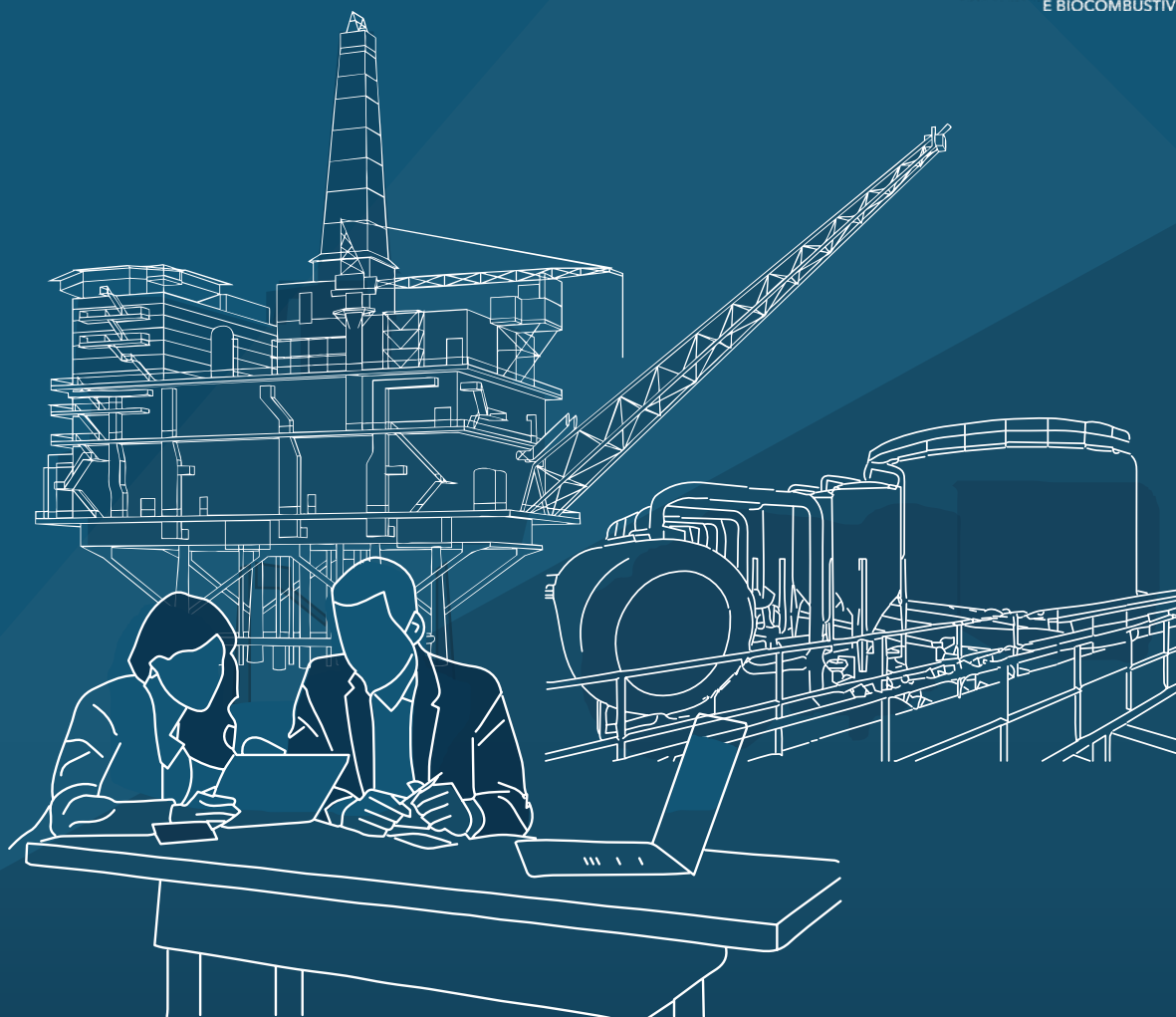


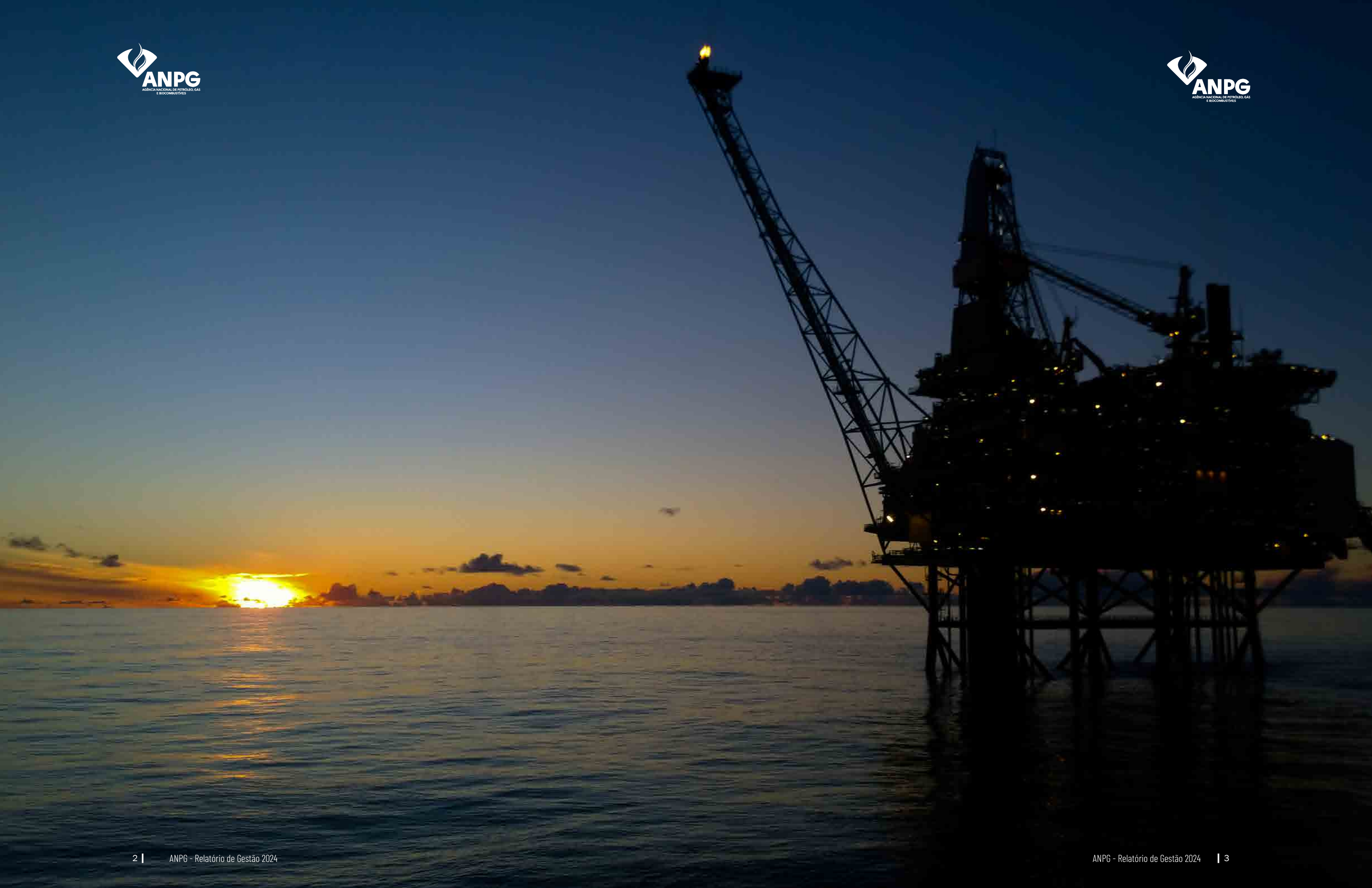


ANPG

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS
E BIOCOMBUSTÍVEIS



RELATÓRIO DE GESTÃO 2024



Índice

1.	Mensagem do Conselho de Administração	8
1.1.	ANPG - Quem Somos	11
1.2.	Modelo de Governo	12
2.	Enquadramento Estratégico	18
2.1.	Contexto Mundial	20
2.2.	Contexto Nacional	22
2.3.	Gestão de Risco	23
3.1.	Posicionamento da ANPG no Mundo	24
3.2.	Função Concessionária	25
3.2.1.	Actividades de Exploração	26
3.2.2.	Atribuição de Concessões Petrolíferas	30
3.2.3.	Produção de Petróleo Bruto	32
3.2.4.	Produção de Gás Natural	36
3.2.5.	Gestão das Concessões	39
3.3.	Função Reguladora	49
3.4.	Função Fiscalizadora	50
3.4.1.	Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente nas Instalações Petrolíferas	51
3.4.2.	Auditoria das Concessões	51
3.4.3.	Compliance	52
4.	Desempenho Financeiro	53
4.1.	Desempenho Operacional	54
4.1.1.	Proveitos Operacionais	55
4.1.2.	Despesas Operacionais	57
4.1.3.	Resultados Financeiros e não Operacionais	57
4.2.	Balanço	60
4.3.	Gestão do Abandono e Fundeamentos	63
5.	Processos de Suporte	65
5.1.	Instrumentos Contratuais e Legais Produzidos	66
5.2.	Iniciativas de Comunicação	67
6.	A Nossa Forma de Retribuir	70
6.1.	Desenvolvimento do Capital Humano	73
6.2.	Desempenho de Segurança	76
6.3.	Desempenho Ambiental do Sector	78
6.4.	Plano de Implementação dos Biocombustíveis	81
6.5.	A Nossa Estratégia Sustentável	82
7.	Perspectivas para 2025	84

ACRÓNIMOS E SIGLAS	87
---------------------------	-----------

Lista de Figuras, Gráficos e Tabelas

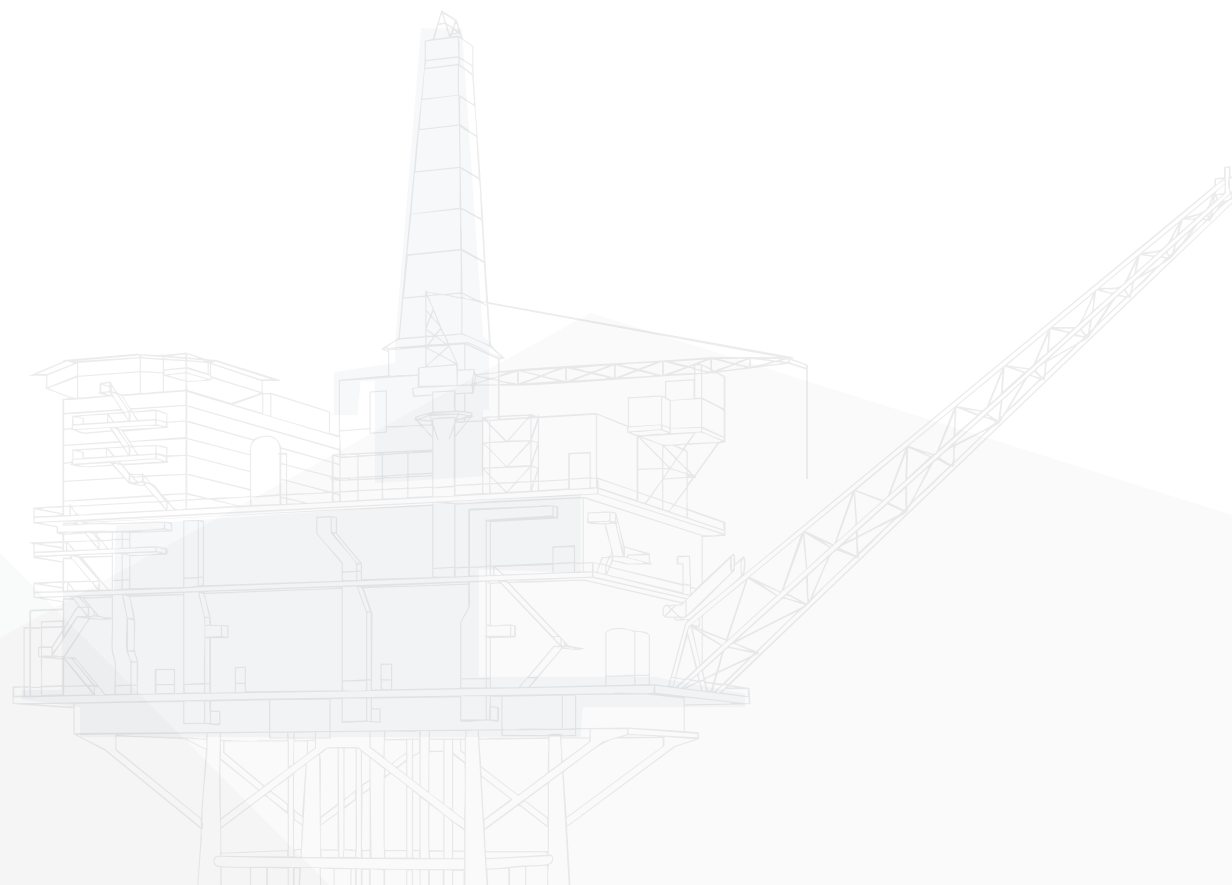
Figura 1.	Principais destaques	10
Figura 2.	Estrutura orgânica da ANPG	12
Figura 3.	Distribuição de pelouros	14
Figura 4.	PIB mundial 2024	18
Figura 5.	O mundo em destaque	20
Figura 6.	Gestão de risco na ANPG	23
Figura 7.	Atribuição de Concessões Petrolíferas	31
Figura 8.	Principais destinos do crude angolano	48
Figura 9.	Desembolso dos projectos sociais 2024	68
Figura 10.	Indicadores de recursos humanos	64

GRÁFICOS

Gráfico 1.	Evolução do preço de referência para as ramas angolanas	20
Gráfico 2.	Dados sísmicos adquiridos e poços de exploração perfurados nos últimos cinco anos	26
Gráfico 3.	Produção anual de petróleo (milhões de barris)	33
Gráfico 4.	Produção petrolífera por ambiente (valores expressos em barris de petróleo)	31
Gráfico 5.	Perfil de investimentos nas concessões activas (valores expressos em milhões de USD)	39
Gráfico 6.	Direitos recuperáveis	43
Gráfico 7.	Custos recuperados por bloco	44
Gráfico 8.	Custos recuperados vs. Direitos por recuperar	44
Gráfico 9.	Distribuição das iniciativas de responsabilidade social concluídas entre 2022 e 2024 por área de intervenção	70
Gráfico 10.	Caracterização da força de trabalho	71
Gráfico 11.	Volume de petróleo derramado acima de 1 barril	76
Gráfico 12.	Emissões de Gases de Efeito Estufa e gás queimado	77
Gráfico 13.	Teor de óleo em água descarregada no mar, OIW (valores expressos em ppm)	77
Gráfico 14.	Quantidade de resíduos gerados no sector (valores expressos em mil toneladas)	78

TABELAS

Tabela 1.	Indicadores macroeconómicos de Angola	22
Tabela 2.	Re/processamento de dados sísmicos e potenciais	28
Tabela 3.	Dados estatísticos de amostragem de rochas e de solo realizada na Bacia de Etosha-Okavango	29
Tabela 4.	Distribuição da produção total de petróleo por blocos (valores expressos em barris)	34
Tabela 5.	Distribuição da produção média diária de gás associado por blocos (valores expressos em milhões de pés cúbicos por dia)	36
Tabela 6.	Produção da fábrica ALNG (valores expressos em barris de petróleo equivalente por dia)	38
Tabela 7.	Volume de contratos homologados por regimes de serviço (valores expressos em USD)	40
Tabela 8.	Homologação de contratos por regime de serviço e tipo de sociedade	40
Tabela 9.	Custos operacionais por barril, sem abandono, nas concessões petrolíferas (valores expressos em USD)	42
Tabela 10.	Execução orçamental nas concessões (valores expressos em milhões de USD)	43
Tabela 11.	Direitos de produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em barris)	45
Tabela 12.	Levantamentos da produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em barris)	46
Tabela 13.	Exportações do petróleo bruto da Concessionária Nacional (valores expressos em barris)	47
Tabela 14.	Não conformidades constatadas nas auditorias e inspecções	51
Tabela 15.	Resultado líquido do exercício (valores expressos em milhares de AOA)	54
Tabela 16.	Proveitos operacionais (valores expressos em milhares de AOA)	55
Tabela 17.	Proveitos - Petróleo Bruto - Concessionária (valores expressos em milhares de AOA)	56
Tabela 18.	Despesas operacionais (valores expressos em milhares de AOA)	57
Tabela 19.	Resultados financeiros (valores expressos em milhares de AOA)	58
Tabela 20.	Resultados não Operacionais (valores expressos em milhares de AOA)	59
Tabela 21.	Balanço (valores expressos em milhares de AOA)	60
Tabela 22.	Provisão para o Fundo de Abandono (valores expressos em milhares de AOA)	61
Tabela 23.	Decomposição de "Fundo de Abandono - Grupos Empreiteiros" (valores expressos em milhares de AOA)	62
Tabela 24.	Dados estatísticos do desempenho de segurança na ANPG	74
Tabela 25.	Dados estatísticos do desempenho de segurança no sector	75



Mensagem do Presidente do Conselho de Administração

Caros parceiros,
É com elevado sentido de responsabilidade e compromisso institucional, enquanto servidores públicos, que apresento o Relatório de Gestão da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis de Angola (ANPG) referente ao exercício económico de 2024. Este documento reflecte não apenas os desafios enfrentados e as conquistas alcançadas ao longo do ano, mas também reafirma o nosso compromisso contínuo com a excelência, a inovação e o desenvolvimento sustentável do sector petrolífero angolano.

O ano foi marcado por um cenário macroeconómico desafiante, caracterizado por transformações económicas, instabilidade geopolítica e oscilações nos principais mercados financeiros. O sector energético não esteve imune a esse contexto que se reflectiu na elevada volatilidade dos preços do petróleo, que oscilaram entre 72 e 89 dólares por barril. Essa variação resultou da interacção de múltiplos factores, incluindo a dinâmica da procura global, as estratégias de produção da OPEP+, as tensões nos mercados emergentes e o aumento da produção em países como os Estados Unidos, Brasil, entre outros.

Na conjuntura nacional, o petróleo mantém-se como um dos principais pilares da economia angolana, cujas receitas contribuem de forma significativa para o Produto Interno Bruto

e para a execução de políticas públicas estruturantes. Em consonância com os nossos objectivos estratégicos, assegurámos a manutenção da produção acima dos 1100 000 barris de óleo por dia (BOPD), reforçando a nossa actuação com vista a garantir níveis sustentáveis superiores a 1000 000 BOPD nos anos subsequentes. Paralelamente, prosseguimos com a intensificação das actividades de exploração nas Bacias Interiores de Kassanje e de Etosha-Okavango, com o propósito de expandir o conhecimento geológico e melhorar o acesso aos recursos petrolíferos, visando o aumento das reservas nacionais e o fortalecimento da sustentabilidade do sector a longo prazo.

Simultaneamente, implementámos diversas iniciativas orientadas para o fortalecimento do conteúdo local, promovendo uma maior inserção das empresas nacionais na cadeia de valor do sector petrolífero. Essa abordagem tem contribuído para a dinamização da economia nacional e para a criação de valor sustentável. Como reflexo desse esforço, estão actualmente registadas mais de 2 350 empresas nacionais, das quais mais de 1 080 já se encontram certificadas, evidenciando a solidez da nossa estratégia para o desenvolvimento do empresariado angolano.

Mantivemos o compromisso de transformar os benefícios do petróleo em ganhos concretos para a sociedade, contribuindo

activamente para o desenvolvimento sustentável do país. Em 2024 foram implementados diversos projectos sociais com impacto directo na vida das comunidades, financiados com recursos provenientes do sector petrolífero. Essas iniciativas, que se centraram, sobretudo, nas áreas da saúde, educação e infraestrutura social, promoveram um crescimento harmonioso e equilibrado da qualidade de vida dos angolanos, e asseguraram, em simultâneo, uma distribuição mais equitativa dos benefícios gerados pelo sector.

O crescimento sustentável da indústria petrolífera passa, inevitavelmente, pelo investimento contínuo no capital humano, razão pela qual a ANPG tem priorizado a capacitação técnica e profissional dos seus quadros. Nesse âmbito, a Agência promoveu, ao longo do ano, mais de 2 000 acções de formação, das quais uma parte significativa foi realizada em formato e-learning. Essa abordagem permitiu ampliar o acesso à formação para todos os colaboradores, enquanto garantiu uma gestão mais eficiente dos recursos disponíveis. A referida aposta estratégica no desenvolvimento de competências assegura que a instituição se mantém alinhada com os mais elevados padrões de excelência, inovação e eficiência operacional.

Ao projectarmos o futuro, reconhecemos que os desafios inerentes à transição energética e à evolução do mercado global

exigem uma actuação cada vez mais estratégica, resiliente, inovadora e sustentável, que garanta a maximização do retorno dos recursos naturais para o país e para as gerações futuras.

Os resultados aqui apresentados reflectem o esforço, a dedicação e o compromisso de uma equipa engajada, bem como a confiança e a colaboração dos nossos parceiros institucionais e da indústria. Com determinação e visão estratégica, continuaremos a trabalhar para impulsionar o sector petrolífero angolano e reforçar a sua contribuição para o crescimento económico e o desenvolvimento sustentável de Angola.

Muito obrigado!

Bloco a bloco construiremos a ANPG e transformaremos o sector!

Paulino Jerónimo
Presidente do Conselho de Administração

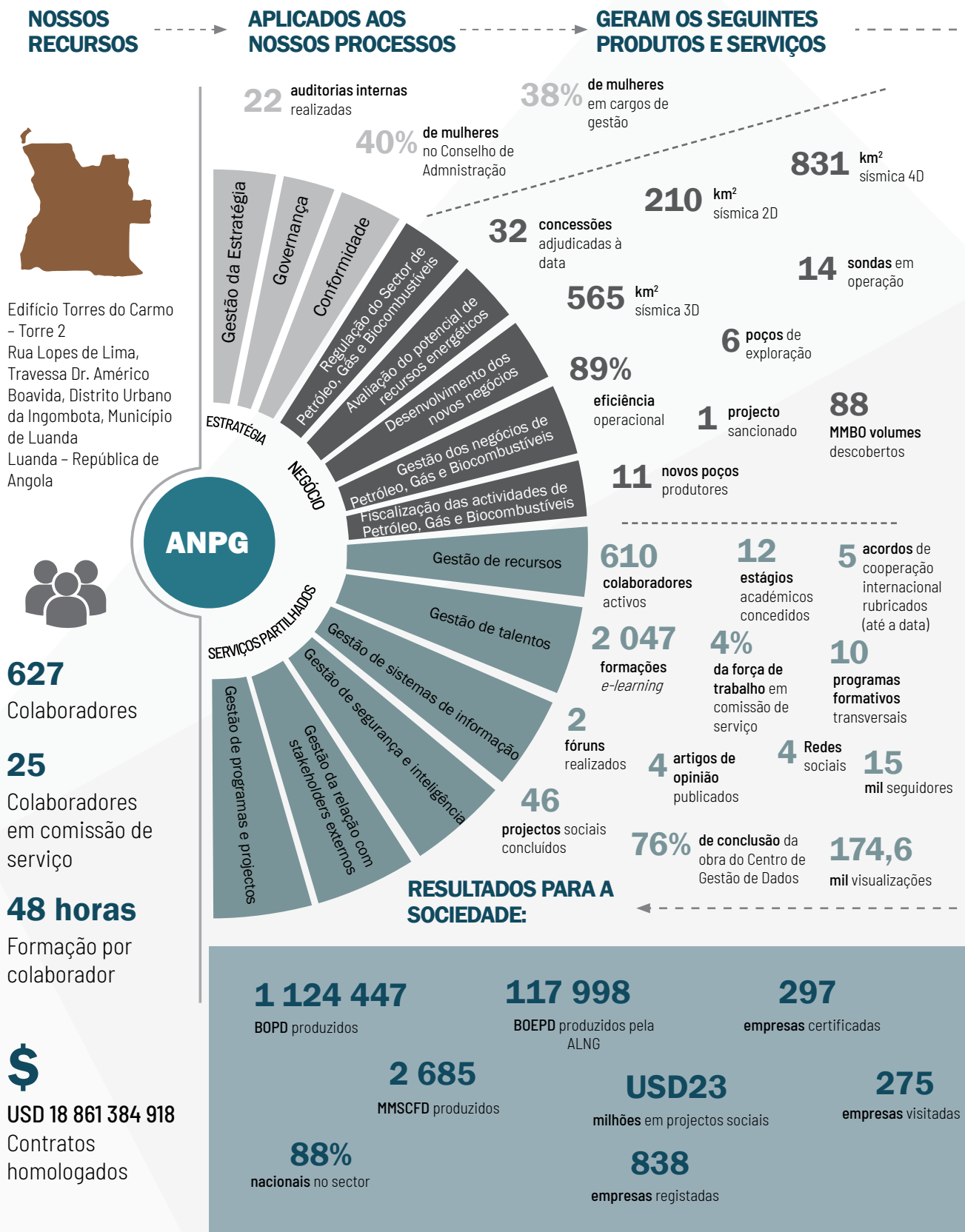


Figura 1 – Principais destaques

1.1 ANPG - Quem somos?

A Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis, abreviadamente designada por “Agência” ou “ANPG”, foi criada em 2019 através do Decreto Presidencial n.º 49/19, de 6 de Fevereiro, como parte do programa de reorganização do sector de hidrocarbonetos em Angola. A sua criação teve como objectivo assegurar uma maior coordenação política, eliminar conflitos de interesse, aumentar a transparência e a eficácia dos processos, além de criar as condições necessárias para melhorar o ambiente de negócios e atrair investimentos privados para a indústria petrolífera nacional.

A ANPG é a Concessionária Nacional, com a responsabilidade de regular, fiscalizar e promover a execução das actividades petrolíferas, operações e contratações no âmbito do sector de

petróleo, gás e biocombustíveis. A Agência está sujeita à superintendência do Titular do Poder Executivo, exercida por delegação pelo titular do departamento ministerial responsável pelo sector dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás, bem como à supervisão financeira do Departamento Ministerial responsável pelo sector das Finanças.

A sua sede está localizada em Luanda, no Edifício Torres do Carmo, Torre 2, na Rua Lopes de Lima, no distrito urbano da Ingombota, e conta actualmente com 627 colaboradores.

Considerando o propósito da sua existência e a ambição da equipa de gestão, o Conselho de Administração definiu a Missão, a Visão e os Valores que estão integrados na cultura interna da Organização.



Missão

Maximizar a criação de valor para o Estado, através de uma gestão eficiente e responsável dos recursos de petróleo, gás e biocombustíveis.



Visão

Tornar a ANPG numa entidade de referência internacional, promovendo em Angola um ambiente de negócio de excelência e local de escolha para os investidores.

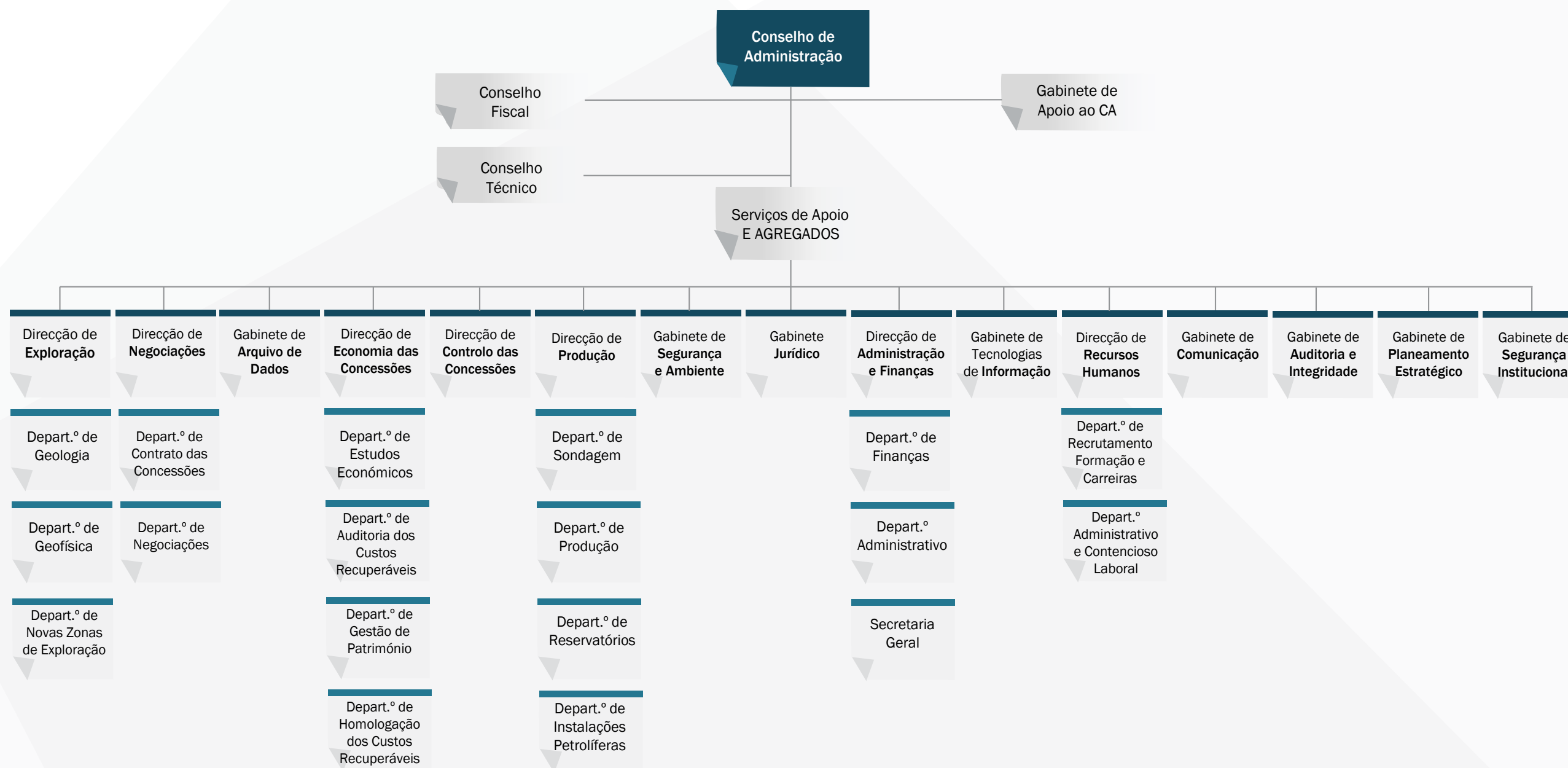


Valores

- Comunicação efectiva
- Trabalho em equipa e valorização do capital humano
- Transparência
- Alto comprometimento e respeito pelos stakeholders
- Foco em Saúde, Segurança e Ambiente
- Conduta ética e integridade

1.2 Modelo de Governo

O modelo de governo da ANPG está estabelecido no seu estatuto orgânico e compreende o Conselho de Administração (CA) constituído por cinco administradores, um Conselho Fiscal (CF) composto de três elementos, um Conselho Técnico (CT) e os Serviços Agrupados (SA) constituídos por sete Direcções e nove Gabinetes, conforme o organigrama abaixo.



O organograma a seguir apresenta o vínculo entre as distintas áreas, organizadas por pelouros, destacando a existência de seis grupos de trabalho *ad hoc*, denominados Núcleos (Conteúdo Local, Produção Incremental, Integração Energética e Biocombustíveis, Regulação, Responsabilidade Social e Contratação e Compras). Estes Núcleos foram constituídos com o principal objectivo de dinamizar a implementação do Decreto Presidencial n.º 271/20 e do Decreto Legislativo Presidencial n.º 8/24, além de promover o sector de biocombustíveis e atender às atribuições relacionadas com as funções de regulação e fiscalização.

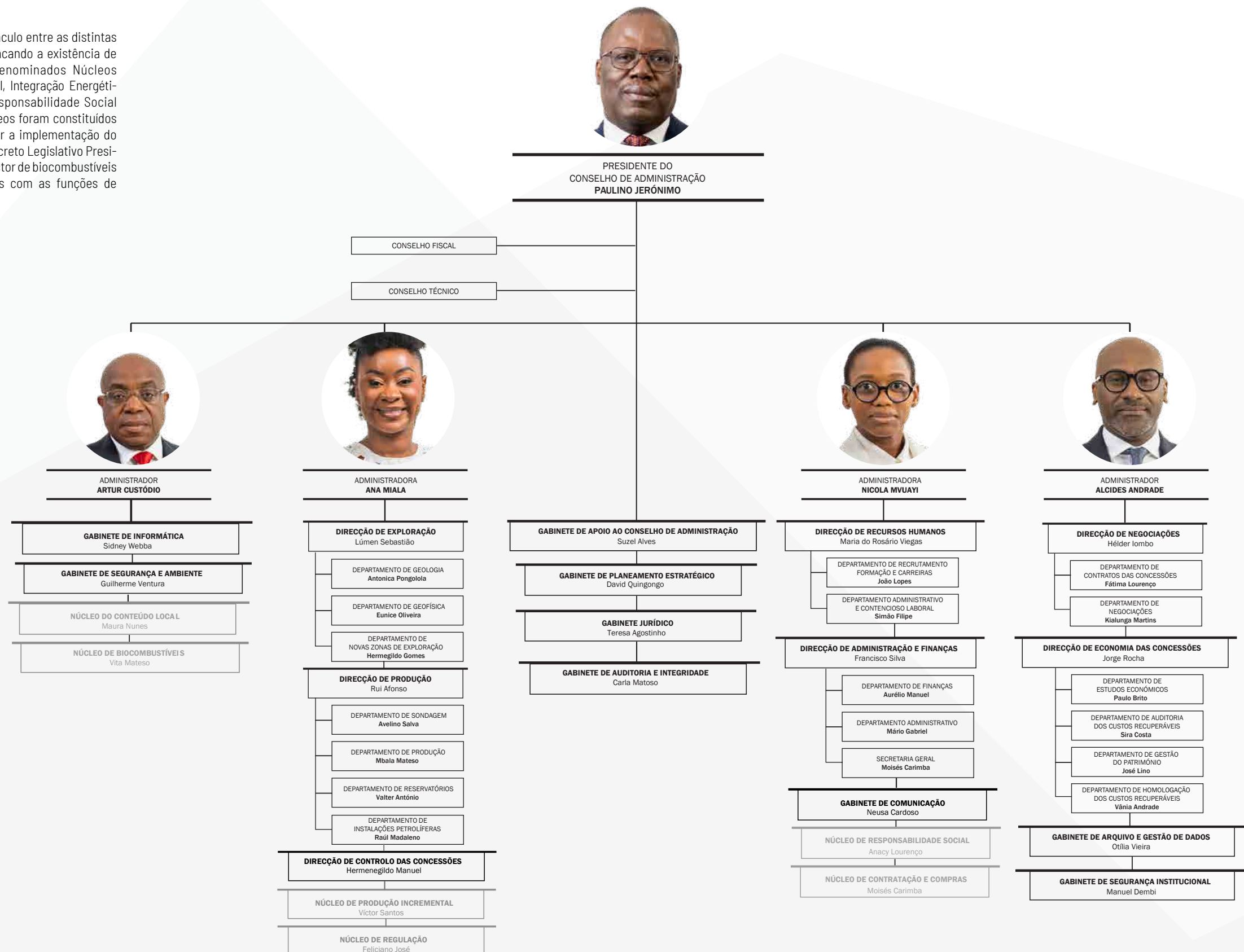


Figura 3 – Distribuição de pelouros

Além da distribuição de pelouros mencionada anteriormente, é importante destacar o Conselho Fiscal (CF), órgão independente responsável por fiscalizar o cumprimento das normas legais e estatutárias da instituição. Em 2024, o CF era integrado por Cristina dos Anjos Tanguê Escórcio (Presidente), Adélia Maria Pires de Carvalho (Vogal) e Augusto Laurindo Kalikemala (Vogal). Adicionalmente, a ANPG também contou com a constituição dos seguintes comitês:

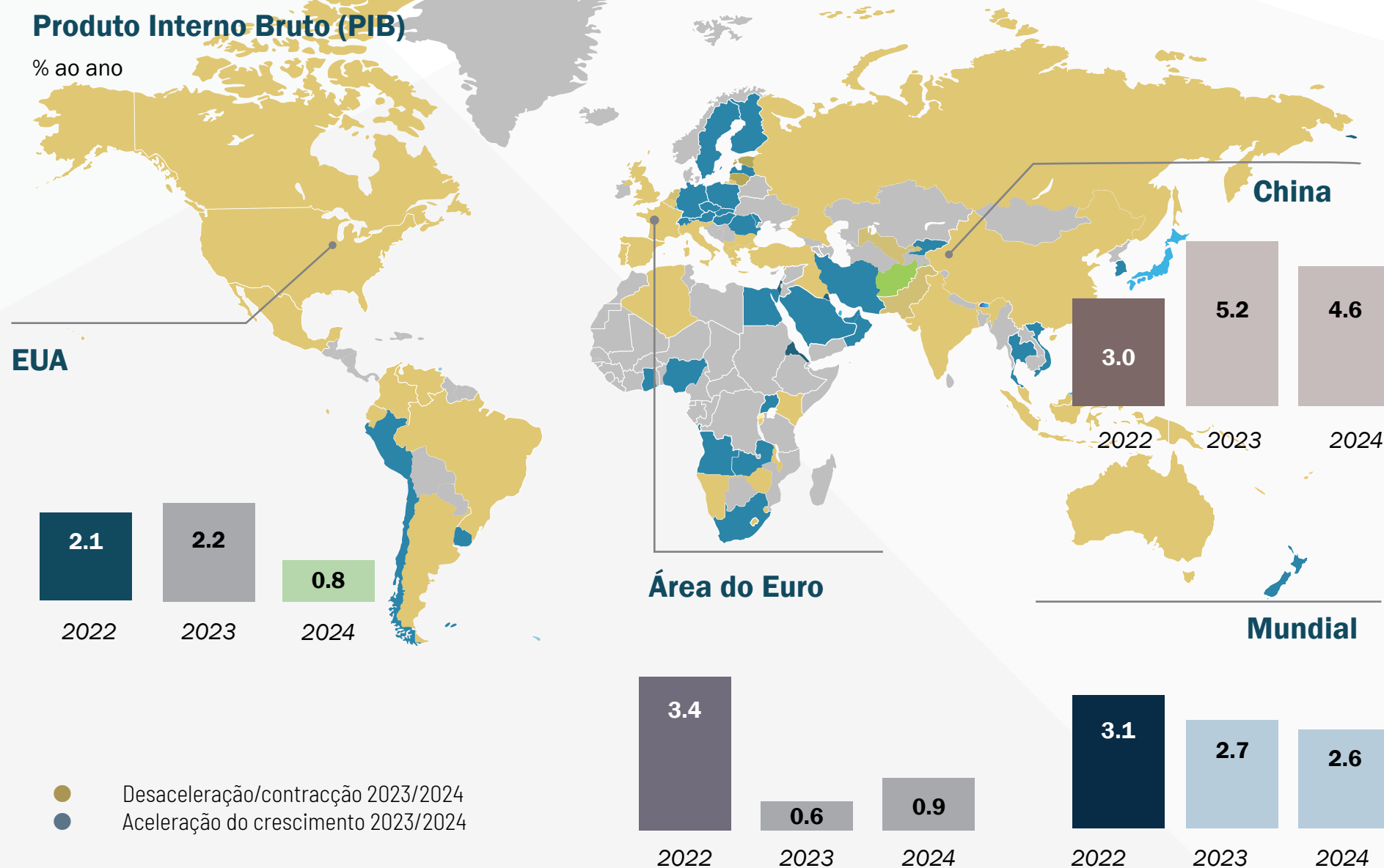
- **Comité de Reservas** - fórum de carácter técnico permanente e integrador das funções de suporte à avaliação e classificação de recursos e reservas de hidrocarbonetos, activos estratégicos de suporte à gestão sustentada da produção petrolífera e, consequentemente, suporte da economia nacional.
- **Comité de Ética** - responsável pela instrução de processos de investigação, propostas de sanções às condutas eticamente e/ou legalmente reprováveis, devendo actuar de acordo com os princípios de integridade, transparência, boas práticas, bem como garantir que as suas actuações e atribuições sejam dotadas de independência, autonomia e autoridades necessárias para o exercício das suas funções.
- **Comité de Risco** - tem o objectivo de dinamizar a Função Integrada de Gestão de Risco, transversal à toda a cadeia de valor, para protecção de potenciais ameaças que possam comprometer a excelência operacional e o alcance dos objectivos estratégicos, devendo acompanhar a identificação e análise dos riscos e a implementação dos planos de tratamento para mitigação dos riscos de nível "Alto" e "Muito Alto".
- **Comité Gestor da Produção Incremental** - órgão colegial responsável por assegurar a implementação e gestão da Produção Incremental.
- **Comité de Recursos Humanos** - órgão colegial responsável pela supervisão e re/definição da estratégia e políticas de gestão do capital humano.



2. Enquadramento Estratégico

O petróleo continua a desempenhar um papel relevante na economia mundial, facilitando o desenvolvimento industrial de diversos sectores. A sua importância foi reforçada pelo aumento significativo de 11% nos investimentos, que atingiram cerca de 580 mil milhões de dólares. Apesar dos cortes voluntários da OPEP+, a Agência Internacional de Energia (AIE) afirmou que o mercado mundial teve petróleo suficiente para atender à demanda em 2024. A produção global aumentou para 103,4 milhões de barris por dia, representando um crescimento de 1,8 milhões de barris em relação ao ano anterior.

Nesse contexto, o produto interno bruto global foi estimado em 2,6%, registando uma ligeira redução em comparação aos 2,7% observados em 2023. De acordo com a Oxford Economics, em 2024, a China, a Zona Euro e os EUA cresceram 4,6%, 0,9% e 0,8%, respectivamente. Em Angola, os níveis de crescimento da economia atingiram 3,3%, superando os 3% registados em 2023, com o petróleo tendo um contributo significativo, representando cerca de 60% do PIB e mais de 90% das exportações.



Fonte: <https://investalk.bb.com.br/noticias/onde-investir/perspectivas-macroeconomia-2024>

Figura 4 – PIB mundial 2024.

2.1 Contexto Mundial

O ano foi marcado por desafios geopolíticos e económicos, com destaque para a continuidade dos conflitos na Ucrânia e no Médio Oriente, que resultaram em incertezas adicionais e impactaram negativamente o comércio global e a estabilidade económica. Segundo o Banco Mundial, a economia mundial cresceu 2,6% em 2024. Nesse contexto, a China consolidou a sua posição como um actor internacional chave, ampliando a sua presença nos mercados globais e desempenhando um papel significativo nas relações económicas e políticas.

A continuidade do conflito entre a Rússia e a Ucrânia afectou o sector energético europeu, desde a produção e transporte, até ao abastecimento, provocando flutuações que repercutiram em outros sectores-chave da economia, como os sectores alimentares, industriais e de entretenimento.

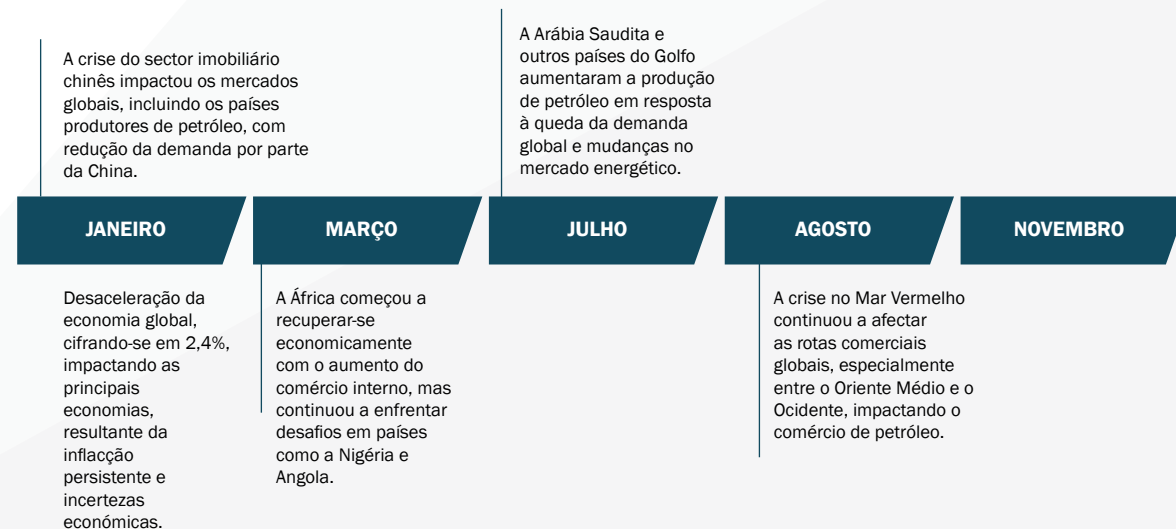


Figura 5 – O mundo em destaque.

Evolução dos preços das ramas de referência ao petróleo angolano

Em Janeiro de 2024, o preço do petróleo Brent, que é referência para as ramas angolanas, estava cotado a USD 80 por barril, representando um ligeiro aumento de 1,33% em relação ao mesmo período de 2023. Em Dezembro, observou-se

o preço mais baixo do ano, com o barril a ser cotado a USD 72, uma redução de aproximadamente 34% em comparação a Junho de 2023. Por outro lado, em Abril, registou-se o preço mais alto do ano, com o barril alcançando USD

89, um aumento significativo em relação aos meses anteriores.

Ao longo do ano, vários factores impactaram a oscilação dos preços do petróleo. As tensões geopolíticas, como os conflitos no Médio Oriente, aumentaram o risco de interrupções no fornecimento regional. A redução da procura chinesa por petróleo também influenciou a queda dos preços, especialmente no segundo semestre. Além disso, a decisão da OPEP+ de

aumentar a produção em Outubro, apesar da fraca procura global, contribuiu para a pressão descendente sobre os preços.

A combinação desses factores resultou num desempenho superior às previsões iniciais do Orçamento Geral do Estado (OGE) de Angola, que foi elaborado com base num preço médio estimado de USD 65 por barril. No entanto, o preço médio efectivo do barril de petróleo Brent encerrou o ano em USD 79,86.

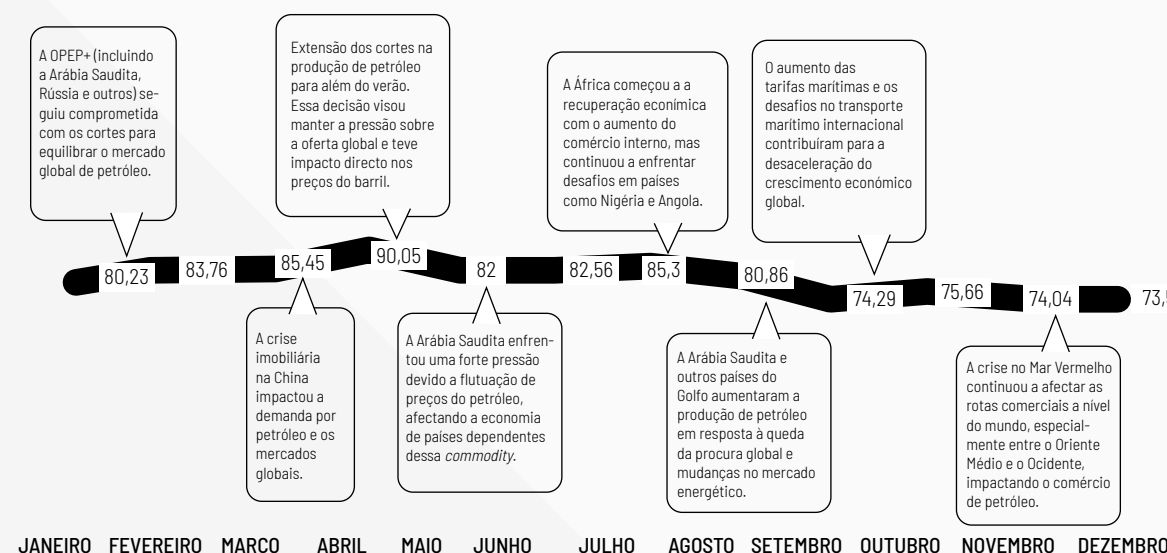


Gráfico 1 – Evolução do preço de referência para as ramas angolanas.

2.2 Contexto Nacional

A indústria de petróleo e gás continua a reafirmar a sua importância estratégica para a economia angolana, consolidando-se como o principal motor no crescimento económico nacional. A actividade petrolífera registou um desempenho positivo, contribuindo para o crescimento económico do país, com uma participação adicional de 4% no Produto Interno Bruto (PIB), impulsionada pelo aumento da produção de hidrocarbonetos.

A produção média de petróleo situou-se em **1,124 milhões de barris de óleo por dia**, representando uma recuperação gradual da capacidade produção, com um crescimento de cerca de 2,2% face a 2023. Esse crescimento foi sustentado, dentre outros factores, com a entrada em operação de 25 novos poços distribuídos pelos Blocos 0, 14, 15, 15/06, 17, 31 e 32, bem como pelo reinício das operações nos campos Raia, Airoga e Tubarão, no Bloco 2/05.

Tabela 1 – Indicadores macroeconómicos de Angola

INDICADOR	2022	2023	2024	2025 (Previsão)
Inflação (%)	21,20	13,57	27,92	17,50
Taxa de câmbio (kwanza/USD)	455,36	690,12	869,90	927,60
Crescimento económico (%)	3,00	1,10	4,40	3,50
Preço do petróleo (USD/barril)	79,86	84,30	80,80	66,44

Fonte(s): Banco Mundial, FMI, BNA, OPEP, EIA, Trading Economics, Ministério da Economia e Planeamento de Angola

No segmento do gás natural, a produção diária atingiu **2,6 mil milhões de pés cúbicos**, com um aumento de 1,3% comparativamente ao ano anterior. Desse volume, cerca de 648 milhões de pés cúbicos por dia foram canalizados para a unidade de liquefação Angola LNG, reforçando o compromisso do país com a monetização sustentável do gás e a diversificação da matriz energética nacional.

A ANPG mantém o seu foco na implementação da estratégia de exploração e desenvolvimento de recursos, com ênfase na promoção do investimento estrangeiro feita através da implementação da estratégia de atribuição de concessões petrolíferas e da criação de soluções de negócios que incentivem o investimento nos blocos concessionados. Essas acções reforçam a posição de Angola como um destino competitivo e atraente para investimentos internacionais no sector energético.

2.3 Gestão de Risco

A matriz de riscos da ANPG identificou 216 riscos, dos quais apenas 10% foram caracterizados como muito altos e com elevado nível de criticidade, sendo que ao longo do exercício económico de 2024 foram implementadas medidas para mitigá-los, conforme apresentado abaixo:

GRELHA DE CRITICIDADE					
Risco Inerente					
	1 - Reduzido	2 - Baixo	3 - Moderado	4 - Elevado	5 - Crítico
5 - Frequente	2	4	10	7	7
4 - Provável	4	12	36	9	14
3 - Pouco Provável	6	8	45	8	12
2 - Improvável	1	2	11	3	4
1 - Extremamente Remota			1		

GRELHA DE CRITICIDADE					
Risco Residual					
	1 - Reduzido	2 - Baixo	3 - Moderado	4 - Elevado	5 - Crítico
5 - Frequente	2	4	10	7	7
4 - Provável	4	12	36	9	14
3 - Pouco Provável	6	8	45	8	12
2 - Improvável	1	2	11	3	4
1 - Extremamente Remota			1		

Figura 6 – Gestão de risco na ANPG

Os planos de acção implementados permitiram mitigar cerca de 27% dos riscos identificados nas diversas categorias (Muito Alto, Alto e Moderado).

Foi elaborado o Plano Anual de Gestão de Risco 2025, que tem como objectivo destacar as actividades críticas que garantam uma abordagem abrangente e eficiente na gestão de riscos, para a sua posterior identificação, avaliação, priorização e mitigação. Visa também a potencialização das oportunidades, por meio de um plano de acção, para garantir o alcance dos objetivos estratégicos da organização, assegurando a continuidade das operações, a protecção dos activos e a reputação da Concessionária.

3.1 Posicionamento da ANPG no Mundo

O ano de 2024 foi marcado por uma série de actividades e eventos que permitiram à ANPG posicionar-se como uma Agência de referência em África, que busca a excelência, em conjunto com os seus parceiros, e trabalha para tornar Angola num país de escolha para os investidores do sector petrolífero. Nesse sentido, em 2024 foi assinado um Memorando de Entendimento entre a ANPG e o Instituto de Petróleos de Moçambique, na Conferência Angola Oil Week, com o objectivo de promover a troca de experiências no domínio do sector, desenvolver iniciativas e fortalecer a cooperação entre os dois países.

De igual modo, no âmbito dos acordos já firmados, um grupo multisectorial da Agência esteve na Namíbia, numa acção de

Benchmarking em temas relacionados com o acompanhamento das operações petrolíferas, com foco na elaboração de planos de desenvolvimento e enriquecimento da legislação petrolífera da Namíbia.

A Concessionária Nacional aproveitou, de igual modo, a sua participação nas conferências nacionais e internacionais, com particular destaque para a 5.ª Edição da Conferência Angola Oil & Gas, a CERAWEEK, a Africa Energy Week e a ADIPEC, para promover as oportunidades do potencial petrolífero nacional e estreitar parcerias com operadoras, prestadoras de serviços e congéneres, incentivando-as a investir em Angola.

Eventos Internacionais



Eventos Nacionais

- 5.ª Edição da Conferência Angola Oil & Gas (Luanda)
- 1.º Fórum de Exploração Offshore (Luanda)
- 39.ª Edição da FILDA-Feira Internacional de Luanda (Luanda)
- 4.º Workshop do Conteúdo Local (Luanda)



3.2 Função Concessionária

No que diz respeito ao desempenho das actividades de exploração de petróleo e gás, o ano foi marcado pela perfuração do poço Arcturus-1, no Bloco 30, um poço de pesquisa pioneiro na Bacia Marítima do Namibe. Outro marco positivo foi o início da implementação do Decreto Legislativo Presidencial n.º 8/24, de 20 de Novembro, que trata da adequação dos termos contratuais aplicáveis à Produção Incremental e visa impulsionar o desenvolvimento em Blocos Maduros e em projectos em Áreas de Desenvolvimento Não-Desenvolvidas quando localizados na zona marítima. Tal foi possível por meio da pesquisa adicional nas áreas de desenvolvimento, nos termos do Decreto Legislativo Presidencial n.º 5/18, de 18 de Maio, que resultou na perfuração dos poços Likembe-1, no Bloco 15 e Dália-6, no Bloco 17, na Bacia Marítima do Baixo Congo, incentivando os operadores a continuarem a investir dentro dessas concessões.

Para dinamizar a exploração, foi realizado o 1.º Fórum de Exploração Offshore em Angola, com o tema “Desbloqueando o Potencial de Angola: Fomentar o Investimento e Impulsionar a Parceria no Upstream Angolano”. O objetivo do fórum foi proporcionar um ambiente favorável ao desenvolvimento de parcerias e colaborações estratégicas com a Concessionária Nacional. O evento contou com a participação de 1.640 representantes dos principais intervenientes do sector petrolífero mundial. Como resultado, foram licenciados dados de pelo menos 5 concessões e assinado um Memorando de Entendimento para a realização de estudos em outras 3 concessões petrolíferas.

No que se refere à promoção da atractividade no sector petrolífero angolano e atribuição de concessões petrolíferas, foram adjudicadas por negociação directa os Blocos 49, 50 e o Novo Consórcio de Gás. Nesse mesmo contexto, foram assinados 3 Memorandos de Entendimento para a realização de estudos das oportunidades exploratórias existentes em águas profundas nas bacias de norte a sul do país, designadamente, com a ExxonMobil para os Blocos 40, 41 e 42; com a TotalEnergies/ExxonMobil referente as Áreas Livres do Bloco 17/06, 32/21 e 33/21, tendo a TotalEnergies apresentado propostas para as Áreas Livres do Bloco 17/06 e o Bloco 32/21; e com a Shell para os Blocos 19, 34, 35, 36, 37, 43 e a área ultra-profunda a Oeste e a Sul dos Blocos 49 e 50. Quanto à produção de óleo, registou-se uma média diária de 1 124 477 barris, 6,1% superior à média diária de 2023 (~1 060 000 barris), resultado de contribuições significativas dos Blocos 15, 15/06, 17 e 32. Por outro lado, a produção de gás registou uma média diária de 2 685 milhões de pés cúbicos, um aumento de 1,7% quando comparada com a produção de 2023 (2 639 milhões de pés cúbicos), que contou desde Dezembro com o envio do gás

proveniente do projecto Sanha Lean Gas Connection (SLGC), no Bloco 0.

De realçar também o sancionamento do projecto Kaminho no Bloco 20/11, o primeiro projecto de desenvolvimento na Bacia Marítima do Kwanza, que visa contribuir com um incremento de 372 milhões de barris para as reservas do sistema petrolífero nacional, proveniente dos campos Cameia e Golfinho, a partir do 3.º trimestre de 2028 e do 2.º trimestre de 2031, respectivamente, e que terá um pico de produção previsto de 70 000 barris de petróleo por dia. Com um grau de execução actual de 8%, o FPSO Kaminho está a ser projectado para atender as melhores práticas de descarbonização do sector, por meio da redução das emissões de gases de efeito estufa e eliminação da queima rotineira de gás, pretendendo-se que seja totalmente eléctrico e que o gás associado seja reinjectado nos reservatórios por completo.

Relativamente à gestão económica das concessões, foi registado um volume de USD 18 861 384 918 proveniente de 577 contratos homologados para a aquisição de bens e serviços no sector, o que representa um acréscimo de 11% em relação a 2023 (USD 16 935 386 501). Esse valor foi distribuído pelas seguintes rubricas: desenvolvimento, com USD 10 668 234 271 (57%); operações, com USD 7 802 803 698 (41%); exploração, com USD 241 475 114 (1%) e administração e serviços, com USD 148 871 835 (1%).

O Bloco 20/11 e o Bloco 0 representam, aproximadamente, metade do total aprovado, com USD 4 968 791 692 (26%) e USD 4 268 523 695 (23%), respectivamente, devido à aprovação de contratos fundamentais para viabilizar o desenvolvimento do projecto Kaminho, no Bloco 20/11, e para assegurar a continuidade da produção e extensão da vida útil do Bloco 0 até 2050. Relativamente aos custos operacionais por barril, a média ponderada obtida em 2024, sem os custos de abandono, foi de USD 12,27, 3% acima do registado em 2023 (USD 11,7), devido aos altos custos para a manutenção das instalações petrolíferas.

No que se refere à comercialização do petróleo bruto, o volume exportado pela Concessionária Nacional foi de 106 461 723 barris, 16,03% acima do registado no ano anterior, sendo as ramas Dália (32 214 797 barris), Hungo (14 882 975 barris) e Girassol (11 351 019 barris) as mais comercializadas, representando, em conjunto, mais de metade das exportações, ou seja, 58 449 MBO (55%). A República Popular da China mantém-se na liderança como o principal destino do crude angolano, seguindo-se a Índia e a Espanha.

3.2.1 Actividades de Exploração

No que se refere aos poços de exploração, verifica-se que a previsão para 2024 foi parcialmente cumprida, uma vez que foram perfurados 3 dos 5 poços previstos, nomeadamente, Likembe-1, Dália-6 e Arcturus-1. As operações nos poços de pesquisa Gajajeira-1, no Bloco 1/14, e Chimacuanga-1, na Associação FST, foram adiadas por motivos de indisponibilidade da sonda.

Ainda sobre a perfuração dos poços de exploração, foram concluídos 3 poços iniciados em 2023, 1 poço de pesquisa (Ben-P-OP1X no Bloco 14) e 2 poços de avaliação (Tobias-13 e Tobias-14 no Bloco KON 11).

Dos poços perfurados, o Likembe-1 resultou em descoberta comercial com recursos de 88 MMBO (ST00IP), com previsão de início de produção para 2027, enquanto se aguardam os resultados oficiais dos estudos pós-perfuração dos poços Dália-6 e Ben-P-OP1X.

As mais recentes campanhas de perfuração resultaram também na descoberta não comercial no poço Lumpembe-1 (2023) e nos poços secos Arcturus-1, Tobias-13 e Tobias-14 (2024), e Kora-1 (2023).

Do ponto de vista da aquisição de dados, de modo a contribuir para a expansão do conhecimento geológico e acesso aos recursos petrolíferos, deu-se início ao levantamento Gradiométrico Gravitacional de Tensor Total Aprimorado (eFTG) na Bacia Terrestre do Kwanza (Blocos KON 2, KON 4, KON 5, KON 11, KON 12, KON 15, KON 16 e KON 19), tendo sido produzidos 28 010,53 km, ou seja, 72,5% do total previsto de 38 647,53 km.

Ainda sobre a aquisição de dados sísmicos, foram concluídos os levantamentos 2D no Bloco KON 8 e 4D nos Blocos 17 e 32. Por outro lado, decorre a aquisição de dados sísmicos 3D nos Blocos 33, 49 e 50 e prossegue a desminagem e limpeza nas Associações FS/FST, para que se dê início à campanha sísmica 3D prevista para Junho de 2025.

O gráfico 3 mostra a quantidade de dados adquiridos nos últimos dois anos, tendo-se verificado um aumento de cerca de 400 km² no levantamento sísmico 3D, porém um decréscimo de 67% e de 28% nos levantamentos sísmicos 2D e 4D, respectivamente.

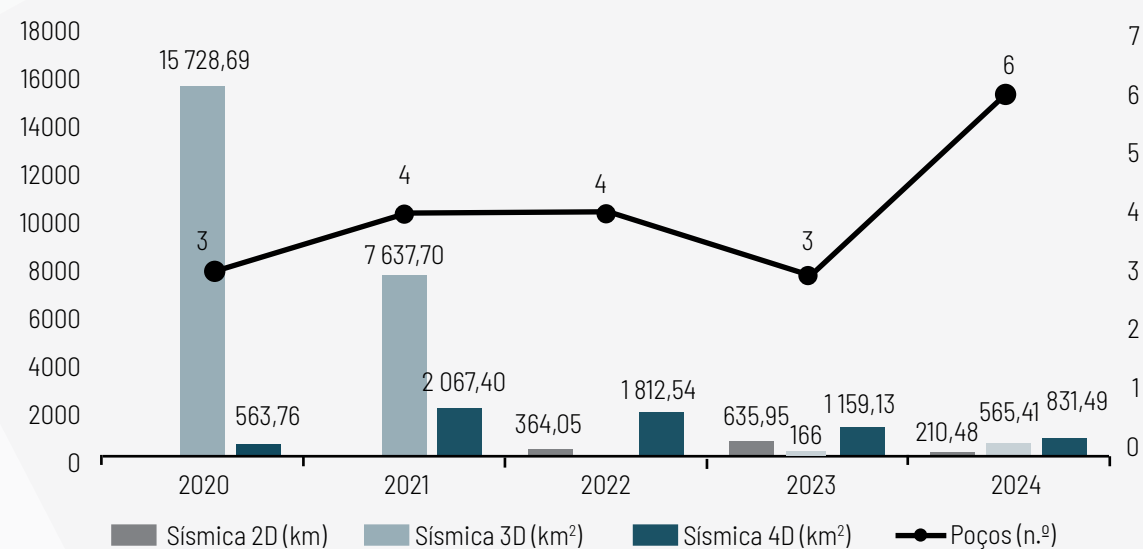


Gráfico 2: Dados sísmicos adquiridos e poços de exploração perfurados nos últimos cinco anos.



Em finais de 2024 haviam sido concluídos 6 dos 15 programas de processamento e reproprocessamento sísmico monitorados nas concessões petrolíferas, conforme detalhe abaixo.

BLOCOS / OPERADORAS	RE/PROCESSAMENTO SÍSMICO	ÁREA (km / km²)	EXECUÇÃO (%)
Cabinda Centro	2D_CABCENTRO_PSTM_WG23	1 000	100
	2D_CABCENTRO_PSDM_WG23	1 000	100
KON 8	2D_KON8ALFORT24_BGP_PSTM	210	33
0	3D_OCHEVRON24_IN-DEPTH GEO_ BKNM_PSDM	2 348	100
2/05	3DMC24DUG-NGC - MUTAMBA	220	77
2/05-3/05	3DMC23DUG-NGC	7 176	98
16	3DMC16PGS23	1 010	94
17	4D_17TOTAL24_TGS_ROSAM7_PSTM/ PSDM	195	47
	4D_17TOTAL24_TGS_GJDM8_PSTM/ PSDM	454	47
18/15	3D_18/15_AZULE_ENERGY24_PSTM/ PSDM	5 000	24
32	4D_32GENGIBRE/FULLTRACK_MONI- TOR2_CGG23	128	100
	4D-32TOT24CGGMON2_GENGIBRE	128	100
	4D_32GINDUNGO_CANELA/FULLTRACK_ MONITOR2_CGG23	279	100
	4D_32TOTAL24_TGS_CARILM2_PSTM/ PSDM	140	22
	4D_32TOTAL24_TGS_LOURO_MOSTAR- DA_PSTM/PSDM	210	33
41-42-43	2DMC41-42-43-GEOLANDER24_PSTM/ PSDM	993	100

Tabela 2 – Re/Processamento de dados sísmicos e potenciais.

Relativamente ao progresso das acções definidas na Estratégia de Exploração de Hidrocarbonetos 2020-2025, em particular no que diz respeito à disponibilidade e acesso à área das Bacias Sedimentares de Angola, decorrem os serviços de desmina- gem e certificação na Bacia de Etosha-Okavango, tendo resul- tado já em 1 344 estações de amostragem e rotas desminadas. Importa referenciar que a zona ambiental protegida desta Bacia, cerca de 20%, não é alvo das actividades de exploração realizadas pela ANPG.

No que toca à expansão do conhecimento geológico e acesso aos recursos petrolíferos, realizou-se uma expedição geológica à região do Quinzau, província do Zaire, com o objectivo de constatar, descrever, catalogar e recolher amostras de óleo em superfície para análise de biomarcadores, diamantóides e isótopos das ocorrências de exsudações de hidrocarbonetos reportadas pelos populares residentes na região. Nesse local, foram visitados quatro pontos, dois dos quais apresentam vestígios de óleo, cujas coordenadas correspondem aos poços Ngondo-1 e Ngondo-2, perfurados e abandonados na década de 1950. Paralelamente, destaca-se o início da avaliação das áreas ultra profundas das Bacias do Baixo Congo e do Kwanza, para posterior divisão em blocos, que resultou na identificação de 33 oportunidades com um total de recursos estimados em cerca de 39 672 MMBO (STOOIP).

Em finais de 2024 foram identificadas 65 novas oportuni- dades exploratórias em diferentes níveis estratigráficos, com predominância para os plays Oligocénico, Miocénico e Albiano, das 12 Áreas de Desenvolvimento avaliadas, distribuídas pelos Blocos 14 (Tômbua-Lândana), 15 (Tchihumba, Vicango, Mbulumbumba, Bavuca, Mondo, Hungo e Saxi-Batuque) e 17

(Acácia, Hortênsia-Perpétua, Orquídea-Violeta e Cravo). Essas oportunidades exploratórias resultaram num total de recursos prospectivos estimados em 15 835,73 MMBO (STOOIP) e de recursos contingentes de anteriores descobertas estimados em 1 444,7 MMBO (STOOIP), que uma vez confirmados após perfuração serão convertidos em reservas que contribuirão para a sustentabilidade da produção petrolífera nacional.

Adicionalmente, por forma a intensificar as actividades de pesquisa em todas as bacias sedimentares, foram identificados 68 leads na Bacia do Baixo Congo, 23 dos quais no pré-sal, com um total de recursos estimados em 26 428 MMBO (STOOIP), ao passo que na Bacia do Kwanza foram identificados 33 leads, 13 dos quais igualmente no pré-sal, resultando num total de recursos estimados em 10 402 MMBO (STOOIP).

Com o mesmo propósito, na Bacia de Kassanje decorre a análise e validação do relatório final de integração e interpre- tação dos dados, após conclusão das análises microbiológi- cas, geoquímicas e elaboração de mapas geológicos. Quanto à Bacia de Etosha-Okavango, prossegue o levantamento de dados cartográficos e de geoquímica de solo, cujo objectivo é o de identificar áreas propícias para a perfuração de poços e assim incentivar um maior interesse dos investidores externos. Para tal, foram colectadas amostras de solo e de rocha nas regiões de Namacunde, Kwanhama, Santa Clara, Eihole, Néone, Chiedi, Curoca, Ombadja, Mupa, Cafu, Xangongo, Naulila, Calueque e Dolombe, Mulolo, Okalimbo, Omulemba, Ruacanã, Melunga, Marco 28, Cahama (UIA), Anhangá e Cuvelai na província do Cunene; Chamutete na província da Huila e Katwitwi, Savate, Caiundo, Kuangar, Maué e Rito na província do Cubango.

	Estações e rotas desminadas	Cartografia (pontos estudados)	Cartografia (amostras colectadas)	Geoquímica e MPOG (amostras colectadas)
1.º trimestre	299	34	15	60
2.º trimestre	217	86	99	651
3.º trimestre	436	33	34	348
4.º trimestre	392	0	0	348
Total	1 344	153	148	1 407

Tabela 3 – Dados estatísticos de amostragem de rochas e de solo realizada na Bacia de Etosha-Okavango.

Ainda na Bacia de Etosha-Okavango foi realizada uma expedição geológica, com objectivo de identificar e delimitar as estruturas associadas à ocorrência de hidrogénio natural (círculos de fadas), referente ao Projecto de Pesquisa de Gases Raros.

Em suma, apesar dos desafios enfrentados e do impacto na implementação prevista, o progresso global dos objectivos estratégicos estabelecidos na Estratégia de Exploração de Hidrocarbonetos 2020-2025 atingiu 66,57%. O foco foi a aquisição de dados geofísicos e geológicos, a execução financeira e a contratação de serviços especializados. No que diz respeito à actividade de exploração, é importante destacar o impacto positivo gerado para o desenvolvimento das regiões mais remotas do interior do país, incluindo a desminagem de áreas, a construção de 2 postos médicos para apoiar as comunidades e a criação de mais de 1500 empregos, tanto directos como indirectos.

Essas acções também têm como objectivo promover a capacitação técnica da população, a distribuição de renda e o crescimento orgânico do mercado de consumo, criando oportunidades de pequenos negócios locais e gerando um círculo virtuoso de crescimento sustentável nas regiões abrangidas pela Bacia de Kassanje (nas províncias de Zaire, Uíge, Cuanza Norte, Malanje e Lunda Norte), e pela Bacia de Etosha-Okavango (nas províncias de Cuando Cubango, Cunene, Moxico e Moxico Leste). Projectos dessa magnitude são essenciais para atrair investidores, aumentar o conhecimento geológico e, em caso de sucesso, confirmar a presença de hidrocarbonetos, o que poderá assegurar a estabilização da produção petrolífera no país e, em última instância, fomentar o desenvolvimento de actividades agrícolas e turísticas.

3.2.2

Atribuição de Concessões Petrolíferas

Continua a implementação da estratégia para atribuição de mais de 50 concessões petrolíferas para o período de 2019-2025, nos termos do Decreto Presidencial n.º 52/19, tendo sido realizadas acções referentes aos blocos licitados, que resultaram em 2024 na rubrica dos Contratos de Partilha de Produção (CPP) dos Blocos CON 2, CON 8 e KON 19 da ronda de licitação 2023, bem como na assinatura dos Contratos de Serviços com Risco (CSR) dos Blocos 49 e 50 e do Novo Consórcio de Gás.

De assinalar também a assinatura do Acordo de Princípios que estabelece os termos e condições para alterar o método de determinação da Taxa de Gás e os requisitos relativos ao Pagamento pela Utilização da Rede de Gasodutos de Gás Associado do ALNG, para impulsionar a produção de gás natural em Angola.

Com o propósito de avaliar o potencial petrolífero nas bacias sedimentares angolanas, foram celebrados três Memorandos de Entendimento: com a ExxonMobil, para os Blocos 40, 41 e 42; com a TotalEnergies e a ExxonMobil, para as Áreas Livres do Bloco 17/06, e os Blocos 32/21 e 33/21; e com a Shell, para os Blocos 19, 34, 35, 36, 37, 43 e a área ultra profunda a Oeste e a Sul dos Blocos 49 e 50.

Adicionalmente, nos mesmos termos, a Concessionária Nacional encontra-se na fase final de negociações com a Petrobras para a celebração de um Memorando de Entendimento, o que marcará o retorno dessa operadora ao mercado angolano. No que se refere à solicitação de extensão das fases contratuais, destaca-se a publicação do Decreto Executivo n.º 70/24, de 01 de Março, que prorroga a fase inicial de pesquisa da área de concessão do Bloco Cabinda Norte por um período de 6 meses a contar de 01 de Abril de 2024, bem como a assinatura da adenda ao CPP do Bloco CON 1 referente ao ajuste do Programa Mínimo de Trabalho e da Garantia Financeira.

Foram ainda solicitadas prorrogações para a extensão do período de concessão da Associação FS/FST, para a fase inicial de pesquisa do Bloco Cabinda Centro e para a fase subsequente de pesquisa dos Blocos 5/06 e 15/06. A extensão deste último bloco foi concedida por um período de 5 anos, contados a partir de 01 de Dezembro 2023, nos termos do Decreto Executivo n.º 66/24, de 21 Fevereiro.

Outrossim, foi celebrada a assinatura do Heads of Agreement e adenda ao CPP do Bloco 17, por forma a garantir a revitalização das instalações do campo Dália, o maior campo petrolífero de Angola, inserido no âmbito do Projecto da Produção Incremental.

Desde 2019 foram adjudicadas 32 concessões petrolíferas, 16 por licitação e 16 por negociação directa, designadamente:



Figura 7 – Atribuição de Concessões Petrolíferas

No caso de sucesso das actividades de exploração em curso nas concessões petrolíferas adjudicadas, perspectiva-se que o início de produção de novos campos se dê a partir de 2032.

Ainda no âmbito da implementação da Estratégia de Atribuição de Concessões, importa destacar que os blocos licitados, mas não adjudicados, bem como as Áreas Livres em blocos concessionados e às concessões atribuídas à Concessionária Nacional, nos termos do Decreto Presidencial n.º 249/21 que estabelece as regras e os procedimentos aplicáveis à atribuição de concessões, áreas e blocos petrolíferos nesse contexto.

No âmbito do processo de promoção das oportunidades exploratórias disponíveis – incluindo blocos em oferta permanente, campos marginais e áreas remanescentes – foram realizados *Data Showrooms*, que contaram com a participação de mais de 30 empresas que manifestaram interesse nessas oportunidades.



3.2.3 Produção de Petróleo Bruto

Em 2024 a produção de petróleo alcançou 411 558 729 barris, correspondendo a uma média diária de 1 124 477 barris. A referida produção registou um incremento de 2,5% comparativamente com a realizada no período homólogo de 2023, e de 6,1% quando comparada com a prevista para 2024 (1 060 000 barris).

Dentre os principais factores para essa variação destacam-se a eficiência operacional que atingiu 89,35%, 1% acima da verificada em 2023; o cumprimento das acções de manutenção preventiva das instalações de produção, com uma execução de 92,58%; a entrada em produção de 11 novos poços; a reabertura de 1 nos Blocos 15, 15/06 e 17, e a intervenção em 5 poços no Bloco 32, que tiveram um desempenho acima do previsto.

Cabe destacar que a 12 de Junho a produção diária atingiu a marca de 1 200 000 barris, êxito para o qual contribuíram significativamente os Blocos 0, 15 e 17.

Por forma a garantir a sustentabilidade da produção nas 16 concessões petrolíferas e providenciar suporte às operações, estiveram em funcionamento 14 unidades de sondagem, uma a mais que em 2023, com um custo global de USD 3 151 854 215, e que permitiram perfurar 147 397 metros para a concretização de eventos relacionados com a entrada em produção de novos poços nas várias concessões.

À semelhança do aumento do número de unidades de sondagem, constatou-se também um aumento de 58% no número de trabalhos realizados em poços, passando de 100 (2023) para 158 (2024).

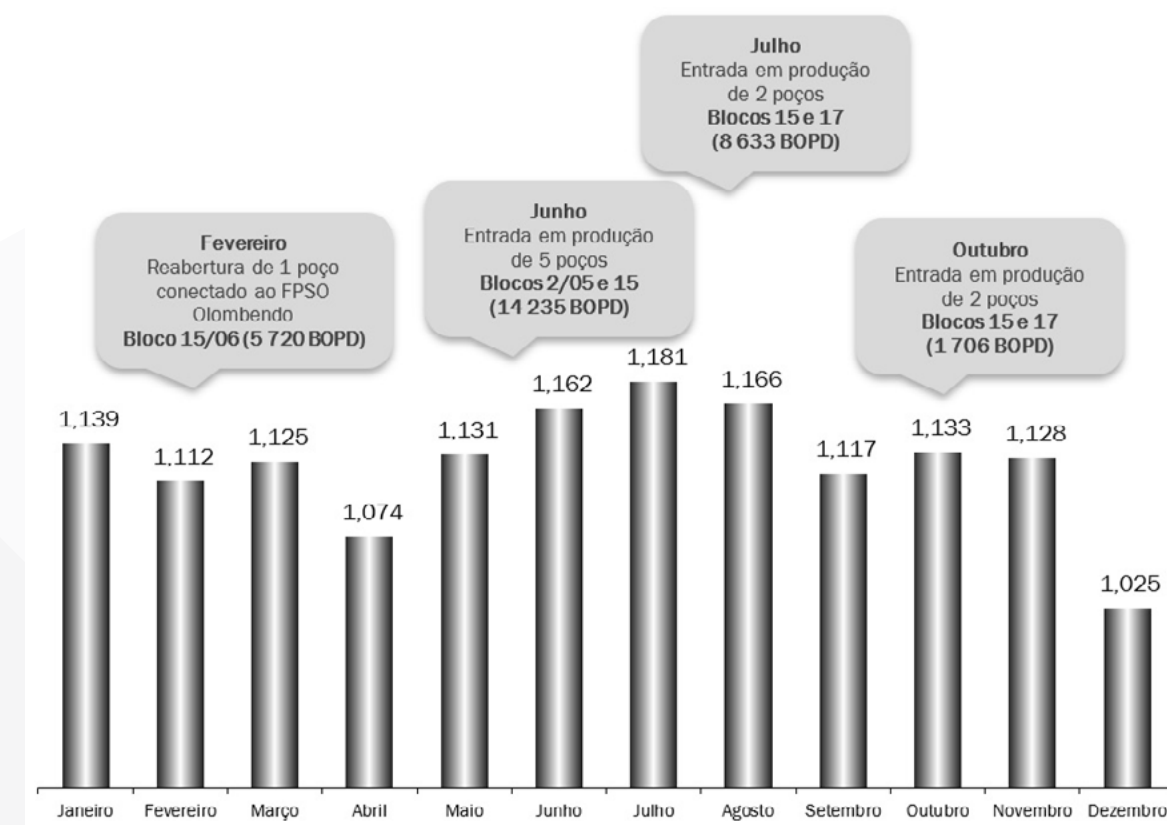


Gráfico 3 - Produção anual de petróleo (milhões de barris).

Importa ainda referir que a produção de petróleo foi suportada por 870 poços, 781 marítimos e 89 terrestres, tendo sido concluídas 52 das 56 operações de intervenção realizadas em poços (55 produtores e 1 injector).

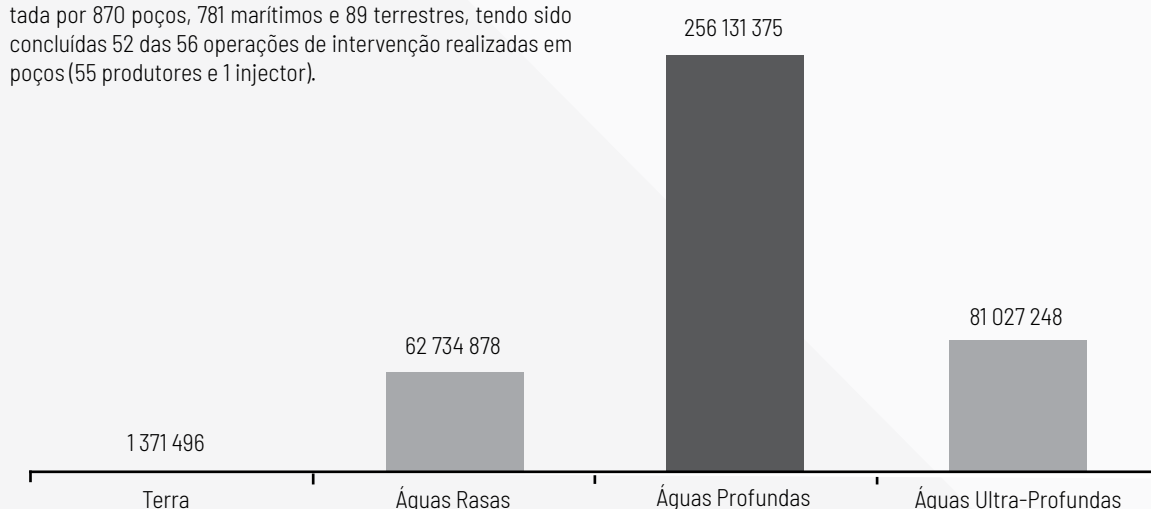


Gráfico 4 - Gráfico 4. Produção petrolífera por ambiente (valores expressos em barris).

A produção em terra foi de 1 371 496 barris, enquanto no mar foi de 410 187 233 barris, o equivalente a 0,33% e 99,67% do total da produção, respectivamente. De realçar ainda que os Blocos 17, 15 e 32 foram os que mais produziram, tendo atingido 127 357 642 barris, 71 803 218 barris e 53 334 541 barris, respectivamente, representando 61,35% da produção realizada.

ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIAÇÃO	PESO
		2024	2023		
Onshore		1 371 496	1 464 687	(6,36%)	0,33%
Terra	FS	69 789	68 031	2,58%	0,02%
	FST	1 211 449	1 294 456	(6,41%)	0,29%
	Cabinda Sul	90 258	102 200	(11,68%)	0,02%
Offshore		410 187 233	399 893 501	2,57%	99,67%
Águas rasas	Bloco 0	48 141 359	50 724 293	(5,09%)	11,70%
	Bloco 2/05	3 971 829	3 758 130	5,69%	0,97%
	Bloco 3/05	7 286 404	7 011 518	3,92%	1,77%
	Bloco 3/05 A	440 240	353 196	24,64%	0,11%
	Bloco 4/05	957 770	887 741	7,89%	0,23%
Águas profundas	Bloco 14	17 269 533	18 713 646	(7,72%)	4,20%
	Bloco 14 K	372 951	332 112	12,30%	0,09%
	Bloco 15	71 803 218	52 781 777	36,04%	17,45%
	Bloco 15/06	35 707 840	34 905 715	2,30%	8,68%
	Bloco 17	127 357 642	125 718 901	1,30%	30,95%
Águas Ultra profundas	Bloco 18	22 183 074	23 679 224	(6,32%)	5,39%
	Bloco 31	21 360 832	25 290 121	(15,54%)	5,19%
Águas Ultra profundas	Bloco 32	53 334 541	55 737 127	(4,31%)	12,96%
Total		411 558 729	401 358 189	2,54%	

Tabela 4 – Distribuição da produção de petróleo bruto por blocos (valores expressos em barris).

Apesar do bom desempenho global, foram verificadas perdas de produção em função de intervenções não planeadas e manutenções, além do declínio natural dos reservatórios, que totalizaram 33 791 261 barris de petróleo, correspondendo a 8,21% da produção anual, e a um decréscimo de 6,82% em relação ao volume de perdas de 2023 (36 393 648 barris), mantendo-se assim a recente tendência dos dois últimos anos. As perdas mais significativas foram registadas nos Blocos 14 e 17 com 54,31% e 35,39%, respectivamente, acima

dos volumes previstos, devido às paragens de emergência verificadas nas plataformas TL e BBLT (Bloco 14) e nos FPSO PazFlor e CLOV (Bloco 17).

Projectos estruturantes para o desenvolvimento de campos petrolíferos

A publicação do Decreto Legislativo Presidencial n.º 8/24 de 20 de Novembro foi um marco importante, estabelecendo o re-

gime jurídico da Produção Incremental com o objectivo de apoiar o Estado na reversão do declínio da produção petrolífera. Essa medida introduz um conjunto de incentivos estratégicos destinados a estimular as operadoras a aumentarem os investimentos e a desenvolverem projectos que, até então, eram considerados economicamente inviáveis. Atenção especial recai sobre campos maduros e áreas de desenvolvimento ainda inexploradas na zona marítima, com o intuito de maximizar o potencial desses recursos.

No âmbito da implementação do referido diploma, foram conduzidas análises técnicas e simulações económicas para aferir a elegibilidade do projecto de preenchimento do Bloco 31. Paralelamente, procedeu-se à compilação de informações técnicas e dados económicos das concessões situadas na Bacia do Baixo Congo, com o objectivo de calibrar o modelo económico da Produção Incremental e prepará-lo para responder de forma célere e eficaz às solicitações que venham a surgir. Foram também realizados estudos para avaliar a viabilidade do conceito de desenvolvimento proposto para a unitização das Associações FS/FST numa única área, com vista à extensão da vida útil da concessão.

Adicionalmente, prossegue o Projecto de Localização de Óleo Remanescente (LTRO), que visa identificar e quantificar acumulações residuais de hidrocarbonetos em zonas já em produção, bem como propor soluções técnicas para a recuperação adicional desses recursos. No âmbito desse projecto, foram realizados estudos de subsuperfície nos campos de Banzala (Bloco 0), Búfalo (Bloco 3/05), Batuque (Bloco 15), Ochigufu (Bloco 15/06), Dália e CLOV (Bloco 17).

Igualmente, estão em curso os seguintes projectos:

Agogo Integrado ao Pólo Oeste (Bloco 15/06), para a produção de óleo dos campos Agogo, Ndungu e remanescentes do Pólo Oeste, por meio de um FPSO convertido com capacidade de processamento de 120 000 BOPD, e o desenvolvimento do sistema de produção submarina de 36 poços. Para o campo Agogo estima-se um aumento de produção de 101 000 BOPD e a perfuração de 22 poços, com início previsto para o 4.º trimestre de 2025, enquanto para o campo Ndungu estima-se um aumento de produção de 50 000 BOPD e a perfuração de 14 poços, com início previsto para o 1.º trimestre de 2026. O progresso global do projecto é de 63% dos 58% planeados.

CLOV Fase 3 (Bloco 17), para o aumento da produção dos campos em 40 000 BOPD e a perfuração de 5 poços de desenvolvimento, cujo início de produção foi adiado para o 2.º trimestre de 2025, devido à indisponibilidade do navio de instalação. O progresso global do projecto é de 83% dos 99% planeados.

Begónia (Bloco 17/06), para a produção de 40 000 BOPD, com a instalação de aproximadamente 22 km de linhas submarinas, 15 km de cabos umbilicais, equipamentos associados e perfuração de 5 poços de desenvolvimento. O início de produção foi adiado para o 2.º trimestre de 2025, devido a um problema

para conectar a sua linha de produção à do PazFlor, bem como a indisponibilidade do navio de instalação. O progresso global do projecto é de 87% dos 96% planeados.

Infills do Greater Plutónio (Bloco 18), para a produção de 13,7 MMBO a fluir para o FPSO Greater Plutónio com a perfuração de 3 poços infills nos campos Paládio, Cobalto e Plutónio. O início de produção está previsto para o 1.º trimestre de 2025 e o progresso global do projecto é de 37% dos 37% planeados.

Por forma a dinamizar o sector, após a publicação do Decreto Legislativo Presidencial n.º 6/18 de 18 de Maio, que define os incentivos e os procedimentos para a adequação dos termos contratuais e fiscais aplicáveis às zonas marginais qualificadas, estão em curso diversos projectos para desenvolver os campos marginais identificados nos Blocos 0 e 20/11, conforme detalhe abaixo.

Ndola Sul (Bloco 0), para a criação de infraestruturas com capacidade de produção de 25 000 BOPD, cujo início de produção está previsto para o 4.º trimestre de 2025. O progresso global do projecto é de 58% dos 61% planeados.

Kaminho (Bloco 20/11), para a produção de óleo nos campos Cameia e Golfinho faseadamente, por meio de um FPSO convertido com capacidade de processamento de 70 000 BOPD, e o desenvolvimento de 13 poços. O início de produção do Cameia e do Golfinho está previsto para o 3.º trimestre de 2028 e 2.º trimestre de 2031, respectivamente. O ano de 2024 foi marcado pelo sancionamento do projecto Kaminho, cujo progresso global do projecto é de 8% dos 12% planeados.



3.2.4

Produção de Gás Natural Associado

A produção de gás associado em Angola foi de 982 790 milhões de pés cúbicos (MMSCF), com uma média diária de 2 685 MMSCFD, 3,45% abaixo da previsão de 2 781 MMSCFD e o equivalente a um aumento de 1,74% comparativamente à média diária do período homólogo (2 639 MMSCFD). Importa ainda referir que a produção de gás foi suportada por 54 poços, dos quais 53 marítimos e 1 terrestre.

A queima de gás natural foi de 164 MMSCFD vs. 192 MMSCFD inicialmente previstos. Por outro lado, o índice de aproveitamento de gás foi de 94%, com 6% de desperdício de queima, 53% utilizados para injeção, 12% para combustível e 25% excedentário para o fornecimento à fábrica de ALNG.

Os Blocos 0, 15 e 17, mantendo as tendências dos últimos anos, foram os que mais produziram, com um total de 2 132 MMSCFD, representando, respectivamente, 39,89%, 22,68% e 16,83% da média diária produzida.

ASSOCIAÇÕES BLOCOS		PRODUÇÃO PETROLÍFERA		VARIAÇÃO	PESO
		2024	2023		
Onshore		11	9	22,22%	0,41%
Terra	FS/ FST	11	8	37,50%	0,41%
	Cabinda Sul	0	1	(100%)	0%
Offshore		2 674	2 629	1,64%	99,52%
Águas rasas	Bloco 0	1 071	1 065	0,56%	39,89%
	Bloco 2/05	24	23	4,35%	0,89%
	Bloco 3/05	81	78	3,85%	3,02%
	Bloco 3/05 A	3	1	100%	0,07%
Águas profundas	Bloco 4/05	4	3	33,33%	0,15%
	Bloco 14	42	68	(39,71%)	1,53%
	Bloco 15	609	484	25,83%	22,68%
	Bloco 15/06	148	160	(7,50%)	5,51%
	Bloco 17	452	468	(3,42%)	16,83%
	Bloco 18	61	65	(6,15%)	2,27%
Águas ultra profundas	Bloco 31	86	118	(27,12%)	3,20%
	Bloco 32	93	96	(3,13%)	3,46%
Média diária		2 685	2 639	1,74%	

Tabela 5 – Distribuição da produção média diária de gás associado por blocos (valores expressos em milhões de pés cúbicos por dia).



A produção de gás associado do Bloco O (1 071 MMSCFD) permitiu extrair 10 456 barris de LPG, equivalente a 5 965 barris de propano, 4 105 barris de butano e 385 barris de LPG da planta onshore.

A fábrica ALNG atingiu uma produção de gás de 43 187 290 BOE, proveniente dos Blocos O, 14, 15, 17, 18, 31 e 32, o equivalente à média de 117 998 BOEPD, incluindo a produção LNG (95

497 BOEPD), butano (7 192 BOEPD), propano (10 225 BOEPD) e condensados (5 084 BOEPD), com uma taxa de utilização de 67,98%.

Importa mencionar que ocorreram 55 carregamentos de LNG (34 603 986 BOE ~ 3 856 668 toneladas métricas), 16 de propano (6 026 934 barris), 18 de butano (2 884 847 barris) e 7 de condensados (2 273 600 barris).

ORIGEM	PRODUÇÃO ALNG		VARIAÇÃO
	2024	2023	
LNG	95 497	94 234	1,34%
Propano	10 225	10 775	(5,10%)
Butano	7 192	7 590	(5,24%)
Condensados	5 084	5 491	(7,41%)
Média diária	117 998	118 091	(0,08%)

Tabela 6 – Produção da fábrica ALNG (valores expressos em barris de petróleo equivalente por dia).



Ao todo, no período em análise a produção de petróleo bruto foi de 422 645 089 BOE, ao passo que em 2023 foi de 412 947 453 BOE, o que representa um aumento de 2,35% em relação ao ano anterior.

Projectos estruturantes para o desenvolvimento de gás natural

Nos termos do Decreto Presidencial n.º 7/18, que estabelece o regime jurídico para a exploração, produção e venda de gás, assim como para dinamizar a operacionalização do Novo Consórcio de Gás, está a ser realizado o acompanhamento dos seguintes projectos:

Quiluma e Maboqueiro (NCG), para criação de infraestruturas para produção e envio de até 412 MMSCFD de gás não associado para a planta do ALNG no Soyo, através da instalação de 2 plataformas de poços (Quiluma e Maboqueiro), gasodutos e uma Planta de Tratamento de Gás (GTP). O início de produção está previsto para o 1.º trimestre de 2026 e o progresso global do projecto é de 55% dos 40% planeados.

Sanha Lean Gas Connection (SLGC) e Booster Compressor Module (BCM) (Bloco O), visa a criação de infraestruturas para o envio global de 600 MMSCFD de gás dos campos Sanha e Nemba para a planta do ALNG, através da construção de uma plataforma de gás (LGP), um módulo de compressão de gás (BCM) e pipelines. O primeiro envio de gás da plataforma SLGC ocorreu a 20 de Dezembro de 2024, com uma produção inicial de 80 MMSCFD, tendo no dia seguinte atingido uma produção de 380 MMSCFD de gás. Relativamente ao BCM, decorrem as actividades de arranque, validação da documentação técnica e assistência ao compressor para o início de produção de gás previsto para o 1.º trimestre de 2025. O progresso global do SLGC é de 95% dos 100% planeados e do BCM é de 94% dos 100% planeados.

3.2.5 Gestão das Concessões

No que concerne à homologação de contratos, no exercício de 2024 foram homologados pela Concessionária 577 contratos para aquisição de bens e serviços no sector, totalizando o montante de USD 18 861 384 918. O valor homologado representa 98% do valor solicitado pelas operadoras. Foram igualmente homologados 191 listas de concorrentes e 34 livros de ordens de trabalho para serviços prestados por afiliadas de operadoras, no valor de USD 642 014 530, representando 65% do valor solicitado.

Dos contratos homologados, 63% foram por concurso público, 19% por renovação e extensão com fundos adicionais, e 18% por fundos adicionais e adjudicação directa. Relativamente às rubricas, 57% dos contratos foram para Desenvolvimento, 41% para Operação, 1% para Exploração e 1% para Administração e Serviços.

Nos últimos cinco anos é notório o aumento (cerca de 20% ao ano) do investimento nas concessões petrolíferas activas, conforme gráfico abaixo.

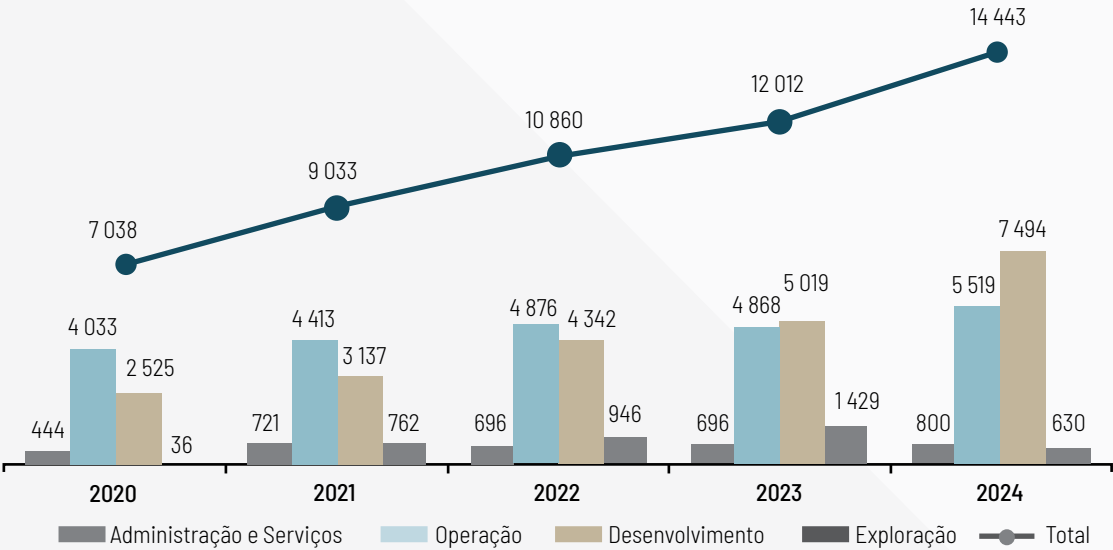


Gráfico 5 – Perfil de investimentos nas concessões activas (valores expressos em milhões de USD).

Desde 2020 foram investidos aproximadamente USD 53,4 mil milhões, repartidos em USD 23,6 mil milhões para Operação (44%), USD 22,3 mil milhões para Desenvolvimento (42%), USD 4,2 mil milhões para Exploração (7%) e USD 3,2 mil milhões para Administração e Serviços (6%). Esses investimentos devem-se à nova aposta nas actividades de exploração, na gestão eficiente dos reservatórios e na integridade e modernização das infraestruturas dos blocos mais antigos, com objectivo de aumentar a eficiência operacional. Resultam também do sancionamento de projectos de desenvolvimento, como o Agogo Integrado ao Pólo Oeste no Bloco 15/06 e o Kaminho no Bloco 20/11, que representam iniciativas

estratégicas de grande relevância para o sector e cruciais para assegurar a sustentabilidade da produção petrolífera nacional.

Quanto aos regimes de serviço, comparativamente ao ano anterior, há a realçar o aumento significativo em 117% de contratações por regime de concorrência e 29% por regime de exclusividade. Por outro lado, apesar de registar um decréscimo de 11%, a contratação por regime de preferência foi a que teve o maior número de homologações (65%), seguindo-se os regimes de concorrência (33%) e de exclusividade (3%), como se pode verificar a seguir.

	2024	2023	VARIAÇÃO	PESO
EXCLUSIVIDADE	503 922 506	389 707 107	29%	3%
PREFERÊNCIA	12 174 576 804	13 696 173 885	(11%)	65%
CONCORRÊNCIA	6 182 885 608	2 849 506 506	117%	33%
TOTAL	18 861 384 918	16 935 387 498	11%	100%

Tabela 7 – Volume de contratos homologados por regimes de serviço (valores expressos em USD).

Contratação no Âmbito do Conteúdo Local

Na tabela abaixo pode-se verificar que as Sociedades Comerciais de Direito Angolano (SCDA) representam a maior proporção das homologações, com USD 16 163 358 706 (86%), seguidas das Sociedades Comerciais Angolanas (SCA) com USD 1 689 167 743 (9%) e das Sociedades Estrangeiras (SE) com USD 1 008 858 469 (5%). Nas SCDA, destaca-se a contratação por regime de preferência, com cerca de 64% do volume total, seguida da contratação por regime de concorrência com aproximadamente 35%.

	CONCORRÊNCIA	EXCLUSIVIDADE	PREFERÊNCIA	N.º CONTRATOS
SCA	-	456 656 787 (90)	1 232 510 956 (54)	144
SCDA	5 714 921 582 (45)	47 265 720 (13)	10 401 171 404 (327)	385
SE	467 964 026 (17)	-	540 894 443 (31)	48
TOTAL	6 182 885 608	503 922 506	12 174 576 804	577

Tabela 8 – Homologação de contratos por regime de serviço e tipo de sociedade.

Nos dados apresentados na tabela 8, destaca-se mais uma vez o regime de preferência com cerca de 57% do total de contratos homologados. Cabe ainda realçar que dos 31 contratos das SE, 11 referem-se à extensão de contratos adjudicados antes da implementação do Decreto Presidencial n.º 271/20 relativo ao regime jurídico do Conteúdo Local do sector dos petróleos.

No que se refere à angolanização da força de trabalho, em finais de 2024 a indústria de petróleo e gás contava com cerca de 36 mil colaboradores, 88% dos quais cidadãos nacionais substancialmente alocados nas empresas operadoras.

Análises económicas

No âmbito da supervisão das actividades económicas do sector petrolífero, foram efectuadas, entre outras, análises relacionadas com os seguintes blocos:

Bloco 15 – assinado o *Heads of Agreement* do Bloco, que contempla a alteração dos termos actuais do Contrato de Partilha de Produção, da qual resultou a unificação das quatro Áreas de Desenvolvimento existentes e a consequente constituição de uma só denominada “Área de Desenvolvimento Kizomba”. O referido *Heads of Agreement* inclui ainda a extensão do período de produção de 2032 para 2037 e a alteração na partilha do *Profit Oil* e do *Cost Oil*.

Bloco 15/06 – recomendada a aprovação para a inclusão da Área de Desenvolvimento Agogo, bem como a uniformização dos períodos de produção de todas as Áreas de Desenvolvimento do Bloco até 2045.

Bloco 20/11 – recomendada a aprovação do plano de desenvolvimento e produção do Kaminho, que contempla 13 poços, e que apresenta reservas estimadas em 371,4 milhões de barris no período de 2028 a 2048.

Bloco 32 – recomendada a aprovação da revisão da adenda ao GPP do Kaombo, que contempla 3 novos poços, com um incremento total na produção de 18 milhões de barris. Adicionalmente, foi recomendada a aprovação do KARI Fase 1, para a perfuração de 3 poços infills, com um adicional total de 18 milhões de barris, e a actualização do “Capex Cap” de USD 19 002 milhões para USD 19 375 milhões.

Custo operacional por barril ¹

Relativamente ao custo operacional directo por barril, a média ponderada anual no sector petrolífero, sem os custos de abandono, foi de USD 12,35, o que representa um aumento de 3% face a 2023 (USD 11,7). Essa alteração justifica-se pelo elevado custo de manutenção das instalações.

O Bloco 4/05 apresenta o custo unitário por barril mais elevado da indústria, no valor de USD 61,5, enquanto o Bloco 32 apresenta o custo mais baixo, no valor de USD 4,64, resultante do estado de conservação das instalações e estabilidade nos níveis de produção.

Em relação ao período homólogo, verifica-se um aumento exponencial do custo operacional por barril para os Blocos 0 e Cabinda Sul, contrariando as reduções consecutivas que se vinham observando nos três últimos anos. Em sentido inverso, registou-se um decréscimo considerável nos custos operacionais por barril dos Blocos 15 e 32, conforme referido na tabela na página seguinte.

¹ O cálculo médio operacional por barril é calculado considerando o volume de produção de cada concessão.



ASSOCIAÇÕES BLOCOS		CUSTOS OPERACIONAIS		VARIAÇÃO
		2024	2023	
Onshore				
Terra	FS	28,5	17,8	60,1%
	FST	26,2	18,2	44%
	Cabinda Sul	58,9	54,6	7,9%
Offshore				
Águas rasas	Bloco 0	28,5	18,5	54,1%
	Bloco 2/05	10,3	6,5	58,5%
	Bloco 3/05	29,3	24,5	19,6%
	Bloco 3/05 A	11,9	7,1	67,6%
	Bloco 4/05	61,5	67,1	(8,3%)
Águas profundas	Bloco 14	11,7	11,9	(1,7%)
	Bloco 15	9,6	13,1	(26,7%)
	Bloco 15/06	22,7	18,7	21,4%
	Bloco 17	5,7	6,8	(16,2%)
	Bloco 18	14	16,5	(15,2%)
Águas ultra-profundas	Bloco 31	16,3	15,3	6,5%
	Bloco 32	4,6	5,5	(16,4%)
Custo médio operacional por barril		12,35	11,7	5,6%

Tabela 9 – Custos operacionais por barril, sem abandono, nas concessões petrolíferas (valores expressos em USD).



Execução orçamental nas concessões

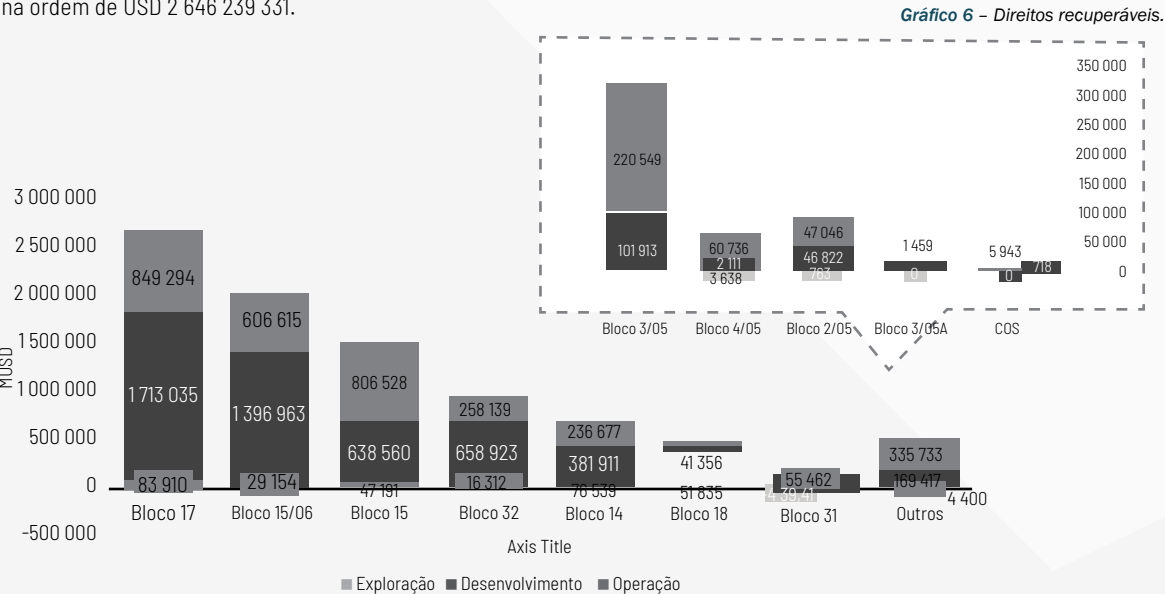
Em 2024, o Orçamento Revisto aprovado foi de USD 14 442 902 872, e teve uma execução de USD 13 216 774 569, o que equivale a 91,51% do referido orçamento.

	Orçamento revisto	1.º trimestre	2.º trimestre	3.º trimestre	4.º trimestre	Acumulado
Exploração	629,90	157,93	73,12	131,97	78,05	441,07
Desenvolvimento	7 493,56	1 286,00	1 797,24	1 666,42	2 225,60	6 975,26
Operação	5 519,01	1 264,62	1 360,22	1 386,67	1 158,52	5 170,03
Adm. e Serviços	800,43	117,99	177,06	132,31	203,07	630,42
TOTAL	14 442,90	2 826,54	3 407,64	3 317,37	3 665,24	13 216,78

Tabela 10 – Execução orçamental nas concessões (valores expressos em milhões de USD).

Recuperação dos investimentos realizados nas concessões em produção²

Os direitos recuperáveis até ao 4.º trimestre dos blocos em produção totalizaram o valor de USD 8 476 299 243, sendo que, até ao período indicado, o Bloco 17 representa a concessão com maior volume de direitos incluindo investimentos na ordem de USD 2 646 239 331.



² Os dados dos Blocos 15/06, 18 e 31 poderão sofrer algumas alterações.

Os custos foram de USD 14 289 768 237. Nesse âmbito, importa frisar que o Bloco 17 apresenta o maior volume de custos recuperados com um total de USD 3 257 391 891, seguindo-se os Blocos 32 e 15 com USD 3 184 661 448 e USD 2 570 631 737, respectivamente.

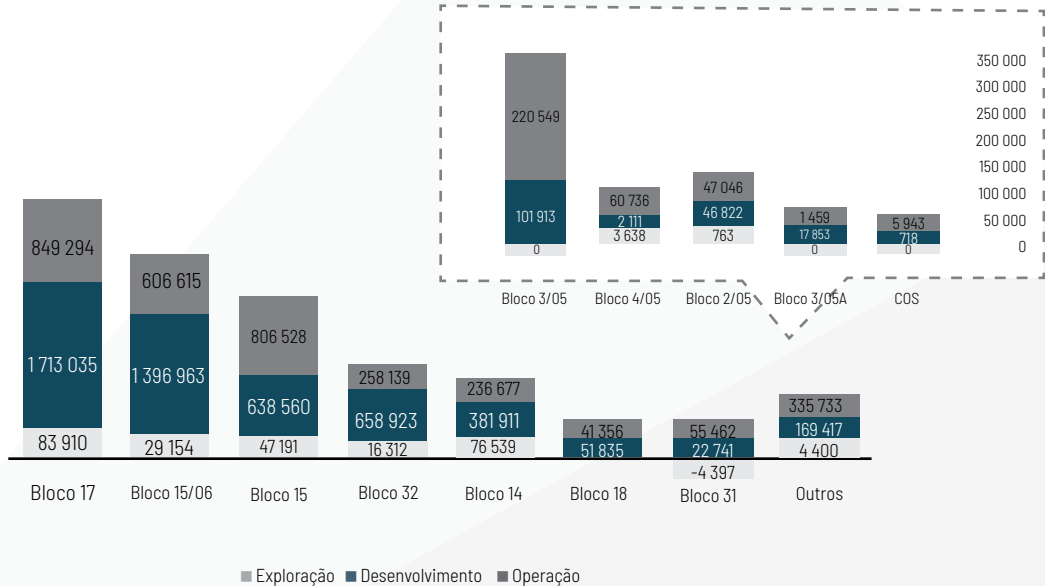


Gráfico 7 – Custos recuperados por bloco.

Os Blocos 15, 17 e 18, respectivamente, merecem referência particular, pelo facto de terem apresentado, até ao 4º trimestre de 2024, a maior capacidade de recuperação (na ordem dos 99% de direitos), tendo apenas custos residuais referentes às suas operações diárias. Por outro lado, é importante mencionar os blocos COS e 3/05A que recuperaram menos de 20%.

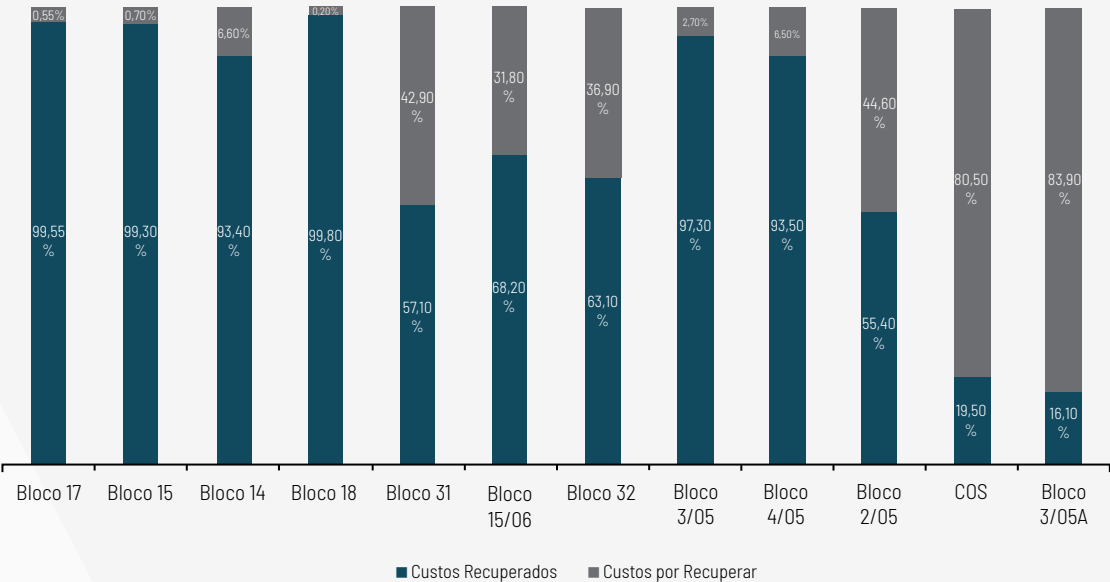


Gráfico 8 – Custos recuperados e custos por recuperar

Direitos e Levantamentos do Petróleo Bruto

Os direitos ao petróleo de Angola foram de cerca de 412 232 153 barris, representando um acréscimo de cerca de 3% comparativamente ao exercício de 2023, repartidos entre a Concessionária Nacional com 106 875 441 barris (~26%), Sonangol com 72 954 040 barris (~18%) e os grupos empreiteiros com 232 402 672 barris (~56%), conforme se pode verificar a seguir.

EMPRESAS	DIREITOS DE PRODUÇÃO		VARIAÇÃO	PESO
	2024	2023		
ANPG	106 875 441	92 477 523	15,57%	25,93%
Azule Energy	60 089 070	59 458 994	1,06%	14,58%
TotalEnergies	50 481 009	53 189 278	(5,09%)	12,25%
Sonangol P&P	52 551 406	53 831 218	(2,38%)	12,75%
ExxonMobil	36 075 429	33 684 109	7,10%	8,75%
Cabgoc	23 359 979	24 330 195	(3,99%)	5,67%
SSI	26 852 681	27 939 741	(3,89%)	6,51%
Equinor	23 712 386	23 992 780	(1,17%)	5,75%
Sonangol E.P.	20 402 634	21 638 966	(5,71%)	4,95%
Outras	11 832 118	9 919 303	19,28%	2,87%
TOTAL	412 232 153	400 462 107	2,94%	100%

Tabela 11 – Direitos de produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em mil barris).



Levantamentos de Produção

Os levantamentos de petróleo bruto totalizaram cerca de 410 082 933 barris, representando um acréscimo de quase 2% comparativamente a 2023, repartidos entre a Concessionária Nacional com 106 461 723 barris (~26%), Sonangol com 71 158 461 barris (~17%) e os grupos empreiteiros com 232 462 749 barris (~57%).

EMPRESAS	LEVANTAMENTOS DE PRODUÇÃO		VARIAÇÃO	PESO
	2024	2023		
ANPG	106 461 723	92 214 955	15,45%	25,96%
Azule Energy	61 147 406	58 408 188	4,69%	14,91%
TotalEnergies	51 437 745	53 869 166	(4,51%)	12,54%
Sonangol P&P	52 046 660	57 474 524	(9,44%)	12,69%
ExxonMobil	35 766 886	34 331 826	4,18%	8,72%
Cabgoc	23 261 195	24 440 754	(4,83%)	5,67%
SSI	25 886 702	27 341 285	(5,32%)	6,31%
Equinor	23 765 600	22 190 633	7,10%	5,80%
Sonangol E.P.	19 111 801	21 703 850	(11,94%)	4,66%
Outras	11 197 215	10 041 717	11,51%	2,73%
TOTAL	410 082 933	402 016 898	2,01%	100%

Tabela 12 – Levantamentos da produção de petróleo bruto por empresas (valores expressos em barris).

Do volume de levantamentos, 393 774 335 barris (96%) representam as exportações efectivas e 16 308 598 barris(4%) correspondem às entregas à Refinaria de Luanda.

É importante destacar que, em relação aos direitos e levantamentos da Concessionária Nacional, o Bloco 17 foi o maior contribuinte, representando 51% dos direitos. Além disso, os Blocos 17 (53%) e 15 (29%) foram os principais responsáveis pelos levantamentos.

Assim como no ano anterior, as maiores contribuições para os direitos e levantamentos vieram das ramas Mostarda, Nemba e Dália, que em ambos os casos corresponderam a 31% do total registado.

Exportações do Petróleo Bruto da Concessionária Nacional

A exportação do petróleo bruto da Concessionária foi cerca de 106 461 723 barris, um aumento de 16,03% comparativamente a 2023, demonstrando desse modo sinais de crescimento estável. Quanto às principais ramas comercializadas, destacam-se a Dália (30,26%), Hungo (13,98%), Girassol (10,66%) e PazFlor (8,88%) que juntas totalizaram 67 897 802 barris, ou seja, mais de 63% do volume exportado.

RAMAS EXPORTADAS	VOLUMES EXPORTADOS		VARIAÇÃO	PESO
	2024	2023		
Dália	32 214 797	24 640 503	30,74%	30,26%
Girassol	11 351 019	15 585 081	(27,17%)	10,66%
Hungo	14 882 975	11 331 213	31,34%	13,98%
Plutónio	7 785 615	7 830 396	(0,57%)	7,31%
Nemba	4 213 972	4 985 584	(15,48%)	3,96%
Kissanje	7 612 264	4 666 933	63,11%	7,15%
Paz-Flor	9 449 011	5 621 957	68,07%	8,88%
Saxi	3 817 838	3 770 449	1,26%	3,59%
Mostarda	1 709 636	2 107 447	(18,88%)	1,61%
Mondo	4 644 925	1 816 363	155,73%	4,36%
CLOV	2 987 804	3 005 921	(0,60%)	2,81%
Palanca	1 828 232	1 715 408	6,58%	1,72%
Saturno	977 737	1 665 427	(41,29%)	0,92%
Sangos	1 796 675	642 481	179,65%	1,69%
Olombendo	662 685	1 847 819	(64,14%)	0,62%
Gindungo	451 038	382 848	17,81%	0,42%
Gimboa	69 000	102 833	(32,90%)	0,06%
Cabinda	6 500	9 100	(28,57%)	0,01%
TOTAL	106 461 723	91 727 763	16,06%	100%

Tabela 13 – Exportações do petróleo bruto da Concessionária Nacional (valores expressos em barris).

A República Popular da China continua na liderança da lista de principais destinos do petróleo bruto, com 52% do volume total exportado pela Concessionária Nacional, seguindo-se a Índia com 9%, a Espanha com 6% e a Indonésia com 5%.



Figura 8 – Principais destinos do crude angolano

3.3

Função Reguladora

A ANPG tem implementado medidas regulatórias com o objectivo de incentivar a melhoria do desempenho do sector Upstream petrolífero, por meio do estabelecimento de normas e regras a serem seguidas pelas operadoras e prestadoras de serviços. Essas medidas têm-se concentrado principalmente no aprimoramento da regulamentação existente, bem como na elaboração de novas propostas adaptadas às necessidades do contexto actual.

Visando promover a adopção das melhores práticas da indústria e otimizar o ambiente de negócios, foram elaboradas as Agendas Regulatórias de 2021 e de 2022/23, estando actualmente em fase de revisão interna a Agenda Regulatória para 2025.

A Agenda Regulatória de 2021, que inclui seis iniciativas, encontra-se também em processo de revisão interna com os respectivos Procedimentos de Fiscalização, para posterior aprovação e publicação no Diário da República pelo ministério responsável, por meio de Decretos Executivos.

- Regulamento Técnico de Estimativa de Reservas e Recursos.
- Regulamento Técnico de Medição Fiscal de Petróleo e Gás Natural.
- Regulamento Técnico do Plano Anual de Produção.
- Regulamento Técnico de Segurança Operacional de Instalações de Perfuração e Produção.
- Instrutivo de Entrega de Dados de Exploração e Produção.
- Regulamento Técnico do Programa de Trabalho e Orçamento.

A Agenda Regulatória 2022/23 contempla 15 iniciativas, das quais 5 são Projectos Regulatórios acompanhados dos respectivos Procedimentos de Fiscalização, que serão reencaminhados para a ACEPA, com o intuito de dar início à 1.ª Fase da Consulta Pública, antes de seguirem para aprovação posterior.

- Regulamento Técnico do Plano Geral de Desenvolvimento de Produção.
- Regulamento Técnico de Envio de Dados e Informação de Produção.
- Regulamento Técnico de Projecto e Operação de Oleodutos e Gasodutos em Concessões Terrestres.
- Regulamento Técnico de Utilização de Instalações de Terceiros.

- Regulamento Técnico de Envio de Dados e Informação de Produção.

Os restantes 10 Projectos Regulatórios, dedicados principalmente às questões relacionadas com segurança e meio ambiente, encontram-se em revisão final para a 2.ª Fase da Consulta Pública, com data a determinar..

- Regulamento Técnico de Segurança e Integridade de Poços.
- Regulamento Técnico de Segurança Operacional de Sistemas Submarinos.
- Instrutivo de Ordens de Modificação.
- Instrutivo de Reporte de Informação Económica e de Direitos das Concessões.
- Regulamento de Segurança e Protecção de Instalações Petrolíferas.
- Regulamento Técnico de Emissões de Gases.
- Regulamento Técnico de Queima e Perda de Gás
- Regulamento Técnico de Gasodutos de Transmissão de Gás Natural.
- Regulamento Técnico das Unidades de Processamento de Gás Natural.
- Regulamento Técnico de Ordens de Trabalho.

3.4 Função Fiscalizadora

O Decreto Presidencial n.º 49/19 atribui igualmente à ANPG o papel de entidade fiscalizadora da actividade no *Upstream*, desempenhando uma função essencial na monitorização e regulação das actividades do sector, com vista a assegurar a conformidade, a segurança e a eficiência operacional.

3.4.1

Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente às Instalações Petrolíferas

O projecto de Auditoria e Inspeção de Segurança e Ambiente às Instalações Petrolíferas incluiu a realização de 5 auditorias e inspeções. Durante esse processo, foram avaliadas as instalações petrolíferas da Mafumeira, Complexo Delta e KWIP (Bloco 0), bem como as instalações de Tômbwa-Lândana e BBLT (Bloco 14). Actualmente, os relatórios de auditoria estão em fase de validação.

Quanto ao acompanhamento das não conformidades (NC) e observações identificadas nos anos anteriores, a tabela a seguir apresenta as constatações que ainda permanecem em aberto e em fase de tratamento.

BLOCO	NC CRÍTICA	NC MAIOR	NC MENOR	OBSERVAÇÃO
Associações FS/FST	36	484	618	132
Bloco 3/05	111	309	107	25
Bloco 18	12	54	29	10

Tabela 14 – Não conformidades constatadas nas auditorias e inspeções.

3.4.2

Auditoria das Concessões

Durante o ano de 2024 foi realizada a Auditoria Uniformizada aos Custos Recuperáveis e Recuperados referentes ao exercício de 2023, com início dos trabalhos a 23 de Julho de 2024 e término previsto para 24 de Janeiro de 2025.

No âmbito da Auditoria Uniformizada, foram realizadas reuniões de concertação e alinhamento entre os intervenientes no processo, onde diversos temas pendentes foram discutidos e resolvidos, incluindo:

- Resolução das excepções identificadas nas Auditorias de Concessionária do período de 2002 a 2016 da Sonangol P&P, que foram aprovadas com base na adesão global das companhias junto à AGT, sem impactos ou ajustes no *Profit Oil* e nos respectivos direitos da Concessionária Nacional.

3.4.3

Compliance

Em relação ao processo de Due Diligence, foi efectuada uma análise de conformidade, idoneidade e isenção a terceiros às empresas prestadoras de serviços, aos fornecedores de bens, bem como aos potenciais investidores no sector petrolífero, destacando-se os projectos Zaire, Palanca e Ingombota e respectivas actividades desenvolvidas.

Projecto Zaire (Apoio às Actividades de Due Diligence aos Potenciais Investidores na Indústria Petrolífera):

- Realizadas 46 análises de Due Diligence aos potenciais investidores do sector petrolífero angolano.
- Elaborado um índice de avaliação de idoneidade das contrapartes.
- Elaborada uma base de dados contendo uma lista de empresas com risco elevado.
- Plano de mitigação para detecção de riscos de terceiros com impacto na actividade da ANPG.
- *Black list* para entidades sancionadas e outras que podem impactar negativamente a reputação da ANPG.
- Melhoria ao Questionário de Ética e Integridade.
- Melhoria na Norma de *Due Diligence*

Projecto Palanca (Avaliação Sectorial de Risco de Branqueamento de Capitais, Proliferação de Armas e Financiamento ao Terrorismo):

Tendo em conta que o sector petrolífero atrai investimentos significativos e opera frequentemente em ambientes complexos e de alto risco, identificar e mitigar potenciais riscos associados às actividades ilícitas é essencial para reforçar a credibilidade do sector, promover a transparência e garantir a conformidade com os regulamentos internacionais.

- O resultado desse processo permite que cada entidade obtenha uma visão clara e objectiva sobre o seu nível de risco em relação ao Branqueamento de Capitais (BC), Proliferação de Armas (PDAM) e Financiamento ao Terrorismo (FT). Essa informação é crucial para

apoiar a adopção de medidas eficazes de mitigação, o fortalecimento das práticas de conformidade e o alinhamento com as normativas internacionais.

- Realizada a formação sobre Avaliação Sectorial de Risco de Branqueamento de Capitais, Proliferação de Armas e Financiamento ao Terrorismo.

Projecto Ingombota (Monitoramento e Alinhamento de Compliance no Sector Petrolífero):

- Foi realizada uma análise crítica do atual corpo normativo relacionado com a gestão de Compliance, concluindo-se que a ANPG possui um conjunto adequado de políticas, normas e procedimentos internos para tratar dos riscos de Compliance.
- Realizou-se um diagnóstico detalhado da metodologia em vigor, conforme a norma ISO 37301:2021, com a devida identificação das fragilidades e limitações existentes no processo de gestão do ciclo de Compliance.
- Foram recolhidos e compilados dados e indicadores-chave ESG, como emissões de gases de efeito estufa, redução da pegada de carbono, eficiência energética, uso de energia renovável, gestão de água, gestão de resíduos, derramamento e vazamento de óleo, entre outros, conforme os *frameworks* de referência estabelecidos.
- Foi realizada uma análise de benchmarking de entidades internacionais da indústria petrolífera, incluindo a TotalEnergies, Chevron, ExxonMobil e a Azule Energy, com base em directrizes previamente definidas.

4. Desempenho Financeiro

4.1

Desempenho Operacional

A ANPG encerrou o exercício de 2024 com um Resultado Líquido positivo de 839 017 957 mAOA (oitocentos e trinta e nove mil milhões, dezassete milhões e novecentos e cinquenta e sete milhares de kwanzas), isto é, 65% inferior em relação ao ano anterior, devido essencialmente a actualização financeira da Provisão do abandono e dos impactos da actualização cambial das rubricas relacionadas ao Fundo de Abandono (Banco e Contas a Receber), sendo este resultado meramente contabilístico, não constituindo, por isso, um influxo financeiro para a Concessionária Nacional.

Descrição	2024	2023
Proveitos Operacionais	177 257 577	379 874 321
Custos Operacionais	(192 828 761)	(259 771 258)
RESULTADOS OPERACIONAIS	(15 571 185)	120 103 063
Resultados financeiros	385 244 464	1 119 497 316
Resultados não-operacionais	469 344 678	1 188 577 690
RESULTADOS LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	839 017 957	2 428 178 070

Tabela 15 – Resultado líquido do exercício (valores expressos em milhares de AOA).

Não obstante o resultado líquido positivo, os resultados operacionais figuram-se negativos devido a alteração da política contabilística, face ao reconhecimento dos proveitos relacionados com a Taxa de Consignação, passando a ser reconhecido apenas a receita cobrada, que corresponde a 29% do valor facturado, impactando significativamente na materialização dos projectos estruturantes da Concessionária Nacional, que visam assegurar a sustentabilidade da produção petrolífera a médio e longo prazo.

4.1.1

Proveitos Operacionais

Em 2024 a ANPG obteve uma receita total de 177 257 577 mAOA (cento e setenta e sete mil milhões, duzentos e cinquenta e sete milhões, quinhentos e setenta e sete milhares de kwanzas), proveniente das seguintes fontes: taxa de consignação(47%), venda de dados sísmicos(14,3%), venda de materiais petrolíferos(12,4%) e outros proveitos operacionais (26,3%), conforme demonstrado no gráfico abaixo:

PROVEITOS OPERACIONAIS	2024	2023
Petróleo bruto - Concessionária	83 384 877	244 483 150
Venda de dados sísmicos	25 327 806	37 967
Venda de materiais petrolíferos	21 934 204	863 253
Outros proveitos e ganhos operacionais	46 610 689	134 489 951
TOTAL	177 257 577	379 874 321

Tabela 16 – Proveitos operacionais (valores expressos em milhares de AOA).

Proveitos – Petróleo Bruto - Concessionária

A variação dos proveitos operacionais decorre, essencialmente, da anulação dos Proveitos – Petróleo Bruto – Concessionária (Consignação) e do reconhecimento das receitas arrecadadas até 31 de Dezembro de 2024, conforme previsto no n.º 2 do artigo 9.º da Lei n.º 18/24, que aprova o Orçamento Geral do Estado para o Exercício Económico de 2025.

Nos termos dessa disposição legal, a não realização, total ou parcial, do montante correspondente à taxa de consignação, por insuficiência de tesouraria do Estado, não configura dívida

do Estado perante a Concessionária Nacional e, portanto, não pode ser reconhecida como proveito.

Dessa forma, a rubrica de consignação apresenta-se detalhada como abaixo ilustrado:

Bloco	Ramas vendidas	Margem Concessionária	Proveito do Estado	Margem da Concessionária cobrada
Bloco Cabinda Sul	368 681	18 434	350 247	5 051
Bloco 2/05	20 283 671	1 014 184	19 269 487	277 911
Bloco 3/05	66 095 362	3 304 768	62 790 594	905 586
Bloco 3/05A	2 493 666	124 683	2 368 983	34 166
Bloco 4/05	4 077 094	203 855	3 873 239	55 861
Bloco 14	237 392 934	11 869 647	225 523 287	3 252 567
Bloco 14 K	1 236 171	61 809	1 174 363	16 937
Bloco 15	1 773 262 794	88 663 140	1 684 599 654	24 295 822
Bloco 15/06	139 806 109	6 990 305	132 815 804	1 915 511
Bloco 17	3 205 837 673	160 291 884	3 045 545 790	43 923 812
Bloco 18	438 527 516	21 926 376	416 601 140	6 008 352
Bloco 31	55 346 530	2 767 326	52 579 203	758 314
Bloco 32	141 227 601	7 061 380	134 166 221	1 934 987
Total	6 085 955 802	304 297 790	5 781 658 012	83 384 877

Tabela 17 – Proveitos – Petróleo Bruto – Concessionária (valores expressos em milhares de AOA).



4.1.2

Despesas Operacionais

As despesas operacionais totalizaram 192 828 761 m AOA (cento e noventa e dois mil milhões, oitocentos e vinte e oito milhões, setecentos e sessenta e um milhares de kwanzas), englobando despesas com pessoal, amortizações, bem como outros custos e perdas operacionais, conforme demonstrado no quadro a seguir.

DESCRIÇÃO	2024	2023
Custos com o pessoal	71 474 258	63 719 732
Amortizações	5 121 442	3 186 322
Outros custos e perdas operacionais	116 233 061	192 865 204
TOTAL	192 828 761	259 771 258

Tabela 18 – Despesas operacionais (valores expressos em milhares de AOA).

4.1.3

Resultados Financeiros e não Operacionais

O custo com o pessoal inclui as despesas com salário, acções de formação, deslocações, estadias, seguros e outras despesas relacionadas com a gestão do capital humano.

As amortizações referem-se à depreciação dos activos (carros, imóveis, material informático e outros), porquanto os outros custos e perdas operacionais referem-se a fornecimentos e serviços de terceiros, incluindo: (i) despesas com estudos sobre o potencial petrolífero das Bacias de Angola; (ii) custos relacionados com licitações, operações petrolíferas e participação em eventos; (iii) serviços de consultoria voltados para projectos de produção incremental de petróleo bruto; (iv) taxas aduaneiras, honorários de despachantes e serviços de inspecção; (v) gastos com conservação e reparação; e (vi) aquisição de licenças, *softwares*, serviços informáticos e de gestão.

Os **Resultados Financeiros** do exercício, que ascendem a 385 244 464 mAOA (trezentos e oitenta e cinco mil milhões, duzentos e quarenta e quatro milhões, quatrocentos e sessenta e quatro milhares de kwanzas) estão essencialmente relacionados com as diferenças de câmbio efectuadas a 31 de Dezembro de 2024, com maior impacto nas rubricas relacionadas ao Fundo de abandono, nomeadamente:

- Outros activos Financeiros (Obrigações de Tesouro).
- Disponibilidades (Depósitos em Contas de Garantia).
- Contas a receber dos Grupos Empreiteiros e da anterior Concessionária Nacional.

RUBRICAS	31/12/2024	31/12/2023
PROVEITOS E GANHOS FINANCEIROS:		
Juros obtidos	323 166	1 155 631
Diferenças de câmbio favoráveis	4 826 739 006	4 324 094 516
	4 827 062 172	4 325 250 146
CUSTOS E PERDAS FINANCEIRAS:		
Despesas bancárias	224 270	91 574
Diferenças de câmbio desfavoráveis	4 441 593 438	3 205 661 256
	4 441 817 708	3 205 752 830
	385 244 464	1 119 497 316

Tabela 19 – Resultados financeiros (valores expressos em milhares de AOA).

Os Resultados não Operacionais, de 469 344 678 mAOA, estão relacionados essencialmente com os efeitos da actualização financeira relativa aos planos de abandono previstos.

De notar que, de acordo ao normativo, este proveito representa uma operação meramente contabilística, não constituindo um influxo financeiro para a Concessionária.

RUBRICAS	31/12/2024	31/12/2023
Reposição de provisões - Cobrança Duvidosa (Nota 9)	19 306	-
Reposição de provisões - Contingências Fiscais (Nota 18)	169 342	-
Reposição de provisões - Fundo Abandono (Nota 18)	510 245 852	1 207 870 970
Outros proveitos e ganhos não operacionais	62 788	4 198
Correcções relativas a períodos anteriores-CPNO	2 335 492	2 839 347
	512 832 779	1 210 714 515
CUSTOS E PERDAS NÃO OPERACIONAIS:		
Provisões - Cobrança Duvidosa (Nota 9)	566 506	2 484 234
Provisões - Fundo Abandono (Nota 18)	38 786 221	12 930 709
Provisões - Fundo Abandono (Nota 18)	67 265	-
Provisões - Contingências Fiscais (Nota 18)	2 279 070	-
Multas e penalidades	35 964	5 905 788
Correcções relativas a períodos anteriores-CPNO	1 753 075	816 094
	43 488 101	22 136 825
	469 344 678	1 188 577 690

Tabela 20 – Resultados não Operacionais (valores expressos em milhares de AOA).



4.3 Balanço

Activo não corrente

A rubrica **“Imobilizações corpóreas”** diz respeito essencialmente ao (i) Novo Edifício Sede da ANPG; (ii) Torres do Carmo 2; (iii) Edifício Gika; (iv) a construção do Centro de Gestão de Dados de Exploração e Produção (Litoteca).

Os **“Outros activos financeiros”**, correspondem aos investimentos feitos em Obrigações de Tesouro emitidas pelo Estado angolano.

Na rubrica **“Outros activos não correntes”** estão reconhecidos os fundeamentos a realizar pelos Grupos Empreiteiros das Concessões. A par da actualização financeira, o aumento do saldo está essencialmente relacionado com a aprovação do Plano de abandono do Bloco 20/11.

Activo corrente

Em **“Contas a receber”** estão essencialmente registados os valores a receber a curto prazo relacionados ao Fundo de Abandono(Grupos Empreiteiros, Sonangol E.P. e TotalEnergies).

Na rubrica **“Disponibilidades”** estão registados os saldos bancários do Fundo de Abandono, bem como as contas correntes da ANPG.

Capital Próprio

Na rubrica **“Resultados Transitados”**, para além dos Resultados Líquidos dos anos anteriores, destacamos a anulação dos valores a receber do MINFIN, referente a Taxa de Consignação, e a pagar à Sonangol E.P., referente ao AST e *Marketing Fee*.

Passivo não corrente

As **“Provisões para outros riscos e encargos”** estão relacionadas com o abandono das instalações petrolíferas. Os movimentos ocorridos nas provisões dizem respeito a actualização das estimativas, das quais resultaram em: Aumento da provisão do Bloco 32 decorrente da revisão do Plano de Abandono e a criação de uma nova provisão referente ao Bloco 20/11. Diminuição da provisão das áreas do Bloco 15, decorrente da revisão de Planos de abandono previsionais.

DESCRIÇÃO	31/12/2024	31/12/2023
Activo		
Activo não corrente		
Imobilizações corpóreas	163 158 313	96 753 541
Imobilizações incorpóreas	1 054 887	1 100 709
Outros activos financeiros	689 472 000	583 889 600
Outros activos não correntes	3 390 660 070	3 377 527 764
Total activo não corrente	4 244 345 270	4 059 271 614
Activo corrente		
Outros activos financeiros	49 248 000	87 438 400
Contas a receber	2 777 232 263	3 108 009 634
Disponibilidades	6 031 776 039	4 965 690 077
Outros activos correntes	5 543 004	19 474 012
Total activo corrente	8 863 799 307	8 180 612 123
TOTAL DO ACTIVO	13 108 144 576	12 239 883 737
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO		
Resultados Transitados	3 554 451 240	1 663 334 941
Reservas - Dotações iniciais	6 724 064	6 724 064
Reservas - Incorporação de activos	56 649 511	53 024 456
Resultado do ano	839 017 957	2 428 178 070
Total capital próprio	4 456 842 772	4 151 261 530
Passivo não corrente		
Provisões para pensões	21 530 045	20 577 876
Provisão para outros riscos e encargos	8 453 869 947	7 498 173 636
Total passivo não corrente	8 475 399 992	7 518 751 511
Passivo corrente		
Contas a pagar	154 898 087	534 019 261
Outros passivos correntes	21 003 726	35 851 434
Total Passivo corrente	175 901 813	569 870 695
Total Capital Próprio e Passivo	13 108 144 576	12 239 883 737

Tabela 21 – Balanço (valores expressos em milhares de AOA).

4.4 Gestão do Abandono e Fundeamentos

Responsabilidade pelo abandono de activos mineiros

A responsabilidade inicial pelo abandono dos activos mineiros recai sobre a Concessionária Nacional. Mesmo nos casos em que já tenha ocorrido a reversão dos activos, subsiste a necessidade de constituição de provisões para o desmantelamento, conforme previsto na legislação e normas contabilísticas aplicáveis.

Essas provisões são determinadas com base em estimativas actualizadas anualmente, que consideram os custos projectados

de abandono e a taxa de desconto aplicável. As variações resultantes são ajustadas tanto no activo quanto no passivo, sendo reconhecidas de forma prospectiva. A provisão é descontinuada à medida que ocorra o desmantelamento da respectiva área de desenvolvimento ou bloco.

Actualmente a ANPG apresenta no seu passivo não corrente uma provisão para Abandono no montante de AOA 8 446 951 027 000 correspondente à responsabilidade de desmantelamento de cada bloco, actualizada ao valor presente.

DESCRIÇÃO	31/12/2024	31/12/2023
Associações FS/FST	109 026 818	97 566 754
Bloco Cabinda Sul	5 573 198	3 158 712
Bloco 0	401 511 426	363 737 053
Bloco 2/05	372 447 214	325 575 642
Bloco 3/05	269 542 678	221 612 498
Bloco 4/05	153 728 872	133 560 692
Bloco 14	1 119 541 291	969 669 695
Bloco 14 K	79 349 598	69 283 833
Bloco 15	2 089 558 472	2 072 800 006
Bloco 15/06	267 255 271	233 577 024
Bloco 17	1 535 114 888	1 380 081 776
Bloco 17/06	68 038 945	59 476 410
Bloco 18	598 278 404	522 485 007
Bloco 20/11	101 255 930	0
Bloco 31	463 894 665	405 048 054
Bloco 32	812 833 356	635 328 846
TOTAL	8 446 951 027	7 492 962 003

Tabela 22 – Provisão para o Fundo de Abandono (valores expressos em milhares de AOA).

Para cobertura parcial dessa obrigação, a Concessionária tem a receber dos Grupos Empreiteiros o valor de 4 520 801 514 mAOA correspondente aos Fundos de Abandono que, segundo os CPP, devem ser fundeados pelos empreiteiros até ao término da concessão de cada bloco.

Até 31 de Dezembro de 2024, os valores entregues pelos Grupos Empreiteiros encontram-se registados como:

- Disponibilidades - Fundo de Abandono: (OT): 5 846 790 316 mAOA.
- Aplicações financeiras em Obrigações do Tesouro (OT): 738 720 000 mAOA.
- Contas a receber da anterior Concessionária e da Total: (OT): 1 623 677 835 mAOA.

A actualização financeira da responsabilidade futura de desmantelamento (passivo) e dos valores a receber (activo) resultou num impacto líquido em resultados não operacionais de 510 245 852 mAOA.

Importa destacar que, de acordo com o normativo aplicável, esse resultado representa apenas uma operação contabilística, não constituindo entrada efectiva de recursos financeiros para a Concessionária.

5. Processos de Suporte

FUNDO DE ABANDONO	31/12/2024	31/12/2023
Associações FS/FST	171 864 837	136 928 511
Bloco Cabinda Sul	6 338 653	3 447 959
Bloco 0	470 963 456	416 350 284
Bloco 2/05	6 315 637	4 732 393
Bloco 3/05	3 260 207	80 192 642
Bloco 14	0	11 402 085
Bloco 14 K	95 215 570	75 892 234
Bloco 15	232 498 654	562 817 616
Bloco 15/06	329 546 186	276 698 113
Bloco 17	1 319 628 326	1 089 740 125
Bloco 17/06	91 064 459	55 336 813
Bloco 18	293 249 888	321 732 319
Bloco 20/11	120 380 043	0
Bloco 31	335 091 626	321 051 534
Bloco 32	1 045 383 971	815 538 860
TOTAL	4 520 801 514	4 171 861 486

Tabela 23 – Decomposição de "Fundo de Abandono – Grupos Empreiteiros" (valores expressos em milhares de AOA).

5.1 Instrumentos Contratuais e Legais Produzidos

Foram aprovados e recomendados diversos diplomas legais e documentos jurídicos de suporte à indústria petrolífera, destacando-se o Decreto Presidencial n.º 51/24, que regula o exercício das actividades de exploração de recursos minerais, petróleo e gás em áreas de conservação, e o Decreto Legislativo Presidencial n.º 8/24 sobre a Produção Incremental. Adicionalmente, foram publicados outros diplomas relacionados com as seguintes concessões petrolíferas:

BLOCO CABINDA NORTE

- Decreto Executivo n.º 70/24 de 01 de Março, que prorroga a Fase Inicial de Pesquisa da área de concessão do Bloco Norte da Zona Terrestre de Cabinda, por um período de 6 (seis) meses, a contar de 01 de Abril a 30 de Setembro de 2024.

NOVO CONSÓRCIO DE GÁS

- Decreto Legislativo Presidencial n.º 6/24 de 22 de Maio, que estabelece o Regime Fiscal do Imposto sobre o Valor Acrescentado aplicável às actividades de prospecção, pesquisa, avaliação, desenvolvimento, produção, tratamento, armazenamento, transporte e venda de hidrocarbonetos gasosos, incluindo condensados e líquidos extraídos do gás natural, bem como às actividades de construção, operação e manutenção de infra-estruturas e instalações conexas com aquelas, em zonas terrestres ou marítimas, exercidas ao abrigo do Contrato de Serviços com Risco da Área de Concessão do Novo Consórcio de Gás.

BLOCO 15/06

- Decreto Executivo n.º 66/24 de 21 de Fevereiro, que autoriza a prorrogação da Fase Subsequente de Pesquisa do Contrato de Partilha de Produção do Bloco 15/06, por um período de 5 (cinco) anos, contados a partir de 01 de Dezembro de 2023 até 30 de Novembro de 2028.
- Rectificação n.º 8/24 de 16 de Outubro, que emenda o Decreto Executivo n.º 176/24 de 26 de Setembro, que autoriza a Sonangol E&P a ceder 10% do interesse participativo que detém no Contrato de Partilha de Produção do Bloco 15/06 à NAMCOR – Exploration and Production (Proprietary), Limited.

- Decreto Presidencial n.º 217/24 de 21 de Outubro, que aprova a alteração ao Contrato de Partilha de Produção da Área de Concessão do Bloco 15/06, nos termos da Adenda celebrada entre a Concessionária Nacional, a Azule Energy Angola S.p.A., a Sonangol Pesquisa & Produção, S.S. e a SSI Fifteen Limited.

BLOCO 16

- Decreto Executivo n.º 173/24 de 12 de Setembro, que autoriza a Declaração de Descoberta Marginal do Campo Chissonga do Bloco 16, com efeitos retroactivos de 14 de Maio de 2021 até 19 de Maio de 2022.

BLOCO 23

- Rectificação n.º 7/24 de 16 de Outubro, que emenda o Decreto Executivo n.º 174/24 de 24 de Setembro, que autoriza a Sonangol E&P a ceder 40% do interesse participativo que detém no Contrato de Partilha de Produção do Bloco 23 à NAMCOR – Exploration and Production (Proprietary), Limited.

BLOCO 27

- Rectificação n.º 9/24 de 16 de Outubro, que emenda o Decreto Executivo n.º 175/24 de 25 de Setembro, que autoriza a Sonangol E&P a ceder 35% do interesse participativo que detém no Contrato de Partilha de Produção do Bloco 27 à NAMCOR – Exploration and Production (Proprietary), Limited.

BLOCO 49

- Decreto Legislativo Presidencial n.º 4/24 de 22 de Maio, que aprova e autoriza a atribuição de incentivos fiscais às actividades do Consórcio na Área da Concessão do Bloco 49.

BLOCO 50

- Decreto Legislativo Presidencial n.º 5/24 de 22 de Maio, que aprova e autoriza a atribuição de incentivos fiscais às actividades do Consórcio na Área da Concessão do Bloco 50.

5.2

Iniciativas de Comunicação



A Agência continua empenhada em manter uma comunicação eficiente, eficaz e transparente. No último ano, diversas iniciativas foram consolidadas, visando uma comunicação ainda mais eficaz com o público interno. A intranet foi utilizada de forma intensificada, com a introdução da rubrica "Bom dia, Concessionária!", que apresenta um resumo das matérias veiculadas pelos media (convencional e não convencional) sobre o sector, totalizando 126 *clippings* de notícias de Junho a Dezembro de 2024. O desenvolvimento de campanhas de comunicação voltadas para os programas destinados aos colaboradores exemplifica, com sucesso, as iniciativas realizadas para o público interno.

Para o público externo, reconhecendo a comunicação como uma ferramenta estratégica para promover a percepção das nossas actividades, acções foram executadas em diversas frentes. O microprograma de televisão "Petróleo +" levou aos telespectadores da Televisão Pública de Angola (TPA), e não só, informações sobre as actividades do sector. A *newsletter* "Primeiro Óleo" e o programa de rádio "Canal Energia" desempenham com eficácia o papel de informar com clareza e precisão. O site da ANPG (www.anpg.co.ao), principal fonte de informação sobre o sector petrolífero, especialmente o segmento Upstream, passou por inovações, incluindo a criação de uma página dedicada inteiramente à responsabilidade social. Destaca-se ainda a veiculação de diversas notícias nos meios de comunicação, com especial ênfase para os artigos de opinião publicados no Novo Jornal, abordando temas actuais relacionados com o sector petrolífero.

Relativamente aos artigos técnicos de opinião, foram publicados 4 sobre as seguintes temáticas:

- **Transição energética em Angola** (desafios e oportunidades), por Vita Mateso, coordenador do NIEB, publicado no Novo Jornal, edição de 27 de Setembro de 2024.
- **Reflexão sobre o investimento em sísmica e poços de exploração em Angola**, por Lúmen Sebastião, diretor de Exploração, publicado no Novo Jornal, edição de 17 de Outubro de 2024.
- **Cadeia de valor do gás natural em Angola**, por Américo Fernandes, coordenador do Grupo de Trabalho de Gás Natural, publicado no Novo Jornal, edição de 25 de Outubro de 2024.
- **Projecto de Produção Incremental** - inovação, sustentabilidade e rentabilidade no sector de óleo e gás, por Ana Miala, administradora executiva, publicado no Novo Jornal, edição de 23 de Novembro de 2024.

Durante o ano em análise, foram produzidos e veiculados, na TPA, 9 vídeos no programa Petróleo +, com os seguintes temas:

- O investimento global em projectos de responsabilidade 2029-2023.
- Impacto do Projecto de Estudo do Potencial Petrolífero das Bacias Sedimentares de Kassanje e Etosha-Okavango.
- Empregabilidade em função das actividades das Bacias Interiores.
- Projecto Produção Incremental.
- Acções de responsabilidade social na indústria de oil & gas e mineira.
- Contribuição dos biocombustíveis para a agricultura em Angola.
- Blocos em regime de oferta permanente.
- 11 de Novembro - independência de Angola.
- Natal ANPG.

Uma atenção especial foi dada às redes sociais Facebook, Instagram, Youtube e LinkedIn, esta última reactivada em Abril, que ajudam a disseminar de forma quase instantânea as actividades e novidades do sector, das quais obtivemos os dados estatísticos abaixo:



- Visualizações: **174,6 mil.**
- Alcance: **139,3 mil.**
- Interações de conteúdos: **4,5 mil.**
- Visitas: **15,2 mil.**
- Seguidores: **1,5 mil.**



- Visualizações: **171,6 mil.**
- Alcance: **27,7 mil.**
- Interações de conteúdos: **6,8 mil.**
- Visitas: **13 mil.**
- Seguidores: **1,4 mil.**



- Impressões: **81 267.**
- Reacções: **2 805.**
- Comentários: **95.**
- Compartilhamentos: **15.**

No âmbito das relações institucionais, a Concessionária Nacional participou em diversos eventos cruciais para melhor dar a conhecer o seu campo de actuação, criando oportunidades para o estabelecimento de novas parcerias com os stakeholders do sector.

6. A Nossa Forma de Retribuir

A ANPG acompanha todos os projectos realizados pelos parceiros com recursos provenientes das actividades petrolíferas (por exemplo, custos partilhados e recuperáveis, contribuições e fundos próprios das operadoras), que têm permitido melhorar o impacto social nas comunidades e contribuído para que o Estado e a sociedade tenham um desenvolvimento socioeconómico sustentável. As áreas de destaque incluem a Educação, Saúde, Desenvolvimento Comunitário, Ambiente e Desporto.

Em 2024 realizou-se o acompanhamento de 153 projectos sociais, orçamentados em cerca de USD 193 milhões, dos quais 52 foram financiados por custos próprios das operadoras (USD 113 milhões) e 101 por custos partilhados e contribuições sociais (USD 81 milhões), destacando-se os seguintes:

- Inauguração do Internato Santa Isabel (Moxico), composto por uma área administrativa, edifício para sala de estudos, refeitório, lavandaria, jango e jardim, com capacidade para acomodar 96 meninas.
- Lançamento da primeira pedra para a construção do Liceu Eiffel (Moxico), que incluirá 6 salas de aula, 4 laboratórios, 1 campo de futebol e 1 campo multiusos, com capacidade para 150 alunos.
- Construção de escolas dos 1.º e 2.º ciclos, na localidade de Kwawa (Huambo), com 10 salas de aula, área administrativa, campo multiuso e espaços verdes.
- Construção de escolas dos 1.º e 2.º ciclos, na localidade de Dango (Huila), com 10 salas de aula, área administrativa, campo multiuso, além da reabilitação de uma infraestrutura adicional com 2 salas de aula e espaços de apoio às actividades desportivas.
- Projecto Social Integrado da Huila e do Namibe: Acesso à Energia e Água, Saúde e Capacitação - Fase 2, que resultou em:
- 36 sistemas de água com bombagem usando energia solar (mais de 1 milhão de litros/dia).
- 16 pequenas represas construídas (capacidade de reserva de mais de 67,000 m3/ano).

- 28 sistemas solares construídos em 28 localidades.
- Mais de 200 pequenos kits solares distribuídos.
- Mais de 1 000 agricultores beneficiados.
- Mais de 90 mulheres beneficiadas por cursos de corte e costura.

Dos projectos planificados em 2024, 46 foram concluídos, representando um retorno à sociedade de cerca de USD 23 milhões, valor abaixo ilustrado por sector de actuação.

Figura 9 – Desembolso dos projectos sociais 2024

Saúde USD 14 022 765		Desporto USD 544 312	
Formação Profissional USD 145 140		Desenvolvimento Económico USD 4 645 740	
Educação USD 3 243 662		Apoios e Provisões USD 108 800	

Nos três últimos anos foram concluídos 206 projectos, com incidência para a Educação (26%), Desenvolvimento Económico e Social (22%) e Saúde (17%), estando em execução outros 107, de abrangência nacional, com foco para as comunidades do Centro e Leste de Angola, representando um contributo global de mais de USD 170 milhões.

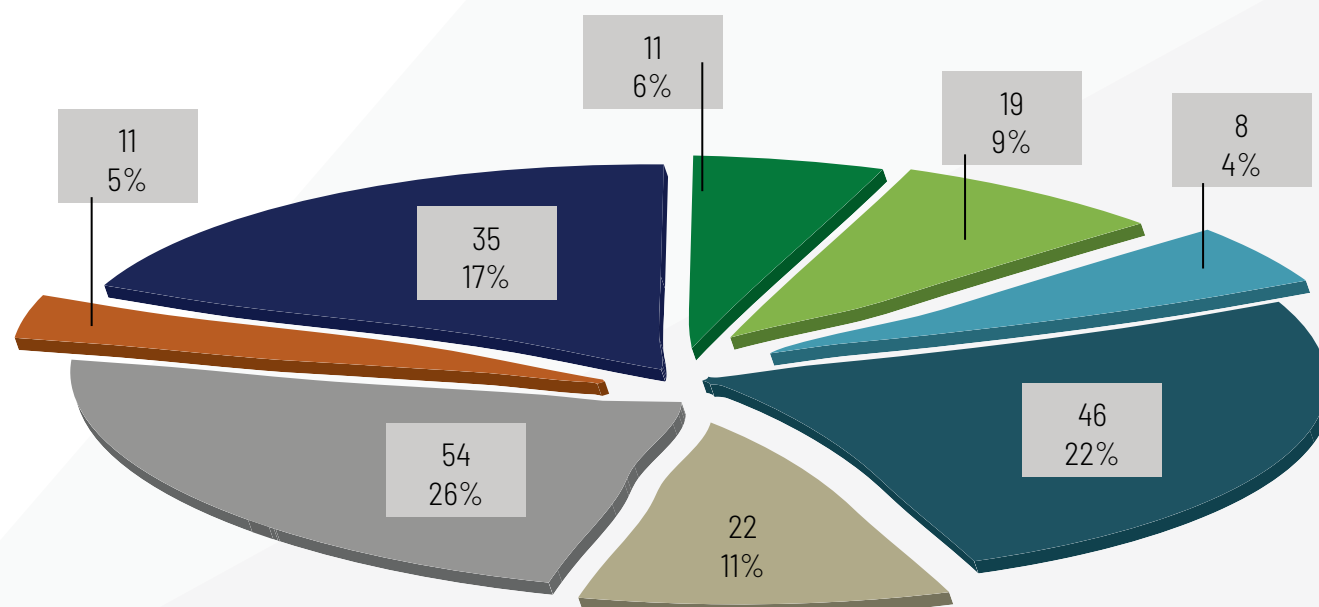


Gráfico 9 – Distribuição das iniciativas de responsabilidade social concluídas entre 2022 e 2024 por área de intervenção.

6.1 Desenvolvimento do Capital Humano

Até finais de 2024, a ANPG contava com 627 colaboradores, incluindo os membros do Conselho Fiscal. Em comparação com o ano anterior, houve um aumento de 2% na força de trabalho activa e de 70% na força de trabalho inactiva. Durante o ano, 25 colaboradores estiveram em destacamento interno e externo nas principais operadoras petrolíferas, com realce para a TotalEnergies, para acompanhar os principais projectos de exploração, desenvolvimento e produção em execução.

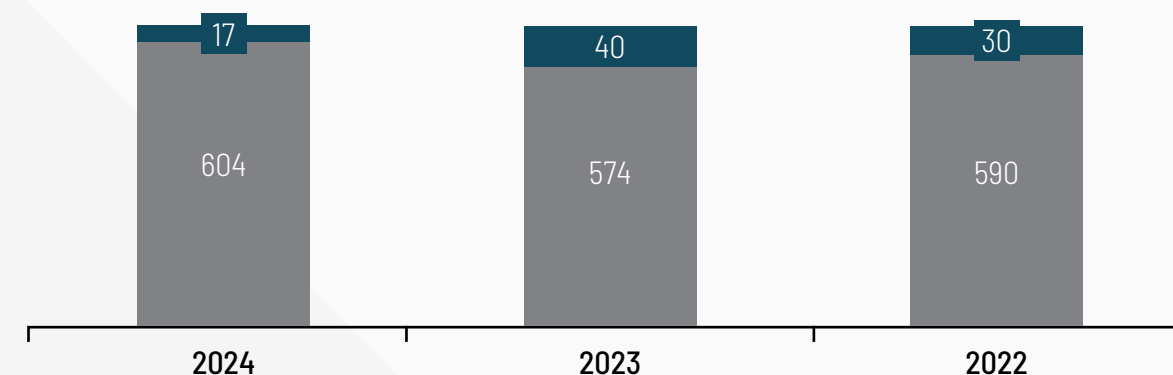


Gráfico 10 – Caracterização da força de trabalho.

A ANPG mantém o compromisso com a igualdade de oportunidades e tratamento entre homens e mulheres, promovendo uma distribuição equilibrada de género em todas as funções, desde as técnicas e operacionais até à gestão de topo. A Agência oferece diversas oportunidades de desenvolvimento aos seus colaboradores, alinhadas aos objectivos estratégicos e ao planeamento orçamental. Isso é possível através de ferramentas como a Gestão de Desempenho, com 100% de participação dos colaboradores elegíveis no ciclo de 2024, e por meio de 117 ações de formação específicas, beneficiando 86% dos colaboradores.

Para aprimorar os resultados da capacitação técnica e otimizar o investimento em formação, a ANPG oferece ainda cursos e-learning e online por meio do Sistema de Gestão da Aprendizagem Learning Management System (LMS).

Adicionalmente, destaca-se a realização do 2.º Fórum de Recursos Humanos do sector, com o tema "Os desafios do profissional de RH na manutenção do bem-estar dos colaboradores". Essa iniciativa, lançada em 2023, está alinhada

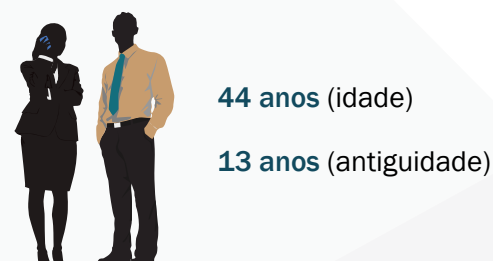
aos valores institucionais da Agência. O fórum contou com a participação de 177 pessoas, incluindo a directora geral da ExxonMobil e representantes de recursos humanos das principais empresas do sector petrolífero, como a TotalEnergies, Azule Energy, Chevron, ExxonMobil, Sonangol, Acrep e Etu Energias. Durante o evento, foram abordados os seguintes temas:

- Garantir a interacção e partilha de boas práticas na gestão do capital humano.
- Promover uma comunicação efectiva e permanente entre os *stakeholders* da função Recursos Humanos.
- Salvaguardar a existência de um espaço comum em que as áreas de recursos humanos possam discutir abertamente os seus desafios.
- Garantir uma gestão eficiente das pessoas, considerando sempre o colaborador como o motor das organizações.

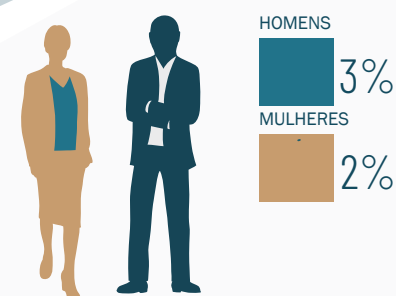
COLABORADORES



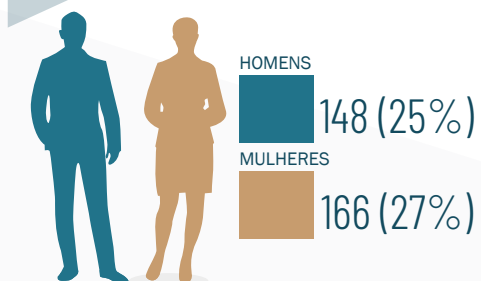
MÉDIA DE IDADE



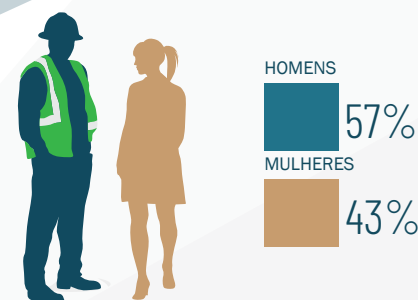
REFORMADOS



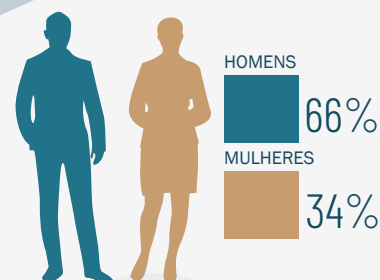
MEDICINA DO TRABALHO



GÊNERO



REPRESENTATIVIDADE NA GESTÃO



ACÇÕES DE FORMAÇÃO



DISTRIBUIÇÃO POR BANDA FUNCIONAL

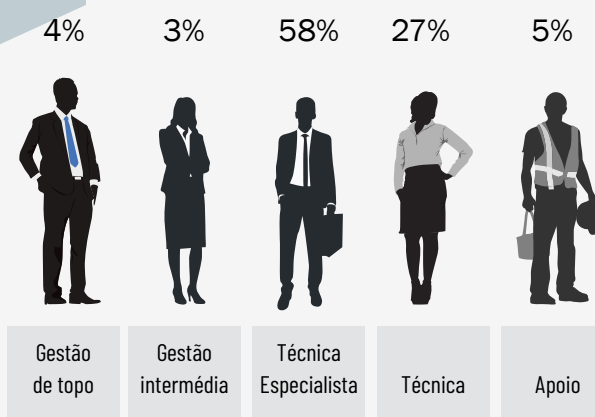


Figura 10 – Indicadores de Recursos Humanos.



6.2 Desempenho de Segurança

O desempenho de segurança na ANPG foi calculado com base num total de 1 218 592 horas trabalhadas, representando uma redução de 0,5% em relação ao período anterior. Comparado a 2023, observou-se uma diminuição de 40% nos casos de primeiros socorros e de 38% nos quase acidentes.

DESCRIÇÃO	DESEMPENHO DE SEGURANÇA (ANPG)		
	2024	2023	2022
Fatalidade	0	0	0
Acidentes com Afastamento	1	2	0
Restrição ao Trabalho	0	0	0
Tratamento Médico	1	0	1
Primeiros Socorros	3	5	5
Quase Acidentes	10	16	9
Horas-Homens de Exposição ao Risco (MMHHER)	1 218 592	1 224 872	1 208 240
Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR)	0,16	0,33	0
Taxa do Total de Acidentes Registáveis (TRIR)	0,33	0,33	0,17

Tabela 24 – Dados estatísticos do desempenho de segurança na ANPG.



Dados Estatísticos do Desempenho de Segurança no Sector

O desempenho de segurança no sector petrolífero foi avaliado com base em um total de 55 344 829 horas trabalhadas, o que representou um aumento de 3% em comparação com 2023. Observou-se também um incremento de 100% na Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR) e de 21% na Taxa de Acidentes Registáveis (TRIR), devido a acidentes significativos. Destaca-se que mais de 70% dos acidentes com lesões envolveram colaboradores de empresas subcontratadas nas instalações petrolíferas, sendo que 26% desses acidentes ocorreram durante actividades de manutenção.

DESCRIÇÃO	DESEMPENHO DE SEGURANÇA (SECTOR)		
	2024	2023	2022
Fatalidade	0	0	0
Acidentes com Afastamento	5	2	8
Restrição ao Trabalho	19	13	14
Tratamento Médico	23	23	16
Primeiros Socorros	107	118	110
Quase Acidentes	352	210	169
Horas-Homens de Exposição ao Risco (MMHHER)	55 344 829	53 939 610	55 023 048
Taxa de Acidentes com Afastamento (LTIR)	0,02	0,01	0,03
Taxa do Total de Acidentes Registáveis (TRIR)	0,17	0,14	0,14

Tabela 25 – Dados estatísticos do desempenho de segurança no sector.

6.3 Desempenho Ambiental do Sector

Em 2024 foram reportados 2 derrames acima de 1 barril, equivalente a um volume de petróleo de 21,41 barris, o que comparativamente a 2023 corresponde a uma diminuição de 60% do número de derrames, assim como à redução de 77% de barris de petróleo derramado.

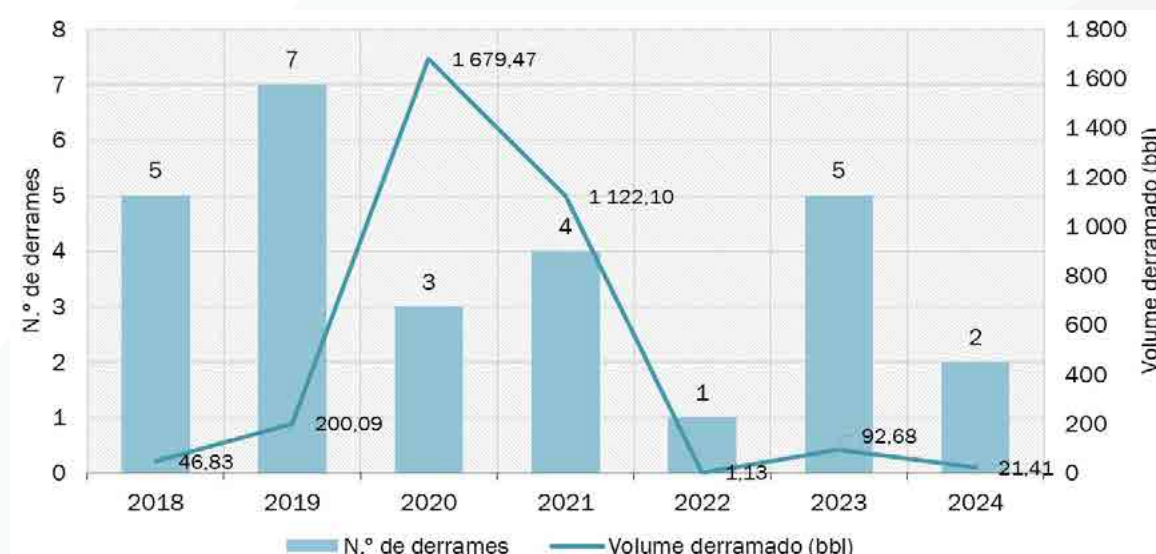


Gráfico 11 – Volume de petróleo derramado.

Quanto aos Gases de Efeito Estufa, foram emitidos 13,3 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente, M Ton CO₂, provenientes maioritariamente do gás combustível e da queima de gás, tendo-se verificado uma redução em 0,5% com relação a 2023.

Verificou-se também uma redução da média diária de queima de gás de 13% comparativamente a 2023, 12% abaixo do permitido pelo MIREMPET, sendo os Blocos 3/05, 15/06 e 2/05 responsáveis por 59% da média diária de queima de gás registada.

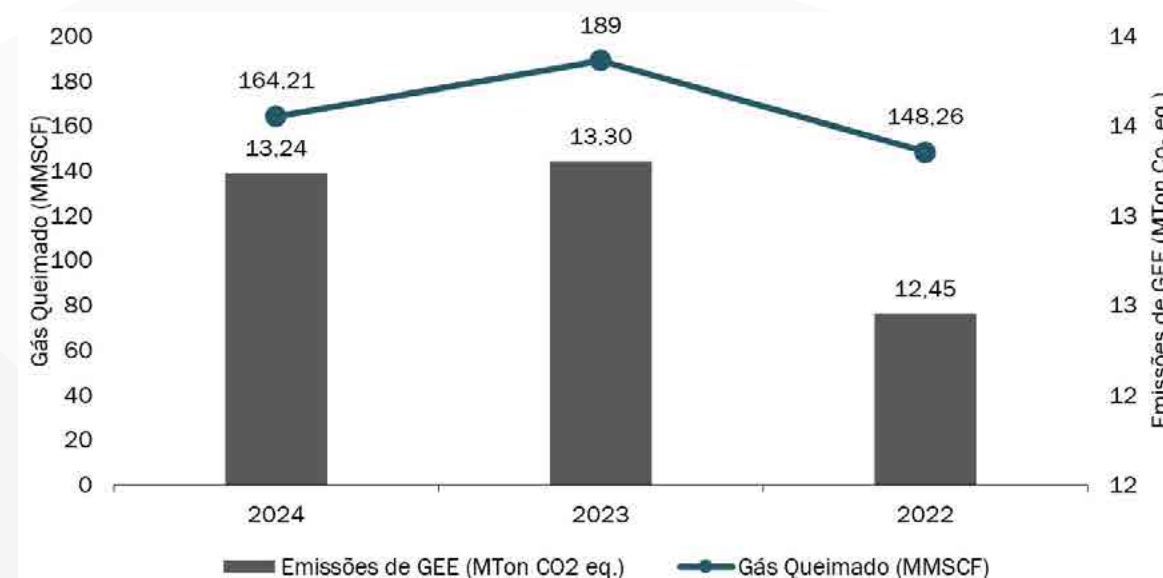


Gráfico 12 – Emissões de Gases de Efeito Estufa e gás queimado.

A média mensal do teor de óleo em água produzida descarregada no mar foi de 15,93 ppm, 47% abaixo do limite legal (30 ppm) e 12% acima do registado em 2023.

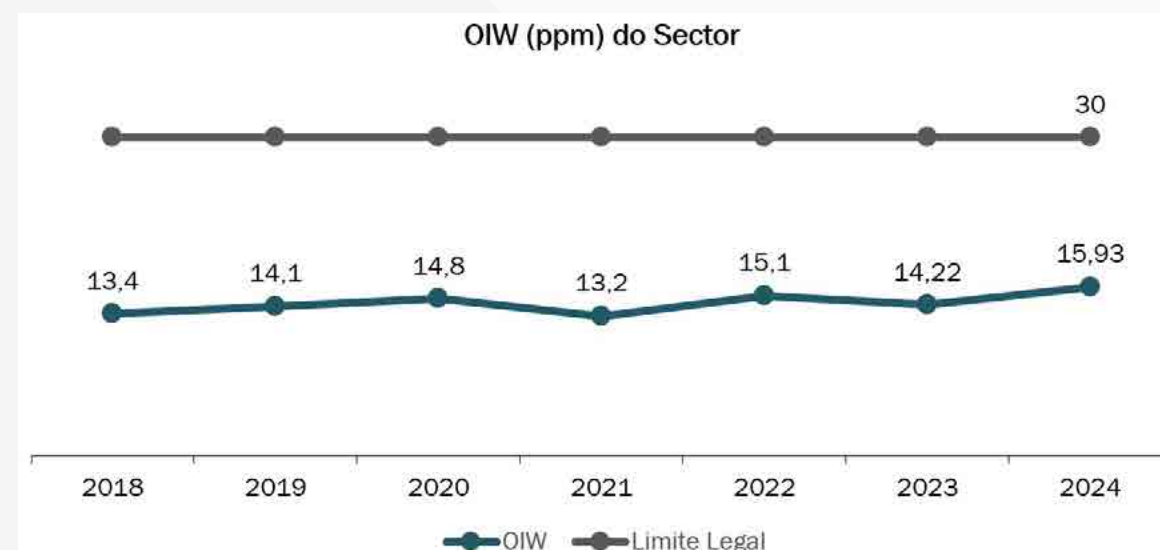


Gráfico 13 – Teor de óleo em água descarregada no mar, OIW (valores expressos em ppm).

No que concerne à geração de resíduos, comparativamente a 2023 foi registada uma redução de 61% dos resíduos não-perigosos. Entretanto, registou-se um aumento de 41% dos resíduos perigosos e de 3% das aparas de perfuração.

Os resíduos perigosos gerados nas operações petrolíferas no mar são enviados para empresas especializadas em terra, para o devido tratamento e deposição final.

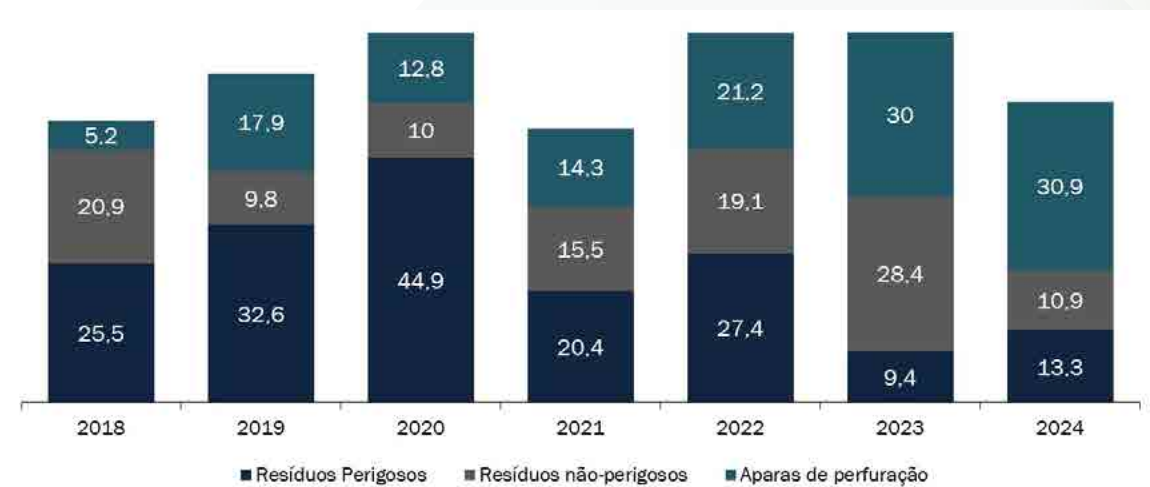


Gráfico 14 – Quantidade de resíduos gerados no sector (valores expressos em mil toneladas).



6.4 Plano de Implementação dos Biocombustíveis



6.4 Plano de Implementação dos Biocombustíveis

O plano para implementação do sector de biocombustíveis em Angola visa impulsionar a produção e utilização destes combustíveis, contribuindo para a redução dos Gases de Efeito Estufa (GEE), diversificação da matriz energética, atracção de investimentos e fortalecimento da economia do país. Além disso, busca promover o crescimento social, aumentar as exportações e diversificar os fluxos de receitas.

Ao longo do ano, foram desenvolvidas várias iniciativas estratégicas, destacando-se o Workshop "Contribuição dos Biocombustíveis na Agricultura", que abordou a integração sinérgica entre práticas agrícolas sustentáveis e o crescimento do sector de biocombustíveis. Paralelamente, conduziu-se uma Consulta Pública para recolher contribuições especializadas destinadas ao aperfeiçoamento da proposta da Estratégia de Biocombustíveis.

Foram feitas visitas de campo nas províncias de Benguela, Cuanza Sul, Moxico, Lunda Norte e Malanje, com o objectivo de identificar as áreas com maior potencial para a produção de matéria-prima para biocombustíveis, sensibilizar as partes interessadas e identificar zonas para os projectos de florestação e reflorestação, visando reduzir as emissões de GEE e gerar créditos de carbono.

No âmbito do Memorando de Entendimento entre a ANPG, Chevron e INGA, acções de preservação ambiental, recuperação de áreas degradadas e desenvolvimento de soluções inovadoras foram destacadas. Também foram elaborados 20 mapas estratégicos para reflorestamento e aflorestamento nas regiões do Moxico, Lunda Sul e Lunda Norte, com informações sobre propriedade fundiária, uso do solo, biomassa florestal e limites de terrenos seleccionados, somando mais de 20 000 hectares.

A proposta de Lei dos Biocombustíveis foi enviada ao MIREMPET para análise e consolidação, com a sequência dos trabalhos prevista após a aprovação da Estratégia dos Biocombustíveis no 1.º trimestre de 2025.

A parceria com as universidades UJES, UAN, UCAN e ISPTEC resultou na selecção de projectos voltados para a pesquisa científica, como o levantamento de biomassa, zoneamento agroecológico e projectos piloto de produção de etanol e bio-diesel.

O projecto de zoneamento agroecológico e avaliação do potencial de biomassa compilou dados históricos e desenvolveu mapas precisos e estudos comparativos com países como Brasil, Índia e EUA, utilizando critérios rigorosos de avaliação agroecológica.

6.5 A Nossa Estratégia Sustentável

Em 2024, foi criada uma equipa multidisciplinar na ANPG com o objectivo de definir os processos e subprocessos sobre o tema "Sustentabilidade". O referido tema foi apresentado como um pilar da Estratégia de Hidrocarbonetos de Angola 2025-2050, onde foram definidas as metas, as frentes de trabalho e os indicadores de desempenho. Não obstante essa iniciativa, ao longo dos seus seis anos de existência a ANPG tem realizado acções de sustentabilidade no âmbito estratégico e operacional:

- Promoção do capital humano: houve um forte investimento na formação e capacitação de profissionais angolanos, visando aumentar a participação local na indústria petrolífera.
- Projectos de Tecnologias Limpas: a ANPG deu continuidade aos estudos e à implementação de projectos de tecnologias limpas, como parte do esforço de descarbonização do sector de petróleo e gás.
- Plano Director do Gás: A conclusão do Plano Director do Gás foi uma prioridade, garantindo o fornecimento de gás natural para a indústria de fertilizantes, siderúrgica e para a produção de energia eléctrica.

Essas acções reflectem o compromisso contínuo da ANPG com a sustentabilidade e o desenvolvimento sócio-económico de Angola.



7

Perspectivas
• para 2025



As acções definidas para 2025 estão alinhadas com o Plano de Desenvolvimento Nacional 2023-2027, respondendo aos desafios crescentes da indústria, com foco na manutenção dos níveis de produção, aumento da taxa de substituição de reservas e criação de condições para atrair investimentos para o sector. O alcance dessas metas dependerá da conclusão da implementação da Estratégia de Atribuição de Concessões Petrolíferas 2019-2025 e da Estratégia de Exploração de Hidrocarbonetos de Angola 2020-2025.

Em relação à atribuição de concessões petrolíferas, está prevista a realização da 5.ª ronda de licitação para adjudicação de concessões nas Bacias Marítimas do Kwanza e de Benguela, por meio de Concurso Público Limitado.

A estratégia de exploração prevê a perfuração de 4 poços de pesquisa na Bacia do Baixo Congo, incluindo um no Bloco 47, em águas mais profundas. Além disso, em 2025 será realizada uma campanha sísmica com a aquisição de 250 km de dados sísmicos 2D e 7 campanhas de sísmica 3D em uma área de 11 880 km², grande parte da qual (76%) está localizada no Bloco 18. Refira-se que essas acções representam um aumento significativo nas actividades de prospecção de hidrocarbonetos.

A implementação da Estratégia de Exploração deverá resultar na descoberta de aproximadamente 40 a 57 bilhões de barris de recursos de petróleo e de 17 a 27 trilhões de pés cúbicos de gás natural. Se confirmados e transformados em reservas, esses recursos poderão garantir a sustentabilidade do sistema petrolífero nacional.

Com o objectivo de manter uma produção média diária superior a 1 milhão de barris, com uma meta macroeconómica de 1 098 000 BOPD, está prevista a entrada de novos campos petrolíferos (Agogo Integrado ao Pólo Oeste, CLOV Fase 3, Begónia e KARI Fase 1), além de poços *infills*, com uma contribuição total de 108 000 BOPD. Também estão previstas intervenções em mais de 60 poços e a conclusão de 50 poços (produtores e injectores) com suporte de até 14 unidades de sondagem.

Em relação ao gás, está prevista a entrada em produção do Booster Compressor Module (BCM) no 1.º trimestre de 2025, para o envio de gás da planta do ALNG a partir dos campos de Nemba e Sanha, no Bloco O. No 4.º trimestre de 2025, iniciará a implementação do Novo Consórcio de Gás, o primeiro projecto de exploração, desenvolvimento, produção e venda de gás não associado em Angola, conforme o Decreto Legislativo Presidencial n.º 7/18, que permitirá fornecer gás à planta ALNG.

Além disso, as seguintes actividades estão previstas para alcançar os objectivos estratégicos:

- **Tornar o sector mais atractivo:** acelerar as respostas às solicitações de investidores, realizar estudos de competitividade com outros países africanos produtores

de petróleo e gás, e analisar as políticas de promoção adoptadas no Brasil, além de estudar modelos contratuais para as Bacias Interiores e contratos de gás natural.

- **Manutenção de *softwares* e sistemas:** assegurar a implementação do PESI (Plano Estratégico de Sistemas de Informação) e do Serviço de Governança, Risco e Conformidade, para proporcionar à ANPG a estrutura tecnológica necessária para enfrentar os desafios do sector.
- **Promoção da sustentabilidade:** integrar critérios ambientais, sociais e de governança nas actividades da ANPG, alinhando-se às necessidades da agenda de desenvolvimento sustentável.
- **Construção do Centro Integrado de Dados de Exploração e Produção:** concluir a construção do centro para armazenar dados de exploração e produção, incluindo os dados sob custódia dos parceiros da Concessionária Nacional fora do país. O centro contará com laboratórios para análises e estudos relacionados com a pesquisa de hidrocarbonetos e biocombustíveis.
- **Atracção de investimentos para infraestruturas:** incentivar investimentos para a construção de infraestruturas de processamento que apoiem o escoamento da produção nos blocos recentemente adjudicados nas Bacias Terrestres do Baixo Congo e do Kwanza.
- **Divulgação do Decreto Legislativo Presidencial n.º 8/24:** promover o Decreto sobre a Produção Incremental e analisar o seu impacto na estabilização da produção petrolífera nacional, além de elaborar o inventário das oportunidades elegíveis.
- **Estudos integrados de petróleo remanescente:** realizar estudos para localizar o petróleo remanescente nas concessões petrolíferas.
- **Monitorização de projectos estruturantes:** maximizar a monitorização dos projectos em andamento e impulsionar novos projectos de desenvolvimento de petróleo e gás.
- **Descarbonização das operações:** incentivar as operadoras a adoptar acções para reduzir a queima de gás, maximizar a produção de LNG e implementar sistemas híbridos, a exemplo dos FPSO Agogo (Bloco 15/06) e Kaminho (Bloco 20/11) que possuem sistemas eléctricos marítimos.

Essas acções visam garantir a evolução do sector petrolífero, alinhando-o às necessidades de sustentabilidade, inovação e desenvolvimento económico de Angola.

Acrónimos e Siglas

ACRÓNIMOS E SIGLAS

ACEPA	Associação das Companhias de Exploração e Produção de Angola
AGT	Administração Geral Tributária
ALNG	Angola Liquefied Natural Gas (Angola Gás Natural Liquefeito)
AST	Acordo de Suporte à Transição
BOE	Barrels of Oil Equivalent (Barris de Petróleo Equivalente)
BOEPD	Barrels of Oil Equivalent Per Day (Barris de Petróleo Equivalente por Dia)
BOPD	Barrels of Oil Per Day (Barris de Petróleo por Dia)
CON	Congo Onshore
CPP	Contrato de Partilha e Produção
CSR	Contrato de Serviço com Risco
FPSO	Floating Production Storage and Offloading (Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência)
DLP	Decreto Legislativo Presidencial
DP	Decreto Presidencial
FS	Associação Fina Sonangol
FST	Associação Fina Sonangol Texaco
GEE	Gás de Efeito Estufa
GST	Gas Supply Tax (Taxa do Gás)
INGA	Instituto Nacional de Gestão Ambiental
ISPTEC	Instituto Superior Politécnico de Tecnologias e Ciências
Km	Quilómetros
Km²	Quilómetros Quadrados
KON	Kwanza Onshore
LNG	Liquefied Natural Gas (Gás Natural Liquefeito)
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Gás de Petróleo Liquefeito)
LTIFR	Lost Time Injury Frequency Rate (Taxa de Frequência de Acidentes com Afastamento)
MINFIN	Ministério das Finanças
MIREMPET	Ministério dos Recursos Minerais, Petróleo e Gás
MBO	Thousand Barrels of Oil (Mil Barris de Petróleo Bruto)
MMBO	Million Barrels of Oil (Milhões de Barris de Petróleo Bruto)
MMSCF	Million Standard Cubic Feet (Milhões de Pés Cúbicos Padrão)
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet (Milhões de Pés Cúbicos por Dia)
MTON CO ₂ eq.	Metric Ton of CO ₂ Equivalent (Milhões de Toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente)
OIW	Oil in Water (Teor de óleo em água produzida descarregada no mar)
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
PIB	Produto Interno Bruto
PPM	Parte Por Milhão
PUG	Pagamento da Utilização do Gasoduto da ALNG
SSA	Saúde, Segurança e Ambiente
STOOIP	Stock Tank Oil Originally In-Place (Estimativa de Óleo no Local)
UAN	Universidade Agostinho Neto
UCAN	Universidade Católica de Angola
UJES	Universidade José Eduardo dos Santos
USD	Dólar dos Estados Unidos da América
ZIC	Zona de Interesse Comum

Créditos das Fotos e grafismos

iStockImage - Pgs 2, 3, 7
AdobeStock - Pgs 17,
FreePik - Pgs 45, 53, 58, 62, 65, 67, 82
Vecteezy - Pgs 74



ANPG - AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS E BIOCOMBUSTÍVEIS
Edifício Torres do Carmo - Torre 2, Rua Lopes de Lima, Distrito Urbano da Ingombota, Luanda - República de Angola
Tel. (+244) 226 428 220 | E-mail: geral@anpg.co.ao | Website: www.anpg.co.ao