



RELATÓRIO OPORTUNIDADES EM ÓLEO E GÁS ONSHORE NO BRASIL

Janeiro de 2023





1. INTRODUÇÃO

O presente relatório tem por objetivo descrever os principais investimentos CAPEX E OPEX no segmento de Óleo & Gás Onshore no Brasil. Vamos tratar sobre exploração e produção, refino, tratamento e liquefação de gás natural, infraestrutura dutoviária, logística e transporte, terminais de estocagem de petróleo e derivados, estocagem de gás natural com foco na Região Nordeste, que possam impactar em oportunidades para as MPE do nosso Estado.

Fontes: ANP, Brainmarket Consultoria de Negócios, Brasil Energia, CPG, EPBR Agência, FGV, Gás Energy, IBP, IHS Markit, Lobato O&G Consultoria, MME, OCDE, Petrobras, Petronotícias, PWC, Reuters, Rystad Energy, Tn Petróleo e Valor Econômico.

2. CENÁRIO DE PETRÓLEO E GÁS ONSHORE NO BRASIL

O *onshore* brasileiro volta a ter o protagonismo que merece, com empresas sólidas e planos de negócios bem definidos, revitalizando o setor e abrindo uma janela de oportunidades imensa para toda a cadeia de valor da indústria de O&G.

A recriação deste mercado com novos agentes econômicos traz pluralidade, diversidade e dinamicidade. Como veremos neste relatório, espera-se uma recuperação na produção tanto de óleo quanto de gás natural podendo quadruplicar nos próximos 5 anos com novos investimentos.

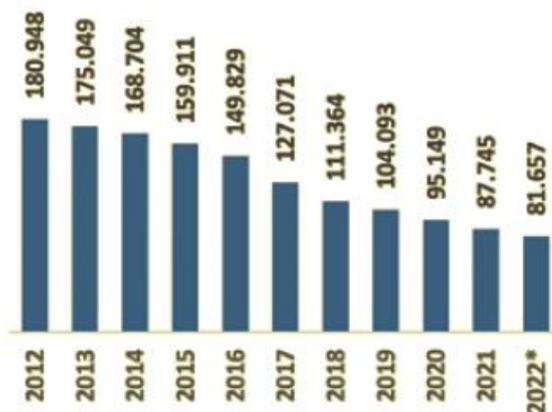
Com a saída definitiva da Petrobras da atividade de E&P em terra, que ainda estão em seu poder dois polos, na Bahia e no Amazonas, o segmento vive um novo ciclo de crescimento. As petroleiras independentes que adquiriram polos e campos terrestres aumentaram a produção de alguns de seus ativos em até 300% no primeiro semestre do ano passado, a partir de modelos de gestão verticalizada que incluem novas contratações de profissionais e de sondas.

Desde 2012 a produção onshore registrou queda de mais de 50%. Em junho do ano passado o volume produzido foi de 227,6 mil boe/dia, dos quais 74,7 mil barris/dia de óleo e 24,3 milhões de m³/dia de gás natural.



O quadro abaixo mostra este declínio:

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ONSHORE | barris/dia



PRODUÇÃO DE GÁS ONSHORE | mil m³/dia



Fonte: Cenários Petróleo, com dados da ANP
* até junho/2022

Quadro 1: Produção de Petróleo Onshore 2012-2022. Fonte: ANP

Para um setor que experimentava grande declínio de negócios, a entrada de múltiplos contratantes, já são 22 operadoras com concessão de blocos e campos em 10 bacias terrestres, vem promovendo um boom de desenvolvimento.

Mas de acordo com levantamento da ANP, a previsão de crescimento da produção até 2025 é de 122%, alcançando 125,6 mil barris/dia de óleo, se considerados os 124 campos cujos operadores já entregaram o Programa Anual de Produção (PAP).

Com o programa de todos os polos vendidos, que reúnem 159 campos terrestres este crescimento vai aumentar.

Já confirmadas as vendas dos polos Alagoas, Potiguar, Sergipe e Bacia do Paraná, respectivamente adquiridos pela Origem Energia, 3R Petroleum, Grupo Cobra e Ubuntu Engenharia espera-se somente o desfecho do Polo Bahia Terra, ainda com incertezas em função da nova administração que entra no Brasil e na Petrobras.

O segmento já conta com outras 22 operadoras terrestres, com atividades nas bacias de Alagoas, Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Solimões e Tucano Sul. A lista de petroleiras com blocos onshore no Brasil inclui também nomes como o da Petrorecôncavo, Potiguar O&G, Central Resource, Imetame, Geopark, Eneva, Great Energy, Maha Energy, Alvopectro, Slim Drilling e NTF. Até o ano de 2026 estão previstos em torno de U\$D 1,5 bilhões de investimentos em melhorias dos polos existentes e novas estações de tratamento de óleo, gás, água produzida, novos ramais de gasodutos entre outros.

POLOS ONSHORE POR EMPRESA

Operador	Polo	Bacia	Nº campos	Produção (boe/dia)
3R	Polo Macau	Potiguar	7	32.010
	Polo Rio Ventura	Recôncavo	8	
	Polo Areia Branca	Potiguar	2	
	Polo Recôncavo	Recôncavo	14	
	Polo Fazenda Belém	Potiguar	2	
	Polo Potiguar*	Potiguar	26	
Imetame	Polo Lagoa Parda	Espírito Santo	3	357
Origem	Polo Alagoas	Sergipe-Alagoas	7	7.592
	Polo Tucano Sul	Tucano Sul	4	7.592
Petrorecôncavo	Polo Miranga	Recôncavo	9	21.889
	Polo Riacho da Forquilha	Potiguar	34	
	Polo Remanso	Recôncavo	12	
Seacrest	Polo Cricaré	Espírito Santo	27	1.345
	Polo Norte Capixaba	Espírito Santo	4	
Eneva	Polo Azulão	Amazonas	1	3.204
Carmo Energy	Polo Carmópolis*	Sergipe-Alagoas	11	7.150
Total			159	70.785
Não vendido	Polo Urucu	Solimões	7	96.900
Não vendido	Polo Bahia Terra	Recôncavo	28	11.425

Fonte: Cenários Petróleo, com dados ANP *negociação ainda não concluída
Números até junho/22, dados mais recentes disponibilizados pela ANP

Quadro 2: Polos Onshore por empresa. Fonte: ANP



No refino, a primeira venda realizada foi da Refinaria Landulfo Alves de Mataripe - RLAM na Bahia, que com menos de 1 ano já realizou 2 paradas de manutenção de médio porte com mais 3 previstas para 2023.

Com o fechamento “closing” da 3R no Polo Potiguar, cuja expectativa do mercado se dá ainda neste 1º trimestre de 2023, teremos mais uma refinaria privada no País. Para tal a 3R já está em fase de contratação de Manutenção de Rotina tanto para a refinaria, quanto para as 3 UPGN’s também localizadas em Guamaré – RN. Ao longo deste relatório vamos detalhar estas oportunidades.

Outros investimentos neste segmento estão previstos em Terminais de Líquidos com ênfase para a New Fortress Energy - NFE, empresa americana controlada pelo fundo de *Private Equity Fortress* que prevê investir US\$ 350 milhões (R\$ 1,8 bilhão) nos próximos anos no país. Proprietária do terminal de importação de gás natural liquefeito (GNL) no Sergipe, a companhia tem planos de instalar mais três plantas do tipo em 2023 e construir termelétrica de 288 megawatts (MW) no Porto de Suape (PE) até o fim de 2024. Em busca de novos clientes, a empresa participa das chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras estaduais do Nordeste e Centro-Sul.

Outro negócio importante é o Small-Scale – Liquefação de Gás Natural de pequenos volumes que tem atraído vários produtores de Gás sem infraestrutura dutoviária para monetização e transporte do Gás.

Abaixo estão resumidas as principais oportunidades, por operador, em exploração e produção, o refino, gás natural, infraestrutura dutoviária, logística e transporte, terminais de estocagem de petróleo, derivados e estocagem de gás natural.



2.1. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO ONSHORE

Em junho do ano passado, a Petrobras divulgou a venda de campos de terra e águas rasas em Alagoas e Ceará, totalizando 11 concessões de produção de 6.600 bpd de óleo e 930.00 M3/dia de gás natural. Além das concessões e suas instalações de produção, está incluída na transação a unidade de processamento de gás natural de Alagoas com capacidade de 2 milhões de M3/dia.

Em dezembro último, foi a vez do Polo Carmópolis para a Carmo Energy que é composto pelos campos Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho. Além das concessões dos 11 campos terrestres, o polo contempla acesso à infraestrutura de processamento, escoamento, armazenamento e transporte de petróleo e gás natural, além do Polo Atalaia, no qual está contido o Terminal Aquaviário de Aracaju (Tecarmo), e o oleoduto Bonsucesso-Atalaia, que escoar a produção de óleo de Carmópolis até o Tecarmo.

Abaixo estão listadas todas as oportunidades ofertadas pela Petrobras no programa de desinvestimento, reunindo 14 polos de produção, que incluem 128 campos onde podemos ver que o Mapa do Onshore Brasileiro está se fechando com as últimas aquisições.

- **Alagoas** – Campos de terra e águas rasas, totalizando 11 concessões de produção de 6.600 bpd de Óleo e 930.00 M3/dia de Gás Natural – **ORIGEM ENERGIA.**
- **Amazonas** – Polo Urucú que compreende 7 concessões com a produção média mensal no 1º trimestre de 2020 de 106.353 boed, sendo 16.525 bpd de óleo e condensado e 14.281 Mm³/d de gás, além de 1,137 mil ton/dia de GLP – **NÃO NEGOCIADO COM A ENEVA. DEVE RETORNAR A FASE VINCULANTE.**
- **Espírito Santo** – Polo Cricaré com 27 concessões terrestres de exploração e produção no norte do Espírito Santo - **KARAVAN OIL & GÁS.**



- **Rio Grande do Norte** – Polo Potiguar 26 campos terrestres e em águas rasas. As áreas produziram, em média, 26 mil bpd de petróleo e 221 mil m³/d de gás natural em 2019 – **3R PETRÓLEUM**. Em fase final de “CLOSING”.
- **Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC) no Rio grande do Norte** – Capacidade instalada de 39.600 bpd, três UPGNs para 1.800 mil m³/d e estações de compressão de gás de coleta para carga da UPGN, compressores de *gas lift* e compressores para exportação de gás residual e estações de tratamento de água produzida – **3R PETRÓLEUM**. Em fase final de “CLOSING”.
- **Sergipe** – Polo Carmópolis com 3 mil poços de petróleo em produção, 17 estações de tratamento de óleo, uma estação de gás em Carmópolis, aproximadamente 350 km de gasodutos e oleodutos – **CARMO ENERGY / GRUPO COBRA**. “CLOSING em Dez/22”.
- **Sergipe – A CENTRO OESTE ÓLEO E GÁS** Ltda assinou a compra da totalidade na participação do campo terrestre de Dó-Ré-Mi, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas.
- **Sergipe – Polo Atalaia** – Terminal Aquaviário de Aracaju (Tecarmo), uma unidade de processamento de gás natural e uma estação de processamento de óleo. Outros ativos são o oleoduto Bonsucesso-Atalaia, com 48,6 quilômetros de extensão, e que escoar a produção das concessões até o Tecarmo – **CARMO ENERGY / GRUPO COBRA**. “CLOSING em Dez/22”.
- **Bahia** – Polo Rio Ventura com produção de aproximadamente 1.050 barris de óleo por dia e 33 mil metros cúbicos diários de gás no primeiro semestre deste ano com venda da totalidade de sua participação no Polo Rio Ventura à **3R PETROLEUM**.
- **Bahia** – Polo Tucano Sul. Os quatro campos estão a cerca de 110 quilômetros de Salvador e, em 2019, produziram, em média, de 25.000 m³/dia de gás, não havendo produção de óleo, podendo chegar a 180.000 m³/d e foi adquirido pela Eagle E&P e será operado pela – **ORIGEM ENERGIA**.
- **Bahia** – Polo Recôncavo é formado por 14 campos terrestres de produção - Aratu, Ilha de Bimbarra, Mapele, Massuí, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João,



Dom João Mar, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi
- **3R PETROLEUM.**

- **Campos de águas rasas no Ceará** – Já em fase vinculante a venda da participação de 100% nas áreas de Atum, Curimã, Espada e Xaréu (Polo Ceará). Esses campos estão em operação desde década de 80. Localizados a uma distância de 30 km da costa do estado do Ceará, os ativos estão em lâmina d'água entre 30 e 50 metros. A produção média do polo no ano passado foi de 4,2 mil barris por dia de óleo e 76,9 mil m³ por dia de gás - **3R PETROLEUM.**
- **Bahia – Polo Bahia Terra** com a venda de 28 concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas em diferentes municípios do Estado da Bahia – **CONSÓRCIO PETRORECÔNCAVO – ENEVA** (ainda em fase de negociação).
- **Bahia - Polo Miranga** - Compreende os campos de Miranga, Fazenda Onça, Riacho São Pedro, Jacuípe, Rio Pipiri, Biriba, Miranga Norte, Apraiús e Sussuarana. A produção média no local em 2020 foi de 899 barris de óleo por dia e 376,8 mil m³ diários de gás natural - **PETRORECÔNCAVO.** Já entregue o Ativo.

Como exemplo, já se observa o **aumento da produção terrestre no Brasil por operadoras independentes com um grande salto nos últimos dois anos** no Rio Grande do Norte. O volume de óleo extraído por essas companhias saltou de 4 mil barris de petróleo equivalente por dia (bpe/d) em 2019 para 36 mil bpe/d em 2022 – **um crescimento de 900%.**

De acordo com o portal de transparência da Petrobras, antes do início do desinvestimento onshore, ela gastava em média U\$D 340 milhões por ano em contratos de manutenção de rotina nos ativos do ES, BA, SE, AL, RN, CE e AM.

Atualmente com os novos operadores, nova política de compras e modalidades de contratação se faz necessário um trabalho de prospecção e comercialização em todos estes novos atores do mercado. Inovação, produtividade e contratos de maior prazo incluindo performance estarão na pauta do mercado.



2.1.1. Principais Operadoras atuantes no Nordeste

- **PETRORECÔNCAVO E POTIGUAR O&G**

Operando no onshore há 22 anos, a Petrorecôncavo vai investir US\$ 350 milhões em atividades upstream até 2027, com a meta de elevar a produção dos seus ativos dos atuais 21.415 barris de óleo equivalente por dia (boe/dia) para 35.000 em cinco anos. O mix de produtos será 60% de óleo e 40% de gás natural.

Em junho de 2021, assumiu as operações dos campos Sabiá da Mata e Sabiá Bico de Osso, no Ativo Potiguar, com a campanha de perfuração de poços já em andamento. Em dezembro, foi concluída a aquisição do Polo Miranga, importante produtor de gás natural na Bacia do Recôncavo, agregando mais 9 campos. Agora são 60 campos em operação.

Ainda em 2021, foi assinado o contrato com a Companhia Potiguar de Gás (Potigás), distribuidora do Rio Grande do Norte, para fornecimento de Gás Natural já iniciado em janeiro deste ano para entrega de 236 Nm³/dia. Já o contrato de fornecimento com a Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), vai exigir o programa de revitalização do Polo Miranga com estudos de uma nova UPGN de 1 Milhão de Nm³/dia para implantação neste ano de 2023.

Desde que assumiu 100% da operação destes três polos, Riacho da Forquilha, na bacia Potiguar, Remanso e Miranga, na bacia do Recôncavo no final de 2021, a empresa aumentou a produção em 36,3%, considerando a média nos três polos.

A Petrorecôncavo já tem contratos de fornecimento com a Potigás (RN), PBGás (PB), Bahiagás (BA) e Cegás (CE).



Para o Polo Riacho da Forquilha no Rio Grande do Norte, ainda em fase de estudos, a estimativa de investimentos em 80Km de ramais de gasodutos e a construção de uma UPGN de 500.000 NM³/DIA.



Foto 1: Campo Riacho da Forquilha

- **ORIGEM ENERGIA**

A Origem Energia vai aplicar US\$ 150 milhões, nos Polos de Alagoas e Tucano Sul, ativos adquiridos no desinvestimento da Petrobras, para adequar as operações, otimizar e incrementar a curva de produção, além de revitalizar poços produtores.

O Polo Tucano Sul, composto pelos campos de Quererá, Faz. Santa Rosa, Faz. Matinha e Conceição, situado na Bahia, com quatro campos produtores de gás natural não-associado, com produção atual de 60.000 m³/dia com crescimento para 80.000 m³/dia podendo chegar a um pico de até 180.000 m³/dia.

Anunciado em junho do ano passado a aquisição do Polo Alagoas, conjunto de sete concessões de óleo e gás em terra e em águas rasas. Além destes campos, o complexo inclui uma unidade de processamento de gás natural - UPGN com capacidade de 2 milhões de metros cúbicos por dia e uma malha de dutos de 230 quilômetros com acesso direto a um terminal de exportação de petróleo em Maceió, Alagoas.

Previsto para o 2º trimestre, deste ano, a cotação de uma UTE em Pilar/AL com capacidade de 180MW com investimentos previstos da ordem de R\$ 400 milhões.



Foto 2: Polo Alagoas

Nos próximos cinco anos, prevê investir US\$ 300 milhões, grande parte para aumento da produção e em projetos de armazenamento de gás, de *small scale* para interiorização do gás natural no país, na produção de GLP, na construção do parque termelétrico, na recuperação de poços fechados e no desenvolvimento de novos poços.

Desde que assumiu os polos, em fevereiro de 2022, a petroleira já duplicou a produção, passando de 4.400 boe/dia para 8.484 boe/dia em junho.

Para expandir o negócio, a Origem arrematou 18 blocos no 3º ciclo da Oferta Permanente da ANP, sendo 14 na bacia Sergipe-Alagoas e 4 na bacia de Tucano Sul – onde opera o Polo Tucano Sul.

- **3R PETRÓELUM**

A 3R vai investir US\$ 1,2 bilhão, até 2025, nos ativos onshore e offshore que possui em cinco estados – Polos Potiguar, Pescada e Macau, no Rio Grande do Norte, Recôncavo e Rio Ventura, na Bahia, Areia Branca e Fazenda Belém, no Ceará, Peroá, no Espírito Santo, e Papa-Terra, no Rio de Janeiro.

Do investimento total, cerca de 40% serão aplicados no Polo Potiguar, formado por 26 campos com infraestruturas de tratamento de gás e refino, cuja aquisição deve ser concluída agora no primeiro trimestre de 2023.



O Polo Macau, no Rio Grande do Norte, compreende sete campos, os quais produzem atualmente cerca de 130.000 m³/dia, podendo chegar a 250.000 m³/dia, no médio prazo. Atualmente estão em fase final de contratação de adequação de 6 Estações de óleo e água. Na Bahia adquiriram o Polo Rio Ventura composto de oito campos, sem produção atual de gás natural. No momento do anúncio da venda, em junho de 2019, foi informada produção de 43.400 m³/dia, na média de 2018.

A um ano foi anunciado pela Petrobras a venda da sua participação no Polo Potiguar, no Rio Grande do Norte, para a 3R Petroleum, por US\$ 1,38 bilhão, que compreende três subpolos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues e Ubarana), totalizando 26 concessões de produção, 23 terrestres e 3 marítimas, localizadas no Rio Grande do Norte, além de incluir acesso à infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e gás natural.

As concessões do subpolo Ubarana estão localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré-RN. As demais concessões dos subpolos Canto do Amaro e Alto do Rodrigues são terrestres. A produção média do Polo Potiguar de janeiro a agosto de 2020 foi de aproximadamente 23,2 mil barris de óleo por dia (bpd) e 108 mil m³/dia de gás natural. Além das concessões e suas instalações de produção, está incluída na transação a Refinaria Clara Camarão (RPCC), localizada em Guamaré/RN com capacidade instalada de refino de 39.600 bpd.

Também em janeiro do ano passado a ANP transferiu a cessão de direitos dos 14 campos terrestres vendidos pela Petrobras à 3R Petroleum, no Polo Recôncavo. A aquisição foi feita em dezembro de 2020. Polo Recôncavo compreende os campos terrestres de Aratu, Ilha de Bimbarra, Mapele, Massui, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Dom João Mar, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, localizados no estado da Bahia.



Foto 3: Polo Macau

Desde que assumiu os ativos, a 3R registrou aumento na produção em todos os polos. No Polo Recôncavo, com apenas quatro meses de operação, o aumento chegou a 60%, se comparado com o último mês de gestão da Petrobras. Em Macau, o aumento foi de 30% e no Polo Rio Ventura a produção dobrou.

Para aproveitar as sinergias geradas pela operação conjunta dos ativos, a 3R formou os clusters Recôncavo, com os Polos Rio Ventura e Recôncavo e Potiguar, com os Polos Macau, Potiguar, Fazenda Belém e Pescada.

A previsão da 3R é perfurar novos poços na bacia Potiguar até o fim do ano e na do Recôncavo no segundo trimestre de 2023.

A produção consolidada da 3R chegou a 12,6 mil boe/dia em junho, com destaque para o Cluster Recôncavo, que representou 40% do total. O gás produzido pela 3R na Bahia é vendido para a Bahiagás, depois de tratado nas instalações da Petrobras.

No Rio Grande do Norte, os contratos de venda de gás são feitos com a Petrobras e para o tratamento são utilizadas as instalações do Polo Potiguar, em processo de transição para a 3R.

No Espírito Santo, a 3R tem contrato de venda da produção de gás com a Petrobras e o tratamento é feito na estação de Cacimbas, em Linhares.



A 3R está desenvolvendo novos projetos em suas áreas de produção. No Polo Macau está em operação a planta Gas-to-Wire, termelétrica modular que aproveita o gás captado dos poços e sistemas produtivos.

- **CARMO ENERGY (GRUPO COBRA)**

A Carmo Energy, empresa pertencente a um grupo internacional, assinou com a Petrobras o closing da operação do Polo de Carmópolis em 20 de dezembro último.

Os campos terrestres (onshore), em Sergipe, foram adquiridos da Petrobras, e contarão com investimentos, para os próximos dez anos, de pelo menos US\$ 800 milhões. A previsão é que a empresa comece as atividades imediatamente.

O Polo produz cerca de 10,9 mil boe/dia, sendo 10,4 mil barris/dia de óleo e condensado e 72,9 mil m³/dia de gás natural.

A operação marcará a primeira aquisição de ativos do Grupo Cobra, através da CARMO ENERGY, no programa de desinvestimento da Petrobras e sua estreia no segmento de *upstream* no Brasil como operadora. O Grupo pretende assumir a operação dos campos terrestres na Bacia de Sergipe sem terceirizar o serviço. A petroleira opera ativos de E&P no México, Colômbia e Equador.

O polo inclui Carmópolis que contempla 11 campos – Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho, que juntos totalizam uma produção de 10,9 mil boe/dia, sendo 10,4 mil barris/dia de óleo e condensado e 72,9 mil m³/dia de gás natural. O ativo compreende ainda o complexo operacional de Atalaia, que inclui o Terminal Aquaviário de Aracaju (Tecarmo), com cinco tanques, totalizando 168 mil m³ de capacidade de armazenamento, e o oleoduto de escoamento da produção até este terminal (Bonsucesso–Atalaia), com 48 km de extensão e 18” de diâmetro. O polo conta com 11 estações de tratamento e cerca de 230 km de gasodutos e oleodutos.



- **MAHA ENERGY BRASIL (adquirida em dezembro último pela Petrorecôncavo)**

Os planos de perfuração da Maha para 2022 abrangem o poço de Tiê-5 Água Grande, e um segundo poço em Tartaruga. A empresa já começou a perfuração de Tiê-5 em 25 de janeiro deste ano, mas o projeto passou por mudanças expressivas. Também instalou em Tiê, em 2021, dois grandes compressores para fornecer capacidade de reinjeção de qualquer gás natural associado não vendido. O sistema de compressão permite manter a produção de petróleo, mesmo se a extração de gás associada for interrompida. Em relação ao gás natural, a produção da molécula, na Maha, está associada à de petróleo, e sua extração ocorre tanto no campo de Tiê, entre 100 mil m³/dia e 120 mil m³/dia. Os investimentos previstos em 2022 foram da ordem de R\$ 150 milhões no Brasil.

- **ENEVA**

A Eneva tem planos de investir R\$ 2,8 bilhões em três novas usinas a gás natural para aproveitamento do gás do campo de Azulão, assumido pela empresa em 2019. As termelétricas seguirão o mesmo modelo reservóir-to-wire utilizado no projeto Azulão-Jaguatirica, em operação desde fevereiro de 2022.

A primeira termelétrica, Azulão I, de 295 MW, já está em construção e demandará investimentos de R\$ 1,3 bilhão. As outras duas unidades projetadas para o complexo são Azulão II, de 295 MW, e Azulão III, de 320 MW.



Foto 4: Polo Azulão



No pico das obras de Azulão-Jaguatirica – que integra o campo à termelétrica Jaguatirica II, instalada em Boa Vista, de 141 MW – foram gerados mais de 2.200 empregos e atualmente mais de 400 funcionários trabalham na usina.

De acordo com a Eneva, a perspectiva de despacho máximo de Azulão é de 13,8 bilhões de m³ de gás natural. Esse volume deve ser destinado ao atendimento de 65% da demanda da usina Jaguatirica por 15 anos e à metade do despacho das unidades Azulão I e Azulão II por 15 anos.

Para produzir energia, Azulão I vai exigir 1,8 milhão de m³/dia de gás para ser utilizado como insumo, enquanto a Azulão II consumirá 1,8 milhão de m³/dia.

Ao todo, o campo de Azulão possui 14,8 bilhões de m³ de gás e 4,7 milhões de barris de condensado de reservas provadas e prováveis (2P). A produção de gás em junho no campo (último dado divulgado pela ANP) foi de 475,4 mil m³/dia. A empresa não divulgou os investimentos para aumentar a produção no campo.

- **ALVOPETRO**

A Alvo Petro prevê novos investimentos na perfuração de três a quatro poços exploratórios em 2022. Atualmente opera o GASODUTO de 11 quilômetros da unidade de Caburé até a Unidade de Tratamento de Gás- UPGN. A fase final de expansão da capacidade da UPGN será realizada até 1º semestre deste ano, dos atuais 400.000 m³ para 500.000 m³ com investimento da ordem de R\$ 15 milhões.

A ideia, portanto, é expandir a capacidade da unidade para 500 mil m³/dia, de acordo com o plano original, incorporando a produção de gás que virá de Gomo e, se possível, a produção de terceiros.



Atualmente, a companhia vem rodando a planta no limite, processando cerca de 400 mil m³ de gás/dia.

O projeto da Alvopectro prevê a produção de gás dos campos de Cardeal do Nordeste, Caburé, Caburé Leste e uma extensão do reservatório no bloco REC-T-212, todos na Bacia do Recôncavo.

Foi publicado pela ANP no final de janeiro último a declaração de comercialidade no campo Murucututu pela Alvopectro na Bacia do Recôncavo.

O campo está localizado no bloco REC-T-183, na Bacia do Recôncavo, e produziu 53,8 mil metros cúbicos de gás nos testes realizados no início deste ano. Conforme informações da Editora Brasil Energia, Murucututu pode ser caracterizado como um campo de segmentação ou um desenvolvimento do prospecto de Gomo, que pode conter mais de 6 milhões de boe.

A prévia do plano de desenvolvimento apresentada à ANP prevê o início da exploração ainda neste ano de 2022 e término em 2026. No total, devem ser perfurados 16 poços.

- **KARAVAN SEACREST O&G**

A Seacrest Petróleo, unidade brasileira da empresa global de *private equity* Seacrest Capital, pretende investir U\$ 100 milhões em projetos de desenvolvimento de campos e em campanha de reativação de mais de 200 poços. Também está nos planos da empresa a perfuração de poços, bem como programas de injeção de vapor e água para recuperação secundária.

No final de 2021 a Petrobrás concluiu a venda de sua participação nas 27 concessões terrestres do Polo Cricaré (ES) para a Karavan Seacrest. Em agosto do mesmo ano já havia anunciado a venda de 27 concessões terrestres no Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Cricaré foi adquirido pelo total de R\$ 155 milhões. Os 27 campos



registraram produção média, de janeiro a junho de 2021, de cerca de 1,7 mil bpd de óleo e 14 mil m³/dia de gás.

No Polo Cricaré, comprado em parceria com a Karavan, a produção aumentou 84% no período de fevereiro de 2022, quando a empresa assumiu a operação, até maio, saindo de 664 barris/dia para 1.222 barris/dia.

Em fevereiro do ano passado o Conselho de Administração da Petrobras, aprovou a venda da totalidade de sua participação (100%) no Polo Norte Capixaba para a Seacrest, por US\$ 544 milhões.

O Polo Norte Capixaba compreende quatro campos terrestres: Cancã (próximo a Linhares), Fazenda Alegre (em Jaguaré), Fazenda São Rafael (Linhares) e Fazenda Santa Luzia (a 166 km de Vitória). A produção média do Polo Norte Capixaba em 2021 foi em torno de 6,5 mil bpd e 52,2 mil m³/dia de gás natural. Em 2021, possuía 269 poços em operação, três estações de tratamento de óleo e 73,81 km de gasodutos e oleodutos.

- **PETROBORN**

Localizado no município de Ouriçangas – BA, este o Campo de Iraí produz exclusivamente gás natural. A estação produtora de gás é composta de três poços sendo, Poço 1 (3-EI-3-BA), Poço 2 (1-EI-1-BA) e Poço 3 (4-NI-1-BA), produzindo um total de 50mil m³/dia de GN. Atualmente, apenas os poços 1 e 2 estão interligados através de 4,0km de tubulações termoplásticas flexíveis contínuas (RTP) com Ø3”, em substituição à tradicional tubulação rígida em A/C; o reduzido prazo de instalação, associado ao custo da operação destacam-se como os principais benefícios da utilização de tubulações termoplásticas flexíveis. Os dutos de interligação entre os poços, são subterrâneos, e margeiam a estrada vicinal que permite o acesso aos poços.

Futuramente o Poço 3 também será interligado através de duto flexível (~5,0km) até a área do Poço 2 que por sua vez já se encontra interligado até a área do Poço 1 onde se



encontra atualmente instalada uma base de operação (CDGN) para tratamento e medição do gás produzido e entrega para processamento e comercialização de terceiros, através de caminhões-feixe.

- **NTF**

A operadora já iniciou a produção de petróleo no Campo de Itaparica, através do primeiro poço, entre os quatro poços comprometidos para reabertura com a ANP. Possivelmente, ainda reabrirá os três poços restantes ainda no 1º semestre de 2023.

Na Bahia a NTF é pioneira em SmallScale – LNG para pequenos volumes já tendo implantado e em produção no campo de gás de Itaparica que junto com a NFE implantou um sistema com tecnologia da GALILEU para liquefação - LNG, em módulos de 2 mil m³ para entrega via carretas à Bahiagás. O que chamamos de Gasoduto Virtual.

- **IMETAME**

A Imetame Energia, empresa brasileira de E&P, vem investindo no aumento da produção dos campos de Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha, ativos do Polo Lagoa Parda, efetivamente transferidos para operação da empresa em outubro de 2020, quando constituiu a Imetame Lagoa Parda.

Em parceria com a Alvopectro concluiu as obras de ampliação do HUB de Tratamento e escoamento de gás natural nos Campos Cardeal do Nordeste, Caburé e Caburé Leste no município de Camaçari/BA, com a implantação do projeto de: Expansão do sistema de coleta e produção do campo de gás unitizado - poços, gasodutos e sistema de tratamento de gás.

A produção, na época em torno de 130 boe/dia, chegou a 362 boe/dia em junho de 2022, a partir de intervenção em poços, alteração de métodos de elevação e sistemas



de produção. A previsão da empresa é que o volume ultrapasse os 800 boe/dia até o final do ano.

Em julho de 2022, a Imetame Lagoa Parada mudou a razão social para Capixaba Energia, tendo como sócias, além da Imetame Energia, a EnP Energy Platform.

- **SLIM DRILLING**

O campo de Tiriba localizado na localidade de Pau Lavrado no município de Catu – Ba, teve declaração de comercialidade recente e está em produção, com vazão de óleo da rodem de 250 bbl/dia, com cerca de 2.000 m³/dia de gás associado. Encontra-se em fase de implantação de uma estação de produção de óleo.

- **PETROSYNERGY**

A estação, denominada Uirapurú, localizada em Catu -Ba, encontra-se em obras de requalificação de suas instalações de produção para introdução de um vaso separador gás / óleo na saída do poço produtor, além de vários melhoramentos operacionais. Com uma produção de 40,0 barris/dia de óleo, associado a 10.000m³/dia de gás natural, o Vaso Separador em instalação, possibilitará o aproveitamento deste gás em atividades de cogeração de energia. Em paralelo à adequação do campo de Uirapurú, encontra-se em fase de implantação (obras civis e eletromecânicas) a Estação Canário, para exploração do poço Cana 01 na localidade de Pau Lavrado no município de Catu – Ba.

2.2. QUADRO RESUMO DE INVESTIMENTOS ONSHORE

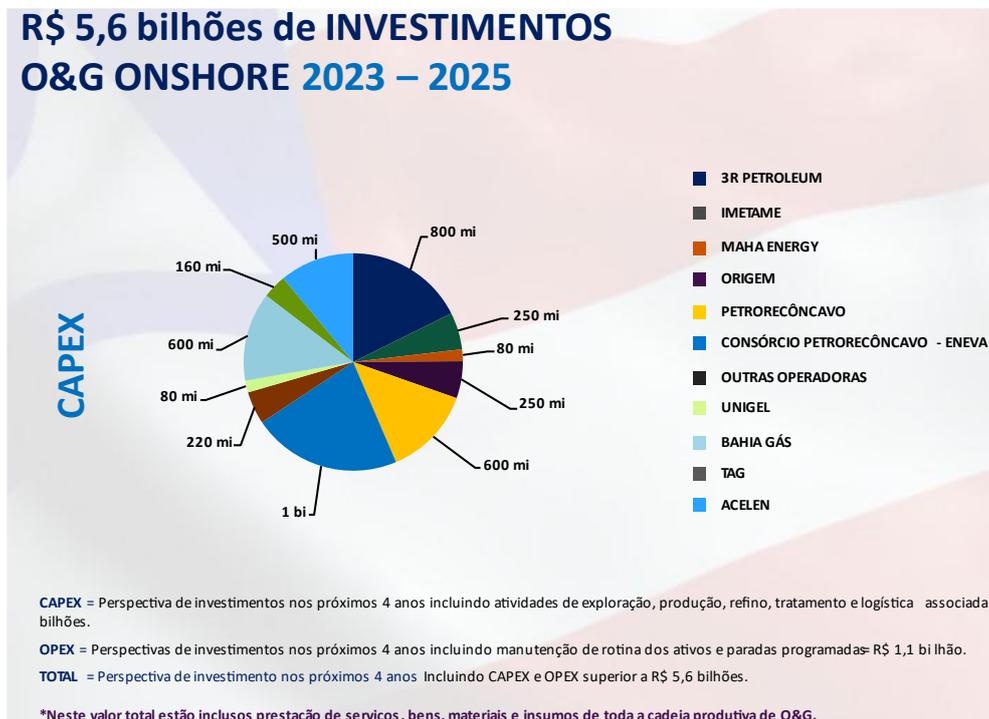


Gráfico 1: Investimentos O&G 2023-2025. Fonte: Brainmarket.

2.3. REFINO

Com o desinvestimento ONSHORE da Petrobras o mercado *midstream* com projetos de refinarias de pequeno porte moduladas e de mini refinarias podem, enfim, começar a ganhar forma e escala no Brasil.

Neste contexto a EPE publicou uma nota técnica mostrando a viabilidade da implantação de cinco refinarias de pequeno porte no país, com capacidade de processamento entre 5 mil bpd e 20 mil bpd.

O Nordeste é a região mais indicada para a instalação das plantas em virtude do potencial de crescimento econômico e grande concentração de campos terrestres. As mini-refinarias seriam instaladas no Rio Grande do Norte (20 mil bpd), Bahia (20 mil bpd), Sergipe (10 mil bpd), Espírito Santo (10 mil bpd) e Alagoas (5 mil bpd).



As unidades do Rio Grande do Norte e Sergipe serão construídas no formato “*hydroskimming*”, de baixa complexidade, com uma unidade de separação atmosférica e nenhuma unidade de craqueamento. Já as plantas da Bahia, Espírito Santo e Alagoas seguiriam o modelo de craqueamento.

A RPP, Refinaria de Petróleo do Pecém, já com todas as licenças e autorização da ANP, inicia as contratações de sua implantação a partir do 2º trimestre deste ano. 100% modularizada tem previsão de início de produção já em 2025.

Em Sergipe, a Noxis anunciou que fechou todos os acordos para implantação de sua refinaria já em 2024.

A Noxis Energy está em negociação de sua mini-refinaria no Estado de Bahia dentro do TUP, Terminal de Uso Privado da BAMIN no Porto Sul de Ilhéus.

O Oil Group assinou, em 2021, o memorando de entendimentos com a Porto do Açú para construir uma refinaria em São João da Barra, na Região Norte do Rio de Janeiro, e uma refinaria e uma fábrica de lubrificantes e asfalto no Espírito Santo, além de planejar novas plantas em estados do Nordeste.

No Espírito Santo, o objetivo é desenvolver projetos de construção da Refinaria Espírito Santo (RefinES) e da Fábrica Capixaba de Lubrificantes e Asfalto (LubCap), em locais a serem definidos no Estado.

A RefinES terá capacidade inicial de 30.000 bbl/dia, com geração de gasolina, diesel, óleo diesel marítimo (bunker) e óleo combustível. Já a LubCap, terá capacidade inicial de produzir 1.000 bbl/dia de lubrificantes e 500 ton/dia de asfalto, agregando valor ao óleo pesado produzido em terra no Espírito Santo.

A expectativa das empresas é que as obras captem investimento na ordem de R\$ 2 bilhões para os dois projetos.



Além do empreendimento no estado do Rio e Espírito Santo, o grupo pretende construir outras duas refinarias moduladas de pequeno porte no Maranhão e na Bahia, além de uma mini refinaria em local a ser definido no Nordeste.

Voltada à produção de diesel e gasolina, a planta do Maranhão terá capacidade inicial para processar 30 mil b/d, podendo ser expandida até 50 mil b/d. Já as refinarias na Bahia devem ser de 20 mil b/d. Os empreendimentos exigirão investimentos totais da ordem de US\$ 400 milhões.

Venda integral de 8 Refinarias e logística como todos os Terminais integrados:

- Refinaria de Mataripe (antiga RLAM) – Já sob gestão da ACELEN, empresa criada pelo fundo MUBADALA CAPITAL. A ACELEN já informou que vai incrementar os investimentos na Refinaria e está negociando com os atuais prestadores de serviços a continuidade de sua operação e manutenção;
- Unidade de Industrialização do Xisto – Vendida para a Forbes & Manhattan Resources;
- Refinaria Gabriel Passos (REGAP) – Cancelado a venda;
- Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) – Cancelado a venda;
- Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP) – Cancelado a venda
- Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) – Vendida para o grupo brasileiro Atem;
- Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) – Recebido Proposta Vinculante;
- Unidade de Fertilizante UFN-3 em negociação para retomada em 2023;
- Considerando que as Unidades de Fertilizantes da Bahia e Sergipe já foram negociadas com a UNIGEL;
- Refinaria Abreu e Lima (RENEST) – Cancelado a venda. A PETROBRAS decidiu concluir a construção do trem 2 da refinaria para torná-la mais atraente para seus potenciais compradores com investimentos de US\$ 1 bilhão para a conclusão do segundo trem da planta que inclui as seguintes unidades:

- Parte da destilação atmosférica / Sistema do craqueamento retardado;
- HDT de diesel e nafta / Geração de hidrogênio e demais tratamentos.

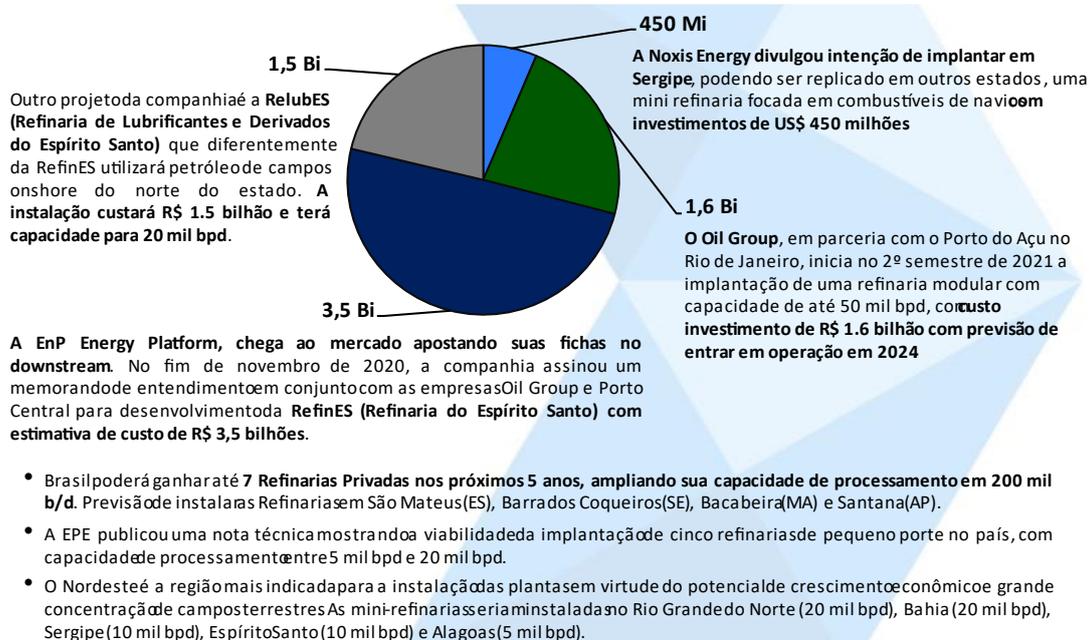


Gráfico 2: Refinarias privadas - oportunidades offshore 2023-2026. Fonte: Brainmarket.

2.4. INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

A grande expectativa criada com a aprovação da nova Lei do Gás frustrou o mercado em função da lentidão de oferta e demanda entre os interessados. Além de ainda existir uma elevada concentração de empresas no setor de gás onde 5% da produção no país é realizada por apenas dez empresas, sendo que 77% desse total é proveniente da Petrobras, o grande entrave continua sendo a infraestrutura dutoviária que no Brasil ainda é medíocre se comparada a outros países com extensão bem menor que o Brasil.

Isto demonstra a urgência em investimentos em Dutos, o que já se mostra num futuro próximo, como um dos grandes nichos de mercado no Brasil. Vamos dividir estes investimentos em 4 tipos de oportunidades na região Nordeste:



2.4.1. Gasoduto de Sergipe terra e mar

Previsto para escoar o Gás de Sergipe Águas profundas estes dois trechos estão previstos para contratação no 2º semestre de 2013, sendo aproximadamente 100Km offshore e 30km em terra com investimentos de R\$ 1,3 Bi.

2.4.2. Ramais de Gasodutos Terrestres

Para movimentação de fluidos (óleo, gás ou água) que é parte significativa da operação de produção em terra, p.ex., cada novo poço perfurado demanda uma nova linha de produção, estima-se com o novo mercado onshore, aproximadamente 180 km de ramais de dutos com investimentos de até R\$ 200 milhões nos próximos 5 anos.

2.4.3. Escoamento das novas operadoras incluindo os investimentos das Cias Estaduais de Gás.

Estímulo de Redes de Dutos Privadas com migração para a iniciativa privada dos ativos de produção terrestre no Brasil para escoamento das novas operadoras e com novos corredores dutoviários das Cias Estaduais do Nordeste estima-se R\$ 800 milhões de investimentos nos próximos 5 anos.

2.4.4. Plano Indicativo de gasodutos de transporte.

Se considerarmos somente os investimentos previstos em nossa região, gasoduto Porto de Sergipe com interligação do Catu – Pilar, estima-se investimentos de R\$ 60 milhões.

Outro importante projeto é o da Transportadora Associada de Gás (TAG) com investimentos de R\$ 250 milhões no trecho de 83 km entre os municípios de Horizonte e Caucaia, no estado do Ceará. O empreendimento é marca o início de um movimento muito aguardado pela indústria brasileira – a expansão da malha dutoviária do país. Os 80 km do gasoduto são uma primeira etapa do projeto, que prevê uma segunda fase com conexão com o Rio Grande do Norte.

Além disso, o empreendimento tem um simbolismo importante para a indústria de óleo e gás brasileira, dando início à retomada da construção de novos gasodutos de transporte no país. A atual malha dutoviária brasileira contabiliza 9.409 km em linhas de transporte.



Figura 1: TAG. Fonte: ANP

A TAG detém a mais extensa rede de gasodutos de transporte do país, com aproximadamente 4.500 km. São 3.700 km na região costeira do Brasil, passando por quase 200 municípios de nove estados brasileiros — Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro — e outros 800 km na Amazônia, em trecho que liga a região petrolífera de Urucu a Manaus, no Amazonas. A companhia tem como acionistas a ENGIE, com 65% de participação, e a Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), com 35% de participação.

Juntas, a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e a Transportadora Associada de Gás (TAG), as duas principais transportadoras privadas de gás natural do Brasil, têm planos de construir novos gasodutos entre 2022 e 2023 com estimativa de investimentos de R\$ 950 milhões em 5 anos.

Só no Onshore brasileiro, estima-se mais de 500 km de ramais de dutos para escoamento das novas empresas que estão adquirindo campos de óleo e gás. Se consideramos o Brasil estamos falando de R\$ 4,5 bilhões de investimentos em transporte dutoviário nos próximos 8 anos.

As distribuidoras de gás canalizado do Nordeste também planejam investir R\$ 1,5 bilhão ao longo dos próximos cinco anos e devem captar cerca de 200 mil novos clientes entre 2022 e 2026.

O gráfico abaixo resume estes investimentos em nossa região.

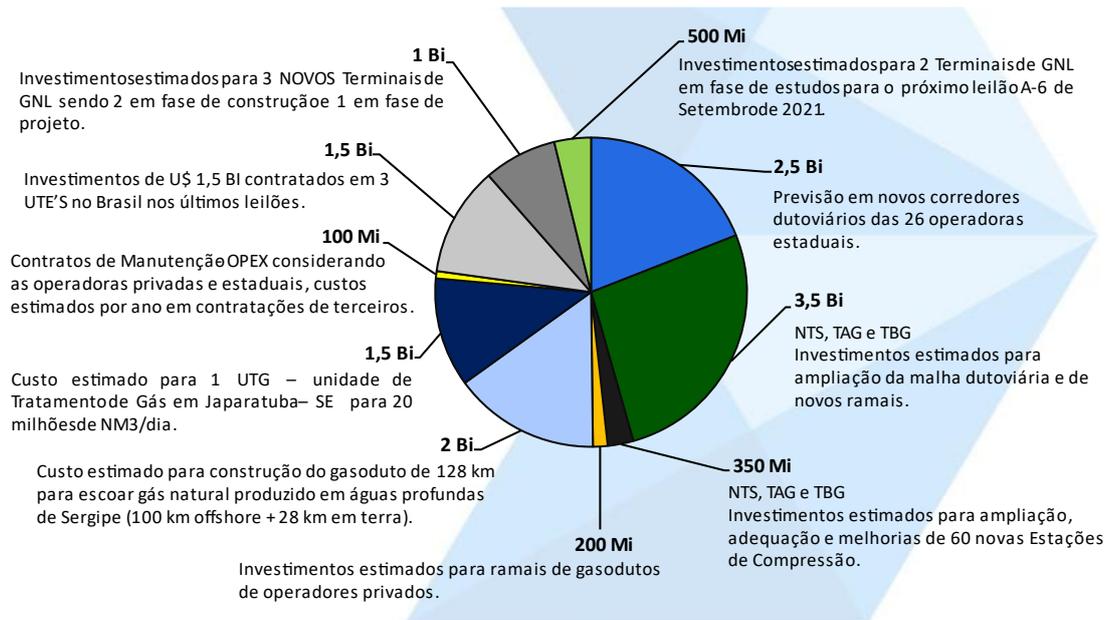


Gráfico 3: Oportunidades em Gás Natural e Dutos – CAPEX 2023-2016

2.5. ESTOCAGEM DE GÁS NATURAL - ESGN

Com a real abertura do mercado, cada vez mais irá diminuir a dependência dos consumidores pelo gás natural fornecido pela estatal federal. Essa abertura levará os consumidores a um outro patamar de exigência, como também ficarão sujeitos aos acontecimentos advindos do exterior e às variações sazonais na demanda de gás natural.

Diante desse novo cenário, algumas atividades econômicas da indústria do gás natural que eram dispensáveis serão, agora, de suma importância para a estabilidade do mercado gasista.



Para tanto, a atividade de armazenamento será essencial na cadeia de abastecimento. O tipo de armazenamento mais comum e vantajoso do ponto de vista técnico e econômico é o armazenamento subterrâneo em formações geológicas adequadas, aproveitando a compressão do gás em profundidades rasas e a baixa porosidade dessas formações. No Brasil, para efeito regulatório essa forma de armazenamento é denominada como “estocagem subterrânea” (art. 20º da Lei nº 14.134/2021).

O Estados Unidos concentra a maior parte do armazenamento de gás natural existente (estocagem subterrânea), seja em reservatórios de gás natural esgotados ou reservatórios de petróleo bruto esgotados que estão próximos aos centros de consumo.

Está muito difundido o armazenamento de gás natural na forma liquefeita, em tanques em plantas de regaseificação. No caso da Espanha, a proporção desses tanques é muito maior do que em outros países, dada a alta porcentagem de importações sob a forma liquefeita e a falta relativa de formações geológicas adequadas para a estocagem subterrânea.

O armazenamento de gás natural é muito vantajoso para o mercado, pois compensa as oscilações no consumo e protege contra gargalos no abastecimento. Essa atividade garante o fornecimento de gás natural mesmo nos períodos de pico de consumo.

Esta modalidade já utilizada no mundo chega ao Brasil com investimentos de vulto nos próximos anos e deve movimentar uma nova cadeia de fornecedores, para tal a EPE divulgou agora no final de janeiro a NT - Nota Técnica com objetivo de analisar a experiência internacional acerca da atividade de ESGN, suas características técnicas, custos e aspectos regulatórios, além de avaliar, por meio de estudos de caso, também elaborados pela EPE, a viabilidade técnica e econômica desta atividade no Brasil.



- Na Bahia a Gás Bridge e Enauta estudam implantação de um projeto de estocagem de gás natural para o campo de Manati, na Bacia de Camamu.
- Em Alagoas a Origem Energia pretende obter junto à ANP autorização para viabilizar uma estrutura de estocagem subterrânea de gás natural em reservatórios depletados. Alagoas reúne as condições mais favoráveis para a implantação do projeto devido à infraestrutura instalada, mas outras áreas estão sendo avaliadas.

3. CONCLUSÃO

Além do cenário positivo na Exploração e Produção (Upstream), já podemos considerar os efeitos também na cadeia do refino e tratamento (Midstream) e na logística e transporte (Downstream) com vários investimentos previstos para os próximos anos, especificamente no nordeste brasileiro, onde se concentra a maior parte do petróleo e gás em terra – Onshore. Podemos considerar ainda em 2023, a exploração com novos poços a serem perfurados, construção de 3 novas UPGN's de pequeno porte, 250 Km de dutos considerando ramais e escoamento de produção, melhorias nas centenas de estações existentes, ou seja, um volume de oportunidades crescente em nossa região.

Somando-se a isto os investimentos em terminais, refinarias de pequeno porte e novos corredores dutoviários, tudo isto através dos novos players privados, tornando-se necessário o mapeamento detalhado dos novos atores para divulgação estruturada para as MPE da região.

Muito importante também acompanhar as novas políticas de compra de bens, materiais e serviços destes novos players, suas exigências na qualificação técnica, suas modalidades de contratação que na grande maioria das vezes será de forma diferente da utilizada pela Petrobras que foi monopólio durante anos.



Irão ocorrer novas e várias oportunidades, através dos novos contratantes, com investimentos em novos poços de exploração, novas estações de tratamento de gás, óleo, água produzida, novos ramais de dutos, liquefação de gás natural e logística com ampliação de terminais e mini refinarias e uma nova termelétrica que foram descritas neste relatório. Estamos falando de mais de U\$ 2,5 Bi nos próximos 5 anos distribuídos por vários players na região.

Se faz necessário, com urgência, atentar aos cenários projetados com outra realidade, reiterando que o impacto nas médias empresas representa mais de 90% das contratações das MPE.

Nas planilhas abaixo detalhamos os principais investimentos previstos para os próximos 5 anos.

