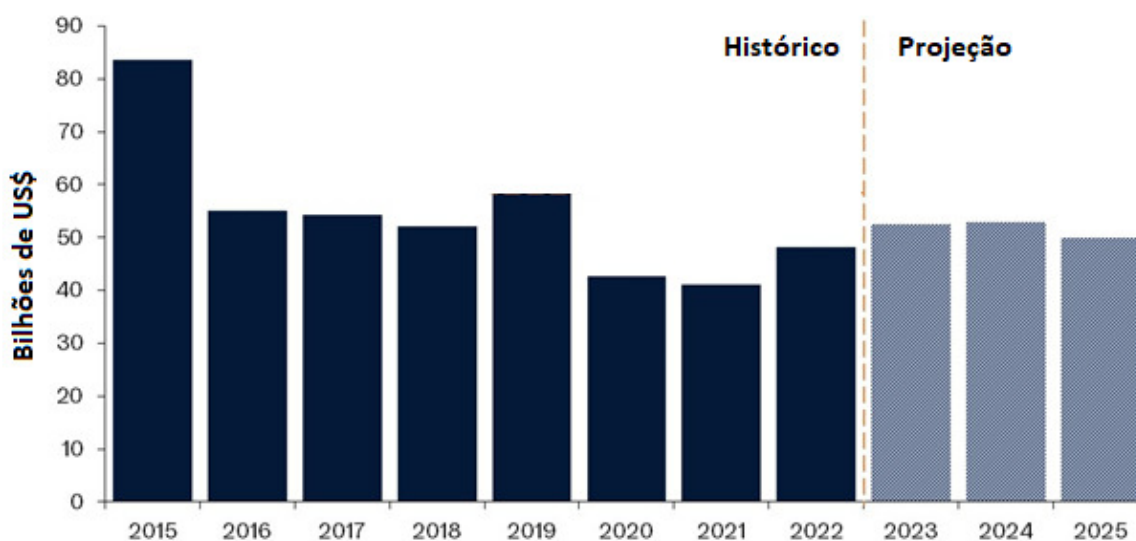


Figura 6 – Gastos globais anuais na exploração de áreas convencionais

Fonte: Rystad Energy, 2023b.

Destacam-se em 2023 os crescimentos dos volumes descobertos no bloco *offshore* de Stabroek (Guiana, com 603 milhões de barris de óleo equivalente - boe), na Turquia (380 milhões boe), na Nigéria (296 milhões boe) e na Namíbia (287 milhões boe) (Rystad Energy, 2023b). De forma mais abrangente, águas profundas e ultraprofundas propiciarão as maiores oportunidades de crescimento para exploração, ressaltando a margem Atlântica da África e as regiões do Mediterrâneo Oriental. Adicionalmente, novas fronteiras (no Uruguai, sul da Argentina e águas ultraprofundas da Malásia, por exemplo) têm potencial para receber maiores investimentos em avaliação e prospecção de dados sísmicos (Oil & Gas Journal, 2023).

<sup>8</sup> Os investimentos no Mar do Norte, provenientes do Reino Unido e da Noruega, aumentarão nos próximos dois anos: os gastos *offshore* do Reino Unido devem elevar-se em 30% em 2023 (para US\$ 7 bilhões), enquanto os investimentos noruegueses atingirão US\$ 21,4 bilhões (aumento de 22% em relação a 2022). De acordo com as estimativas da Rystad Energy, os gastos brasileiros com *upstream* devem se aproximar de US\$ 23 bilhões em 2023. Já na Guiana, o valor previsto é de US\$ 7 bilhões. Na América do Norte, os gastos com *offshore* nos EUA chegarão a US\$ 17,5 bilhões e, no México, US\$ 7,3 bilhões (Rystad Energy, 2023c).

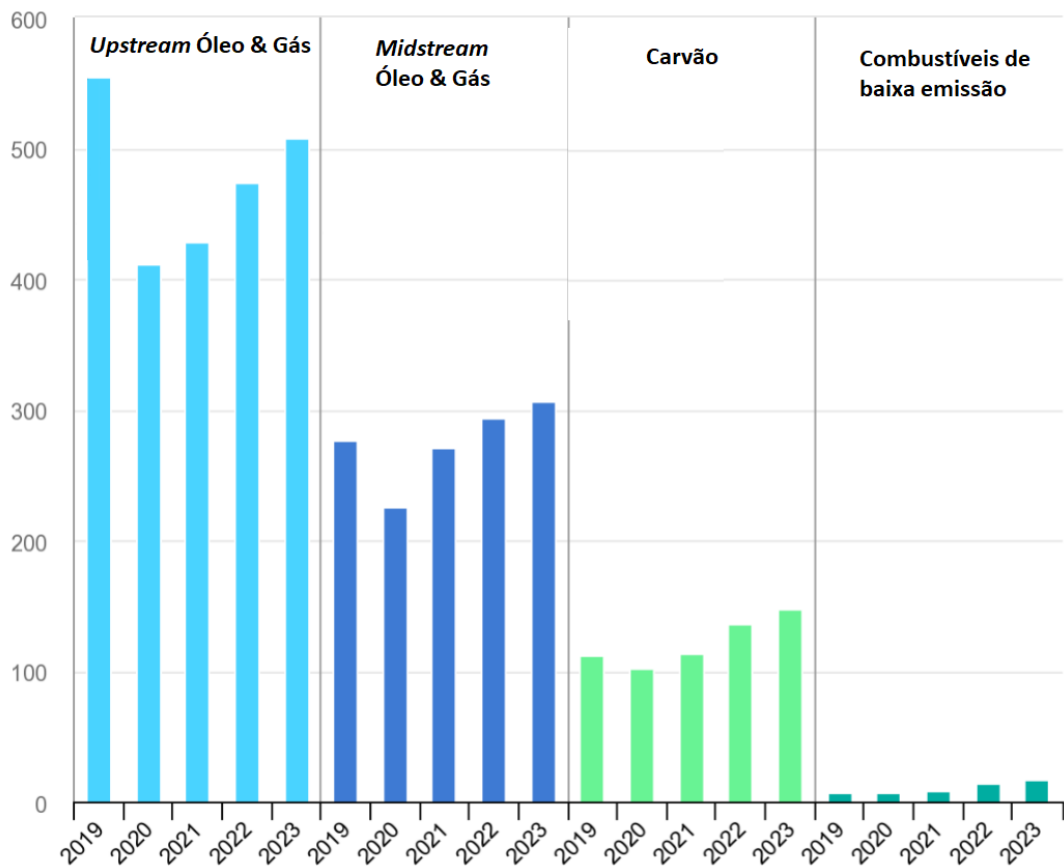
<sup>9</sup> No primeiro semestre de 2023, foram produzidos 2,6 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), volume 42% inferior ao total do primeiro semestre de 2022.

A recuperação da pandemia de Covid-19 e a resposta à crise global de energia geraram um estímulo ao investimento global em energia renovável e à descarbonização, ainda que as fontes de energia fósseis tenham significativa relevância nos investimentos (Figura 7). Ainda assim, os investimentos em energia limpa foram impulsionados por fatores como a alta volatilidade dos patamares de preços dos combustíveis fósseis; um maior apoio político por meio de instrumentos governamentais (como a Lei de Redução da Inflação dos EUA (White House, 2023) e iniciativas na Europa, Japão e China, por exemplo); um forte alinhamento dos objetivos de segurança climática e energética, especialmente em economias dependentes de importações; e um foco na estratégia industrial à medida que os países buscam se alinhar ao ritmo da transição energética vigente (IEA, 2023).

Algumas empresas estão redirecionando seus investimentos para atividades de E&P de óleo e gás, uma vez que a rentabilidade desses projetos se amplificou com a elevação dos patamares de preços internacionais de energia, e diante de expectativas de menor capacidade de pronto atendimento diante de uma eventual recuperação nas demandas globais, notadamente da China e demais regiões no Indo-Pacífico (Bouso, 2023; Bouso e Nasralla, 2023; Crowley, 2023).

Nessa contextualização, ainda que a estratégia de ampliação de investimentos em projetos de energias renováveis se mantenha, alguns governos estão revendo suas estratégias de investimentos em virtude de questões de segurança de abastecimento energético (Kirka, 2023). Medidas de afastamento de geração de energia oriundas de fontes fósseis estão sendo postergadas.

Figura 7 – Investimentos na oferta de combustíveis (2019 a 2023)



Fonte: IEA, 2023.

A América Latina apresenta potencial para assumir um papel de relevância na oferta global de petróleo entre os produtores não-Opep no médio prazo, possibilidade ampliada após o conflito na Ucrânia e dos desdobramentos decorrentes de restrição da disponibilidade de petróleo russo nos mercados internacionais (mesmo que o petróleo do Brasil e da Guiana não sejam substitutos perfeitos para o petróleo dos Urais, mais ácidos (*sour*) (IEF, 2023). Ademais, a produção em águas profundas tem um prazo de operacionalização/entrega mais longo que o *shale* dos EUA, ou mesmo da maioria dos projetos convencionais em terra<sup>10</sup>.

Na Argentina, são previstos investimentos de US\$ 10,7 bilhões, quantia 18% superior à 2022, com destaque para projetos de *shale* em Vaca Muerta (província de Neuquén). Os investimentos concentrados na bacia de Neuquén estão aumentando a produção nacional, com produção diária de petróleo atingindo 640 mil b/d, um aumento de 10% em relação ao ano anterior, dos quais a produção de não-convencional responde por 47%. Somente a Bacia de Neuquén contribui com 63% da produção total de petróleo bruto do país. Juntas, as bacias de Neuquén e Golfo San Jorge – até poucos anos atrás as mais produtivas do país – contribuem com 95% da produção de petróleo da Argentina<sup>11</sup> (Ciruzzi, 2023).

Conforme apresentado anteriormente na Figura 5, a América do Sul e Central respondeu por 7,5% do total de investimentos globais no segmento de E&P em 2022 (totalizando US\$ 35,5 bilhões, segundo cálculos da IEA), mas com perspectiva de redução de participação em 2023 (para 6,5%) em função da maior relevância do Oriente Médio (24,4%) (IEA, 2023).

Direcionando o foco para análise do cenário brasileiro de investimentos no *upstream* do setor de petróleo e gás natural, no Plano de Trabalho Exploratório<sup>12</sup> (PTE 2023 – visão de março de 2023) estão previstos R\$ 20,5 bilhões a serem investidos na fase de exploração até o ano de 2027, sendo R\$ 5,9 bilhões (29%) no ano de 2023 e R\$ 7,0 bilhões (34%) em 2024. No que se refere à distribuição dos investimentos por atividades, há a previsão de R\$ 19,2 bilhões especificamente para a perfuração de poços exploratórios em ambiente marítimo até o ano de 2027, representando 94% do valor total, conforme demonstrado na Tabela 8 (ANP, 2023b).

Tabela 8. Brasil: Investimentos previstos na fase de exploração

	2023	2024	2025+	Total
Quantidade de poços perfurados	32	36	23	<b>91</b>
Investimento em exploração (milhão R\$)	5.404	6.719	7.124	<b>19.247</b>
Investimento total (incluindo levantamentos geofísicos)	5.926	7.018	7.593	<b>20.537</b>

Fonte: ANP, 2023b.

<sup>10</sup> As novas construções de FPSO podem levar de 2 a 3 anos. O investimento na América Latina não proporcionará alívio imediato aos mercados, mas ajudará a médio prazo (IEF, 2023).

<sup>11</sup> Fora das bacias de Neuquén e Noroeste, as outras bacias produtoras da Argentina continuam experimentando quedas de produção ano a ano, sendo a bacia de Cuyana a mais afetada. E apesar do crescimento geral da produção nos últimos anos – principalmente em 2023 – a produção de petróleo da Argentina continua abaixo do pico alcançado em 1999. Espera-se, contudo, que no médio prazo, que esse patamar possa ser superado, com a operacionalização de novos projetos, incluindo o Oleoduto Transandino de 110.000 b/d (OTASA), que começou a bombear petróleo bruto para o Chile (atualmente 60 mil b/d), a expansão da capacidade do Oleoduto Valle (OLDELVAL) conectando Vaca Muerta ao porto de Coronel Rosales, na província de Buenos Aires, e o futuro projeto de exportação do Oleoduto Vaca Muerta Sur da YPF (340 mil b/d uma vez concluído) (Ciruzzi, 2023).

<sup>12</sup> O Plano de Trabalho Exploratório (PTE) é o instrumento para acompanhamento e fiscalização das atividades exploratórias previstas e realizadas associadas à fase de Exploração, tendo sido implementado pela Resolução ANP nº 876/2022. O PTE substitui o Programa Anual de Trabalho e Orçamento da fase de Exploração e o Plano de Exploração, sendo o instrumento em que se especificam as atividades e os respectivos cronogramas e orçamentos para cada bloco sob contrato de E&P, bem como para o momento em que forem executadas as obrigações remanescentes (ANP, 2023e).

Para a perfuração dos 68 poços previstos no biênio 2023-2024, a ANP estima um volume de aproximadamente R\$ 12 bilhões, representando 60% de todo o investimento exploratório previsto para os próximos anos. Ainda segundo a Agência, é possível observar que há tendência de aumento nos investimentos previstos para bacias marítimas<sup>13</sup>, com destaque para a bacia da Foz do Amazonas, e pelas bacias de Campos e Santos (Figura 8). Enquanto os recursos previstos para a margem leste são decrescentes ao longo dos anos, os da margem equatorial são crescentes, o que demonstra os potenciais interesses derivados da exploração nessa região. A consecução desse investimento está em grande parte atrelada ao sucesso do licenciamento ambiental na região (ANP, 2023b).

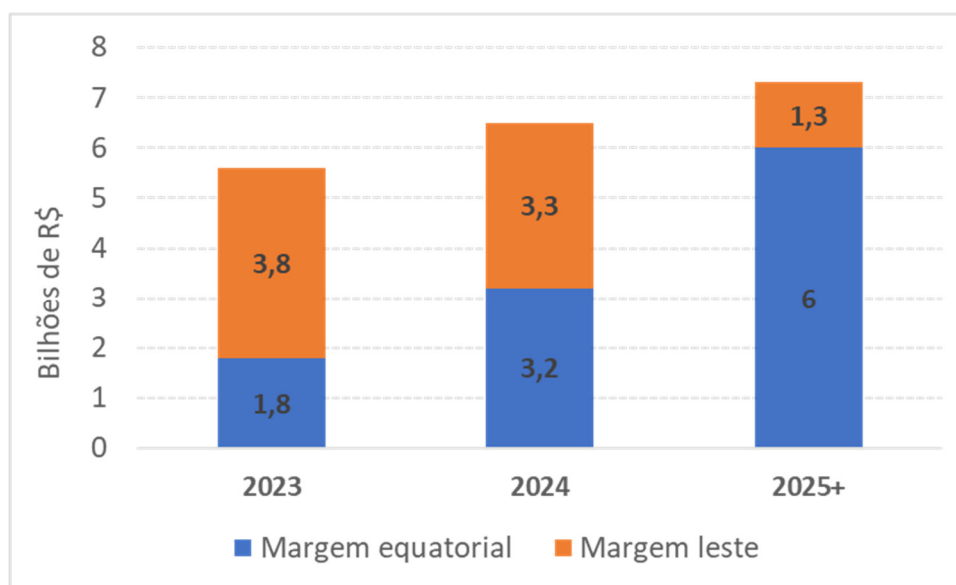


Figura 8 – Investimentos previstos na fase de exploração por bacias marítimas.

Fonte: ANP, 2023b.

Ainda em relação aos investimentos previstos para o segmento de petróleo e gás natural nacional, o novo ciclo do Programa de Aceleração do Crescimento (Novo PAC) prevê R\$ 335,1 bilhões em investimentos (sendo R\$ 273,8 bilhões até 2026, e R\$ 61,3 bilhões pós 2026), distribuídos em segmentos de E&P, refino, infraestrutura, descomissionamento, entre outros<sup>14</sup>, conforme explicitado na Tabela 9. 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 (90,6%) dos investimentos previstos.

<sup>13</sup> A respeito dos investimentos previstos para as bacias terrestres, estão previstos R\$ 348 milhões para 2023 e R\$ 449 milhões para 2024 (os demais anos da fase de exploração contam com uma previsão de R\$ 264 milhões), com destaque para a bacia do Amazonas, seguiu da pelas bacias de Parnaíba e Paraná (ANP, 2023b).

<sup>14</sup> Em relação às novas fronteiras exploratórias em desenvolvimento, estão incluídos no PAC nove poços exploratórios na Margem Equatorial. 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 os projetos do Programa Integrado Rota 3 (total de 4), que irá permitir o escoamento do gás do pré-sal da Bacia de Santos, e o gasoduto de SEAP I e II, incluídos no projeto de SEAP I, para oferta do gás em Sergipe (Casa Civil, 2023).

Tabela 9 – Novo PAC: investimentos no subeixo *Petróleo e Gás*

<b>Modalidades</b>	<b>Bilhões de R\$</b>	<b>Tipo</b>
Exploração Marítima – poços	2,1	Estatual
Desenvolvimento da Produção	286,0	Estatual
Escoamento da Produção Marítima	15,4	Estatual
Refino - construção, ampliação e modernização do parque nacional	11,3	Estatual
Gasodutos e Oleodutos	11,1	Estatual / Privado
Descarbonização na Petrobras - Fundo Petrobras	8,9	Estatual
Estudos para investimentos em Fertilizantes, Petroquímica, Navios e Descomissionamento Verde de Plataformas	0,3	Estatual
<b>Total</b>	<b>335,1</b>	Estatual

Fonte: Casa Civil, 2023.

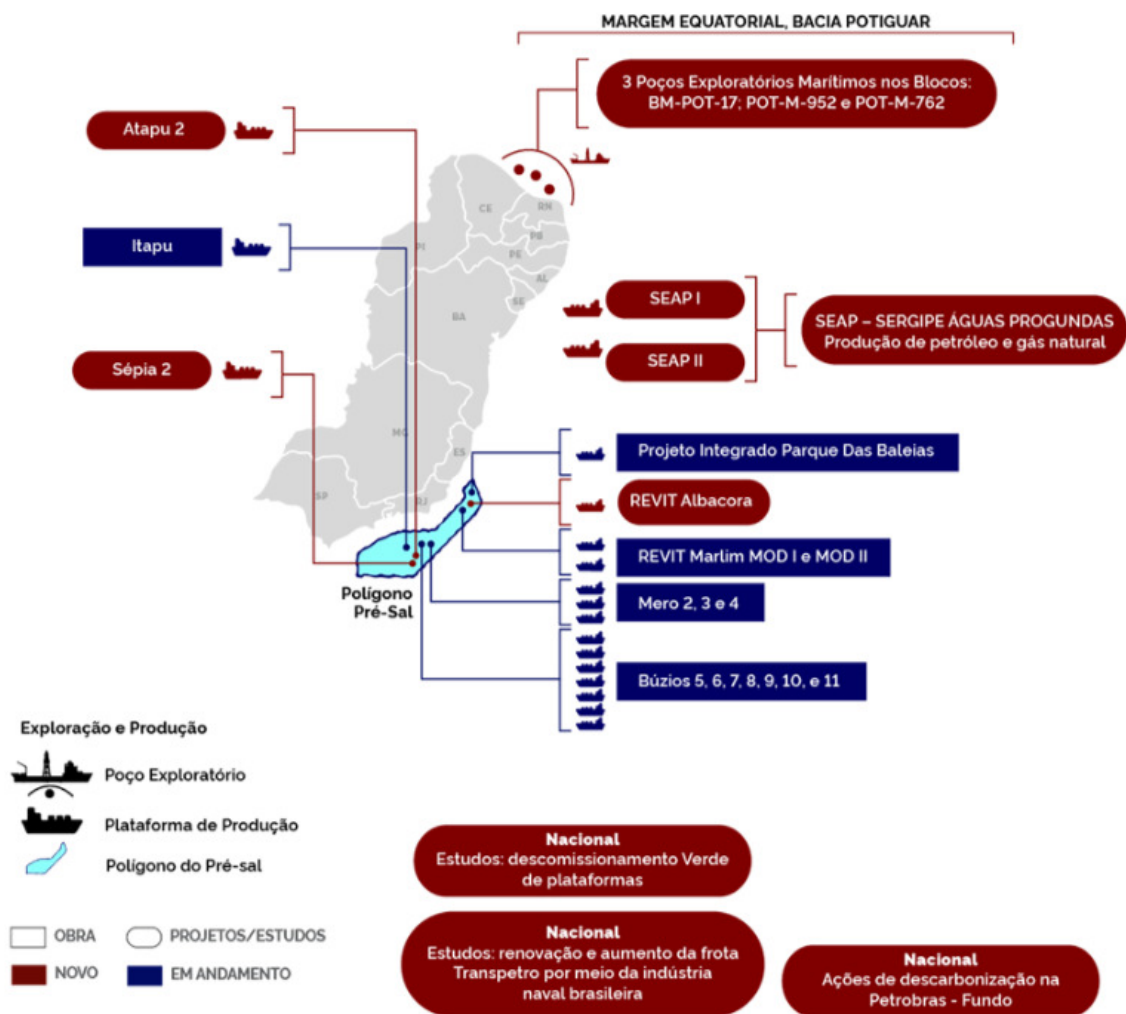


Figura 9 – Novo PAC: Empreendimentos em E&P de petróleo e gás natural

Fonte: Casa Civil, 2023.

Ainda em relação às despesas no segmento de *upstream* da cadeia do óleo e gás natural, estão previstos investimentos para descomissionamento de plataformas para o curto/médio prazo. A Shell Brasil estima que cerca de 50 plataformas serão descomissionadas até 2030, com previsão de gastos de R\$ 45 bilhões entre 2023 e 2026 (Luna, 2023).

Especificamente no âmbito de estratégia comercial da Petrobras, apesar de seu Plano Estratégico 2023-2027 (ainda em vigor) indicar um objetivo na maximização do valor de seu portfólio, com foco em ativos em águas profundas e ultraprofundas (além de desenvolvimentos na região do pré-sal e exploração de novas fronteiras), recentes manifestações indicam ainda haver interesse no desenvolvimento em áreas *onshore* e em águas rasas que ainda se mostrarem rentáveis (Barbosa, 2023; Petrobras, 2023).

Do volume total de Capex estimado pela Petrobras entre 2023 e 2027 (US\$ 78 bilhões), 83% serão direcionados para atividades de E&P, com manutenção da estratégia de investimentos em ativos de maior valor, como projetos do pré-sal (Petrobras, 2023). O redirecionamento das prioridades de investimento da Petrobras em áreas de maior produtividade abre possibilidades para novas operadoras independentes em ativos maduros no *upstream*. Há potencial de

investimentos (Capex) de US\$ 10 bilhões na próxima década, elevando a produção desses ativos maduros até 2027 (Wood Mackenzie, 2022).

Pela metodologia estabelecida pela IEA, o percentual de participação do Brasil em relação ao volume mundial de investimentos nos segmentos *upstream* de petróleo e gás natural<sup>15</sup> para o ano de 2018 foi estimado em 4,7%, mantendo a mesma parcela registrada no ano de 2017 (IEA, 2019). No ano de 2019, de acordo com a metodologia aplicada pela consultora Rystad Energy, o montante total de investimentos em E&P em campos (*onshore* e *offshore*) de petróleo e gás natural no Brasil totalizou, aproximadamente, US\$ 14 bilhões. Para o ano de 2020, verificou-se um significativo decréscimo de 22,7% no volume total de investimentos (em relação a 2019), totalizando pouco mais de US\$ 11 bilhões.

Em 2021, o montante de investimentos no segmento upstream brasileiro, de US\$ 12,4 bilhões, correspondendo a aproximadamente 3,1% do volume total de investimentos no segmento upstream global. Para 2022, a Rystad Energy (2022) previu para o Brasil um montante de US\$ 17,8 bilhões, o que representaria uma participação estimada de 4,7% dos investimentos globais em E&P.

Considerando valores estimados pela ferramenta analítica Vantage, da IHS Markit Data (2023), os valores de investimentos em E&P identificados para o Brasil, no ano de 2022, foram estimados em US\$ 31,0 bilhões. Para 2023, o valor previsto foi de US\$ 36,5 bilhões. Quando comparados aos valores de investimentos globais estimados pela IEA (2023) e IEF (2023), a ordem de grandeza de participação do Brasil no cômputo total de investimentos em E&P no mundo situa-se entre 6,2% e 6,5% em 2022, e em 7,2% para 2023.

---

<sup>15</sup> 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 (IEA, 2020; 2021; 2022), 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 (EPE, 2018; 2019) 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.

### 3. Considerações Finais

O ano de 2022 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 2 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 em um cenário pós-Covid, 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 o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e da 17ª Rodada de Licitações, além dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa das jazidas de Sépia e Atapu, o desenvolvimento dos campos desinvestidos da Petrobras, além do crescimento da produção registrada em 2022.

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.

O desinvestimento da Petrobras, principalmente nos campos terrestres e campos maduros marítimos, pode ser responsável pelo aumento do indicador IV (*Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRA)*) para essas bacias, devido ao interesse de outros produtores no desenvolvimento desses campos.

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 redução no patamar de participação em 2022 em relação ao ano anterior (de 3,2% para 3,1%).

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* em 2022 foi quase 11% maior do que em 2021, mas ainda 15% 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 6,2% no ano de 2022.

A indústria de E&P está em um período de transição, com muitas empresas exercendo maior cautela e mudando suas estratégias para atingir regiões mais lucrativas e geologicamente mais bem compreendidas. Ainda que a indústria petrolífera tenha obtido lucros recordes em 2022, proporcionando um amplo fluxo de caixa para financiar estratégias em 2023 - principalmente o setor *offshore*, persiste a incerteza gerada pelo ritmo da transição energética em termos de complexidade de estratégias empresariais para os investidores *upstream*.

Inúmeras variáveis deverão ser justapostas em estratégias de investimentos de *upstream* de óleo e gás, a fim de se avaliar um redirecionamento de gastos de capital em estratégias de energia renovável e descarbonização das matrizes energéticas. Entre elas, estão projetos de hidrogênio e captura, utilização e armazenamento de carbono, cuja velocidade de desenvolvimento dos projetos será determinada pelo processo de financiamento, licenciamento e aprovações regulatórias. O ambiente macroeconômico apresenta obstáculos adicionais, com retornos de curto prazo mais altos para ativos de combustíveis fósseis e custos de empréstimos e encargos de dívida crescentes. Os investimentos em energia "limpa" geralmente exigem altos

gastos iniciais, tornando o custo do financiamento uma variável crucial para os investidores, mesmo que isso seja compensado ao longo do tempo por custos operacionais mais baixos.

## 4. Referências Bibliográficas

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2023a). *Dados Estatísticos – Importações e Exportações*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos>. Acesso em: 07 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023b). *Relatório Anual de Exploração 2022*. 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-2022.pdf>. Acesso em: 06 set. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023c). *Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: 2023*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2023>. Acesso em: 11 nov. 2023

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023d). *Painéis Dinâmicos ANP*. ANP. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>. Acesso em: 11 nov. 2023

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023e). *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. 2023.

BARBOSA, J., (2023). *Petrobras deixará de focar na exploração do pré-sal para mirar em ativos rentáveis, diz diretor*. Estadão, 22/08/2023. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/economia/petrobras-focar-exploracao-pre-sal-ativos-rentaveis/>. Acesso em: 06. set. 2023.

BOUSSO, R.; (2023). *Focus: BP ventures back into oil frontiers to boost output*. Reuters, May 10, 2023. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/bp-ventures-back-into-oil-frontiers-boost-output-2023-05-10/>. Acesso em: 06 set. 2023.

BOUSSO, R.; ADOMAITIS, N., (2023). *Focus: Oil giants drill deep as profits trump climate concerns*. Reuters, July 3, 2023. Disponível em: <https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/oil-giants-drill-deep-profits-trump-climate-concerns-2023-07-03/>. Acesso em: 06 set. 2023.

BOUSSO, R.; NASRALLA, S.; (2023). *Shell boosts dividend, steadies oil output under new CEO's plan*. Reuters, June 14, 2023. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/shell-boost-dividend-cut-spending-new-ceo-plan-2023-06-14/>. Acesso em: 06 set. 2023.

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.

CASA CIVIL, (2023). *Novo PAC*. Presidência da República. Disponível em: <https://www.gov.br/casacivil/novopac/transicao-e-seguranca-energetica/petroleo-e-gas>. Acesso em: 06 set. 2023.

CIRUZZI, C., (2023). *Vaca Muerta accounts for 63% of Argentina's oil production, highest concentration of in-country investment*. Drilling & Production, Aug. 10, 2023. Disponível em: <https://www.ojg.com/drilling-production/article/14297605/vaca-muerta-accounts-for-63-of-argentinass-oil-production-highest-concentration-of-incountry-investment>. Acesso em: 06 set. 2023.

CROWLEY, K., (2023). *Exxon's Mozambique Plans Herald Return of the Megaproject*. Newsletter, 17 de julho de 2023. Disponível em: <https://www.bloomberg.com/news/newsletters/2023-07-17/exxon-s-mozambique-plans-herald-return-of-the-megaproject>. Acesso em: 06 set. 2023.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. EIA, (2023). *Opec Revenues Factsheet International*, EIA. Disponível em: [https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/OPEC\\_Revenues\\_Fact\\_Sheet](https://www.eia.gov/international/analysis/special-topics/OPEC_Revenues_Fact_Sheet). Acesso em: 04 set. 2023.

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

pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/Paginas/Indicadores-de-Monitoramento-da-Pol%C3%ADtica-de-EP-.aspx>. Acesso em: 12 jun. 2019.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2018b). *Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*. Nota Técnica DPG-SPT nº 2/2018, EPE. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-380/NT-DPG-SPT%20N%C2%BA%2002\\_18\\_Indicadores%20de%20EP\\_2018.08.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-380/NT-DPG-SPT%20N%C2%BA%2002_18_Indicadores%20de%20EP_2018.08.pdf). Acesso em: 07 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2019). *Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*. Informe DPG-SPT 2019, EPE. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-380/INFORME-DPG-SPT%20N%C2%BA%200X\\_19\\_Indicadores%20de%20EP\\_2019.07.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-380/INFORME-DPG-SPT%20N%C2%BA%200X_19_Indicadores%20de%20EP_2019.07.pdf). Acesso em: 07 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2020). *Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*. Informe DPG-SPT nº 01/2020, EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-505/Informe%20Indicadores%20Monitoramento%20Pol%C3%ADtica%20EP%20Final.pdf>. Acesso em: 07 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. (2022). *Boletim de Conjuntura da Indústria de Óleo & Gás - 1º semestre de 2022*. EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>. Acesso em: 07 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. (2023). *Boletim de Conjuntura da Indústria de Óleo & Gás - 2º semestre de 2022*. EPE. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>. Acesso em: 07 ago. 2023.

GERBELLI, L., (2023). Produção de petróleo em alta consolida Brasil entre grandes exportadores e turbina balança comercial. Estadão, 13 de agosto de 2023. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/economia/producao-de-petroleo-em-alta-consolida-brasil-entre-grandes-exportadores-e-turbina-balanca-comercial/>. Acesso em: 06 set. 2023.

GOLDMAN SACHS, (2023a). *What does the boom in oil and gas projects mean for energy prices?* Articles. 18 jul. 2023. Disponível em: <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/what-does-the-boom-in-oil-and-gas-projects-mean-for-energy-prices.html>. Acesso em: 06 set. 2023.

\_\_\_\_\_. (2023b). *Top Projects 2023: Back to growth*. Goldman Sachs Research. 27 jun. 2023. Disponível em: <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/top-projects-2023-back-to-growth.html>. Acesso em: 06 set. 2023.

WHITE HOUSE, (2023). *Building a Clean Energy Economy: a Guidebook to the Inflation Reduction Act's Investments in Clean Energy and Climate Action*. Disponível em: <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf>. Acesso em: 11 set. 2023.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2019). *World Energy Investment 2019*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2019>. Acesso em: 29 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2020). *World Energy Investment 2020*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>>. Acesso em: 29 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2021). *World Energy Investment 2021*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2021>. Acesso em: 29 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2022). *World Energy Investment 2022*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2022>. Acesso em: 29 ago. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023). *World Energy Investment 2023*. Data & Publications, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>. Acesso em: 29 ago. 2023.

IEF. INTERNATIONAL ENERGY FORUM, (2023). *Upstream Oil and Gas Investment Outlook*. IEF S&P Global. Disponível em: <https://www.ief.org/focus/ief-reports/upstream-investment-report-2023>. Acesso em: 06 set. 2023.

IHS MARKIT DATA, (2023). *Vantage*. S&P Global.

KIRKA, D., (2023). *UK to grant hundreds of new oil and gas licenses, ignoring calls from environmentalists*. World News, July 31, 2023. Disponível em: <https://apnews.com/article/oil-gas-exploration-climate-change-8afb6d13ebf12503cf63b2fab4c7f89>. Acesso em; 06 set. 2023.

LUNA, D., (2023). *Presidente da Shell prevê que Brasil deve desativar 50 plataformas até 2030*. Estadão. Disponível em: <https://www.estadao.com.br/economia/presidente-da-shell-brasil-preve-desativar-mais-de-500-de-plataformas-no-pais-ate-2030/>. Acesso em: 06 set. 2023.

MDIC. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS, (2023a). Comex Stat. Governo Federal. Disponível em: <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em: 06 set. 2023.

\_\_\_\_\_. \_\_\_\_\_. (2023b). Balança Comercial e Estatísticas de Comércio Exterior. Governo Federal. Disponível em: <https://www.gov.br/produtividade-e-comercio-exterior/pt-br/assuntos/comercio-exterior/estatisticas>. Acesso em: 06 set. 2023.

OIL & GAS JOURNAL, (2023). *WoodMac: Oil, gas exploration spending to average \$22 billion/yr through 2027*. Economics & Markets, Aug. 16, 2023. Disponível em: <https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14297802/woodmac-oil-gas-exploration-spending-to-average-22-billionyr-through-2027>. Acesso em: 06 set. 2023.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2023). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2023*. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria. Disponível em: [https://asb.opec.org/data/ASB\\_Data.php](https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php). Acesso em: 07 ago. 2023.

RYSTAD ENERGY, (2022). *E&P Country Analysis*. Key Parameters, UCUBE, Rystad Energy, setembro 2022.

\_\_\_\_\_. (2023a). *Oil and gas spending rockets on security concerns; pressure on suppliers to capitalize now and pivot to new energies*. Press Release. Rystad Energy, 10 May 2023. Disponível em: [Oil and gas spending rockets on security concerns \(rystadenergy.com\)](https://www.rystadenergy.com/news/oil-and-gas-spending-rockets-on-security-concerns). Acesso em: 06 set. 2023.

\_\_\_\_\_. (2023b). *Claims of underinvestment in the global oil and gas industry are overblown amid efficiency gains*. Press Release, 05 July 2023. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/underinvestment-global-oil-gas-industry-overblown-efficiency-prices>. Acesso em: 06 set. 2023.

\_\_\_\_\_. (2023b). *Conventional oil and gas exploration activity grows, but discovered volumes remain elusive*. Press release. Rystad Energy, 01 August 2023. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/conventional-oil-and-gas-exploration-low-discovered-volumes>. Acesso em: 04 set. 2023.

\_\_\_\_\_. (2023c). *Offshore is back: More than \$200 billion of greenfield investments expected by 2025*. Press release, 07 March 2023. Disponível em: <https://www.rystadenergy.com/news/offshore-is-back-more-than-200-billion-of-greenfield-investments-expected-by-2025>. Acesso em: 06 set. 2023.

VERMA, N.; NARAYAM, M., (2023). *BP urges more oil, gas investment while speeding energy transition*. Reuters, August 28, 2023. Disponível em: <https://www.reuters.com/business/energy/bp-urges-more-oil-gas-investment-while-speeding-energy-transition-2023-08-26/>. Acesso em: 06 set. 2023.

WOOD MACKENZIE, (2023). *New mid-caps in Brazil aim to increase mature asset reserves almost 1 billion boe by 2035*. News Release, 30 nov. 2022. Disponível em: <https://www.woodmac.com/press-releases/new-mid-caps-in-brazil-aim-to-increase-mature-asset-reserves-almost-1-billion-boe-by-2035/>. Acesso em: 06 set. 2023.