EITI Moçambique

13º Relatório

i2A Uma Referência para o Mundo, Um Orgulho Nacional.

2023-2024

Relatório Independente da Iniciativa de Transparência da Indústria Extractiva

Nota Explicativa sobre o Formato de Divulgação do 13.º Relatório ITIE

O Comité de Coordenação do ITIE Moçambique em sessão ordinária reunida a 28 de Novembro de 2025 deliberou a elaboração do 13° relatório em formato de divulgação unilateral (contendo apenas a informação disponibilizada por entidades do Governo, sem reconciliação). Adicionalmente, propôs-se acrescentar neste relatório uma avaliação temática de dois produtos dos quais um do sector mineiro (grafite) e outro do sector petrolífero (Gás de Petróleo Liquefeito - GNL). Esta abordagem de elaboração do relatório surge da constatação que o país não teria condições para cumprir os prazos para a publicação de um relatório de reconciliação conforme o padrão, devido a constrangimentos financeiros.

Em Novembro de 2025, uma missão do secretariado internacional da ITIE visitou Maputo para monitoria de rotina e foram identificados os desafios enfrentados para a elaboração do relatório e a implementação do padrão da iniciativa por falta de fundos, o que colocaria o país numa situação de incumprimento, com risco de ser suspenso. Na sequência, a missão propôs o formato do 13° relatório, ao que o Comité de Coordenação anuiu e decidiu por consenso optar por um relatório de divulgação unilateral e temático, pois levaria menos tempo para a sua elaboração, tendo posteriormente submetido os ToR ao secretariado internacional, que os aprovou.

A reconciliação é um princípio essencial do Padrão do ITIE visto que é o mecanismo sobre o qual se identificam e se reduzem as discrepâncias da informação fornecida pelas empresas comparativamente a informação prestada pelas entidades do Estado.

Ao longo dos anos, notou-se que a discrepância entre os dados apresentados pelo governo e pelas empresas tem a ver com vários factores, ligados por exemplo, a erros no preenchimento dos impressos de declaração por parte das empresas, inadequada classificação por parte das entidades públicas, entre outras.

No decurso da elaboração deste relatório baseado na divulgação unilateral, constatou-se que a informação apresentada pelo governo, apresenta erros graves, que foram apresentados pelas entidades abrangidas pelo relatório e que integram o Comité de Coordenação da ITIE. Outrossim, foi possível apurar que a fiabilidade dos dados não é verificável no contexto de publicação unilateral.

Considerando que esta situação pode, igualmente, afectar as outras empresas cobertas pelo relatório e que não integram o Comité de Coordenação da ITIE, concordou que as empresas deveriam apresentar ao Administrador Independente dados conformacionais acompanhados de elementos de prova com intuito de reduzir ou corrigir as discrepâncias, na medida do possível. No entretanto, reconhece-se que este exercício por si não substitui a necessidade de uma plena reconciliação, que poderá ser feita a *posterior* num futuro relatório.

Desta feita, todas as informações fiscais das empresas apresentadas neste relatório devem ser lidas e interpretadas pelos seus utilizadores no geral como dados não acabados, podendo ser normal que o cruzamento entre os dados do relatório e os contidos nos relatórios das empresas, sejam desfasados como resultado do facto de os dados reflectirem exclusivamente informação de entidades governamentais não validada pelas empresas.

A par desta situação, o Comité de Coordenação destaca que existe muita informação demandada ao nível dos Termos de Referência, que são do domínio das instituições do Estado, que não foram cabalmente respondidas, o que é preocupante. O relatório apresenta em anexo uma matriz contendo as informações que carecem de respostas por parte do Estado.

Face aos elementos acima apresentados, conjugado com a deliberação do *Board* da ITIE Internacional, na qual Moçambique deve até 31 de Março de 2026 publicar o 13° Relatório referente aos exercícios 2023 e 2024, o Comité de Coordenação anuiu tal decisão comprometendo-se a fazê-lo com a ressalva de que a reconciliação será realizada aquando da elaboração do 14.º relatório sob responsabilidade do auditor independente e sob supervisão do Comité de Coordenação.

O Comité de Coordenação do ITIE
Moçambique

Março de 2026

ÍNDICE

Lista de acrónimos e abreviaturas 10
Sumário Executivo 14
Introdução 18
1.1 Enquadramento Metodológico e Âmbito do Relatório 19
1 1.1.1 Objectivo do Relatório 19
1.1.2 Âmbito do Relatório 19
1.1.3 Abordagem Metodológica 20
1.1.4 Estrutura do Relatório 20
1.1.5 Limitação de âmbito 21
Perfil de Moçambique 25
2
2.1 Enquadramento geográfico 25
2.2 Enquadramento macroeconómico e desempenho recente 26
2.2.1 Período de Instabilidade Pós-eleitoral 27
2.3 O sector extractivo na economia moçambicana 28
3 2.4 Desafios estruturais 29
Marco legal e institucional, incluindo a concessão de contratos e licenças (Requisito 2) 31
3.1 Marco legal e regime fiscal (requisito 2.1) 31
3.1.1 Principais instrumentos legais 32
3.1.2 Reformas na legislação do sector 41
3.1.3 Sistema Tributário de Moçambique 43
3.1.4 Impostos, Taxas e Contribuições específicos da Indústria Extractiva 54
3.1.5 Outros pagamentos e Contribuições da Indústria Extractiva 65
3.1.6 Descrição dos diferentes tipos de contratos e licenças 66
3.1.7 Funções e responsabilidade dos órgãos governamentais competentes 70
3.1.8 Transição energética 74
3.2 Concessões de contratos e licenças (Requisito 2.2) 76
3.2.1 Processo de atribuição e transferência de contratos e licenças 77
3.2.2 Licenças/Direitos concedidas por meio licitatório 85
3.2.3 Análise à eficiência e eficácia dos processos de licenciamento/contratação 86
4 3.2.4 Processos de renovação e revogação/extinção de licenças e concessões 87
3.3 Registo de licenças (Requisito 2.3) 90
3.4 Divulgação de contratos (Requisito 2.4) 92
3.5 Beneficiários efectivos (Requisito 2.5) 101
3.6 Participação do Estado na Indústria Extractiva (Requisito 2.6) 105
Exploração e Produção (Requisito 3) 117

4.1 Exploração (Requisito 3.1) 117
4.2 Produção (Requisito 3.2) 121
4.3 Exportações (Requisito 3.3) 124
4.4 Consumo interno 126
4.5 Emissões de gases com efeito de estufa (Requisito 3.4) 126
Recebimento de receitas (Requisito 4) 129
5.1 Divulgação abrangente de impostos e receitas (Requisito 4.1) 129
5
5.1.1 Processo de arrecadação de receitas 130
5.1.2 Volume de cobranças 133
5.1.3 Auditoria aos custos recuperáveis 140
5.2 Venda da parcela de produção do Estado ou outras receitas em espécie (Requisito 4.2) .. 140
5.3 Disposições sobre infraestruturas e acordos de permuta (Requisito 4.3) 144
5.4 Receitas de transporte (Requisito 4.4) 145
5.4.1 Área Mineira 146
5.4.2 Área de hidrocarbonetos 149
5.5 Transacções relacionadas a empresas estatais (Requisito 4.5) 151
6 5.6 Pagamentos subnacionais (Requisito 4.6) 152
Alocações de receitas (Requisito 5) 155
6.1 Distribuição das receitas da Indústria Extractiva (Requisito 5.1) 155
6.2 Transferências subnacionais (Requisito 5.2) 157
6.3 Informação adicional sobre a gestão das receitas e as despesas (Requisito 5.3) 159
6.3.1 Gestão das receitas do gás natural e enquadramento do Fundo Soberano de
7 Moçambique 160
6.3.2 Projecções de receitas extractivas: curto, médio e longo prazo 161
6.3.3 Sustentabilidade das receitas, dependência do sector e riscos 163
Gastos sociais e ambientais das empresas extractivas (Requisito 6) 165
7.1 Gastos sociais e ambientais das empresas extractivas (Requisito 6.1) 165
7.1.1 Despesas sociais obrigatórias 166
7.1.2 Despesas sociais discricionárias 168
7.2 Gastos parafiscais (Requisito. 6.2) 168
7.3 Contribuição da indústria extractiva para a economia (Requisito 6.3) 170
7.3.1 Tamanho da Indústria Extractiva 170
7.3.2 Total de receitas do Governo 176
7.3.3 Emprego 177
7.3.4 Principais áreas/regiões onde a produção está concentrada 179
7.4 Impacto ambiental das actividades extractivas (Requisito 6.4) 179

7.4.1 Legislação 180
7.4.2 Procedimentos de monitoria 181
Componente Temática – Grafite e Gás Natural Liquefeito (GNL) 185
8.1 Enquadramento, âmbito e metodologia 185
8 8.2 Projectos analisados 185
8.3 Mensagens-chave | Síntese 2023–2024 186
8.4 Impacto Fiscal 186
8.4.1 Sector mineiro (grafite) 186
8.4.2 Sector de hidrocarbonetos (GNL) 187
8.5 Impacto Económico 190
8.5.1 Emprego e capital humano 190
8.5.2 Produção, exportação e implicações macroeconómicas 191
9 Avaliação da Implementação e Potencial de Utilização do G-Factor no Contexto da ITIE Moçambique 193
9.1 Enquadramento e objectivo do G-Factor 193
9.2 Avaliação crítica do instrumento 194
10 9.3 Articulação com o Padrão ITIE 2023 194
Recomendações 197
10.1 Recomendações do 13º Relatório 197
10.2 Seguimento das Recomendações dos Relatórios Anteriores 201

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Principal legislação da área mineira 35
Tabela 2 – Principal legislação da área de hidrocarbonetos 41
Tabela 3 – Tabela de retenção dos rendimentos da 1ª categoria do IRPS 47
Tabela 4 – Taxas do IPM 56
Tabela 5 – Taxas do ISS 57
Tabela 6 – Taxas para a tramitação dos títulos mineiros e autorizações 60
Tabela 7 – Taxas de licenciamento UGPK 61
Tabela 8 – Taxas para a tramitação de processos e autorizações na área de hidrocarbonetos 65
Tabela 9 – Descrição dos títulos mineiros 68
Tabela 10 – Breve descrição dos contratos de concessão 70
Tabela 11 – Títulos mineiros em vigor – 2023 e 2024 (Fonte: INAMI) 79
Tabela 12 – Transmissões de títulos mineiros ocorridas em 2023 e 2024 (Fonte: INAMI) 81
Tabela 13 – Concessões renunciadas em 2023 e 2024 (Fonte: INP) 85

Tabela 14 – Vencedores do 6º Concurso e Áreas atribuídas 86

Tabela 15 – Requisitos para prorrogação de títulos mineiros 88

Tabela 16 – Contratos mineiros em vigor (Fonte: INAMI) 95

Tabela 17 – Contratos de concessão em vigor na área de hidrocarbonetos 96

Tabela 18 – Entidades do Estado na Indústria Extractiva 108

Tabela 19 – Projectos em que a EMEM participa (Fonte: Relatórios da ITIEM) 109

Tabela 20 – Subsidiárias e afiliadas da ENH 111

Tabela 21 – Concessões/Projecto da ENH: Participações e Status 112

Tabela 22 – Evolução dos Stocks Parciais e Total da Dívida do Governo Central 113

Tabela 23 – Evolução do stock da Dívida do SEE 115

Tabela 24 – Dados de produção de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP) 123

Tabela 25 – Dados de exportação de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP) 125

Tabela 26 – Dados de consumo de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP)Adicionalmente, a informação detalhada sobre o consumo interno por código de licença e empresa, bem como outros detalhes relativos ao sector de hidrocarbonetos podem ser encontradas no Anexo 5 – Dados de consumo interno. 126

Tabela 27 – Alocação do imposto em espécie (Fonte: IGEPE) 132

Tabela 28 – IPP pago em espécie (Fonte: INP) 135

Tabela 29 – Contribuição institucional 136

Tabela 30 – Fundo de Projectos Sociais 137

Tabela 31 – Fundo de Capacitação Institucional 139

Tabela 32 – Dividendos pagos ao Estado 140

Tabela 33 – Royalty gás e condensado 141

Tabela 34 – Alocação do gás royalty 141

Tabela 35 – Volumes consumidos em 2023 143

Tabela 36 – Volumes consumidos em 2024 143

Tabela 37 – Receitas auferias em 2023 pela ENH 144

Tabela 38 – Receitas auferias em 2024 pela ENH 144

Tabela 39 – Rotas de transporte dos principais minérios 147

Tabela 40 – Quantidades transportadas na ferrovia pelos CFM 148

Tabela 41 – Quantidades manuseadas no porto pelos CFM 148

Tabela 42 – Receita dos CFM relativa a ferrovia e porto 149

Tabela 43 – Receitas das concessões 149

Tabela 44 – Rotas de transporte de hidrocarbonetos 150
Tabela 45 – Acordos de Transporte da ROMPCO no ano de 2023 (Fonte: INP) 150
Tabela 46 – Acordos de Transporte da ROMPCO no ano de 2024 (Fonte: INP) 151
Tabela 47 – Dividendos pagos ao Estado 152
Tabela 48 – Receitas consignadas ao INAMI em 2023 e 2024 157
Tabela 49 – Pressupostos das receitas do Gás-Área 4 162
Tabela 50 – Previsão da Receita do Estado provenientes do GNL 162
Tabela 51 – Projectos sociais realizados em 2023 e 2024 (Fonte: INP) 167
Tabela 52 – Distribuição de focos de mineração artesanal, por situação, segundo Província 173
Tabela 53 – Distribuição percentual de focos activos, segundo mineral extraído 174
Tabela 54 – Distribuição de focos activos de mineração artesanal, por tipo de mineral extraído e segundo Província 174
Tabela 55 – Distribuição percentual de operadores mineiros por sexo, segundo características seleccionadas 175
Tabela 56 – Nível de emprego no sector mineiro 178
Tabela 57 – Síntese do impacto económico do grafite e GNL 186
Tabela 58 – Contribuição fiscal da Twigg Mining Exploration 187
Tabela 59 – Contribuição fiscal da GK Ancuabe Graphites Mine 187
Tabela 60 – Contribuição fiscal da Sasol Petroleoum Temane, Lda 188
Tabela 61 – Contribuição fiscal da MRV - Mozambique Rovuma Venture SPA 188
Tabela 62 – Contribuição fiscal da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, ENH – EP 188
Tabela 63 – Contribuição fiscal da Matola Gas Company, SARL 189
Tabela 64 – Dados de emprego 2023 e 2024 – Sector mineiro 190
Tabela 65 – Dados de emprego 2023 e 2024 – Sector de hidrocarbonetos 190
Tabela 66 – Quantidades produzidas de grafite em toneladas (2020 – 2024) 191
Tabela 67 – Quantidades produzidas e exportadas de hidrocarbonetos em 2023 e 2024 191
Tabela 68 – Dados de exportação do grafite 2023 e 2024 192
Tabela 69 – Seguimento das Recomendações dos Relatórios anteriores 221

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Estrutura do stock total da Dívida Pública por Tipo de Credor e Instrumento 114
Gráfico 2 – Receitas tributárias de 2023 e 2024 (Fonte: REOE e AT) 134
Gráfico 3 – Receitas tributária da indústria extractiva por imposto 2023 e 2024 (Fonte: AT) 135
Gráfico 4 – Variação percentual de Volume por sector de actividade 2023 (Fonte: INE) 171
Gráfico 5 – Variação percentual de Volume por sector de actividade 2024 (Fonte: INE) 171

Gráfico 6 – Contribuição da Indústria Extractiva no PIB (Fonte: INE) 172
Gráfico 7 – Exportações de bens (Fonte: Banco de Moçambique) 177

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Perfil de Moçambique (Fonte: INE) 25
Figura 2 – Classificação e tipos de impostos em Moçambique 44
Figura 3 – Fluxograma do Processo de licenciamento na área mineira (Fonte: INAMI) 78
Figura 4 – Fluxograma do Processo de Concessão de direitos na área de hidrocarbonetos (Fonte: INP) 83
Figura 5 – Bacias Sedimentares e suas respectivas estruturas geológicas predominantes (Fonte: INP) 119
Figura 6 – Descobertas na Bacia de Moçambique (Fonte: INP) 120
Figura 7 – Descobertas na Bacia do Rovuma (Fonte: INP) 121
Figura 8 – Fluxos das receitas da indústria extractiva (Fonte: MEF) 131

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1 – Títulos mineiros
Anexo 2 – Ocorrência de minerais em Moçambique
Anexo 3 – Dados de produção
Anexo 4 – Dados de exportação
Anexo 5 – Dados de consumo interno
Anexo 6 – Transferências subnacionais

Lista de acrónimos e abreviaturas

AI – Administrador Independente

AIA – Avaliação de Impacto Ambiental

AQUA – Agência Nacional para o Controlo de Qualidade Ambiental

AT – Autoridade Tributária

Bbls – Barril de petróleo

BM – Banco de Moçambique

CC – Comité de Coordenação

CCPP – Contratos de Concessão para Pesquisa e Produção

CDN – Corredor de Desenvolvimento do Norte

CFM – Portos e Caminhos de Ferro de Moçambique, EP

CGE – Conta Geral do Estado

CLIN – Corredor Logístico Integrado do Norte

CMG – Companhia Moçambicana de Gasoduto

CMH – Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos

COR – Célula Orçamental da Receita

CREL – Conservatória de Registo das Entidades Legais

CTR – Classificador Tributário da Receita

CUT – Conta Única do Tesouro

DAF – Direcção da Área Fiscal

DGI – Direcção-Geral de Impostos

DGA – Direcção-Geral das Alfândegas

DIPREME – Direcção Provincial dos Recursos Minerais e Energia

DNGM – Direcção Nacional de Geologia e Minas

DNT – Direcção Nacional do Tesouro

DPPF – Direcção Provincial do Plano e Finanças

EDM – Electricidade de Moçambique, EP

EMEM – Empresa Moçambicana de Exploração Mineira

ENDE – Estratégia Nacional de Desenvolvimento

ENH – Empresa Nacional de Hidrocarbonetos

EP – Empresa Pública

EPCC – Exploration and Production Concession Contract (Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção)

FMI – Fundo Monetário Internacional

FSM – Fundo Soberano de Moçambique

GJ – Gigajoule

GNL – Gás Natural Liquefeito

GTL – Gas-to-liquids (Gás para líquidos)

IAV – Imposto Autárquico de Veículos

ICE – Imposto sobre o Consumo Específico

IDE – Investimento Directo Estrangeiro

IFC – International Finance Corporation

IGEPE – Instituto de Gestão das Participações do Estado

IGREME – Inspecção-Geral dos Recursos Minerais e Energia

INAMI – Instituto Nacional de Minas

INE – Instituto Nacional de Estatística

INP – Instituto Nacional do Petróleo

IPA – Imposto Pessoal Autárquico

IPM – Imposto sobre a Produção Mineira

IPP – Imposto sobre a Produção de Petróleo

IPRA – Imposto Predial Autárquico

IRN – Imposto de Reconstrução Nacional

IRPC – Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas

IRPS – Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares

IRRM – Impostos sobre a Renda de Recurso Mineiro

IS – Imposto do Selo

ISRS – International Standard on Related Services

ISS – Imposto sobre a Superfície

ITIE – Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva

ITIEM – Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva Moçambique

Kbbl – kilo barrels (mil barris)

IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado

MEF – Ministério da Economia e Finanças

MEO – Módulo de Elaboração Orçamental

MEX – Módulo de Execução Orçamental

MGC – Matola Gas Company, SA

MGJ – Milhões de Giga joules

MIREME – Ministério dos Recursos Minerais e Energia

MITADER – Ministério da Terra, Ambiente e Desenvolvimento Rural

MMBTU – Million British Thermal Units (Milhão de Unidades Térmicas Britânicas)

MRM – Montepuez Ruby Mining

MRV – Mozambique Rovuma Venture SpA

MZN – Metical

NUEL – Número Único de Entidade Legal

NUIT – Número Único de Identificação Tributária

OE – Orçamento do Estado

PBP – Preço à boca do poço

PESOE – Plano Económico e Social e Orçamento do Estado

PIB – Produto Interno Bruto

PJ/a – Petajoules/ por ano

PPA – Petroleum Production Agreement (Contrato de Produção de Petróleo)

PSA – Production Sharing Agreement (Contrato de Partilha de Produção)

REO – Relatório de Execução do Orçamento do Estado

ROMPCO – Republic of Mozambique Pipeline Company

SADC – Southern African Development Community

SEE – Sector Empresarial do Estado

SICR – Sistemas de Controlo e Cobrança de Receitas

SISTAFE – Sistema de Administração Financeira do Estado

SPM – Sasol Petroleum Mozambique, Lda

SPME – Sasol Petroleum Mozambique Exploration Limited

SPT – Sasol Petroleum Temane, Lda

TA – Tribunal Administrativo

TEPMA1 – Total E&P Mozambique Area 1, Lda

TSC – Taxa Sobre os Combustíveis

UGC – Unidade de Grandes Contribuintes

UGPK – Unidade de Gestão do Processo Kimberley

USD – Dólar norte americano

ZCLCA – Zona de Comércio Livre Continental Africana

Sumário Executivo

O 13.º Relatório da Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva (ITIE) Moçambique apresenta informação relativa aos exercícios económicos de 2023 e 2024. O Relatório foi elaborado num modelo de divulgação unilateral de informação por parte das entidades do Estado, não contemplando o exercício de reconciliação entre os pagamentos declarados pelas empresas extractivas e os recebimentos reportados pelas entidades governamentais. Esta opção metodológica, deliberada pelo Comité de Coordenação da ITIE Moçambique e formalizada nos Termos de Referência do trabalho, delimitou o papel do Administrador Independente à recolha, sistematização, análise e apresentação da informação disponibilizada pelas instituições públicas competentes, em conformidade com o Padrão ITIE 2023.

Enquadramento institucional e legal

O Relatório descreve o enquadramento institucional, legal e regulatório aplicável aos sectores mineiro e de hidrocarbonetos em Moçambique, incluindo os regimes de licenciamento, os mecanismos de arrecadação e alocação de receitas, bem como as responsabilidades das entidades públicas envolvidas na governação do sector extractivo. São igualmente abordados os desenvolvimentos recentes ao nível da descentralização fiscal, da gestão das finanças públicas e da afectação de receitas às comunidades locais.

Contribuição económica e fiscal do sector extractivo

A análise económica evidencia a relevância estrutural do sector extractivo para a economia nacional, com destaque para a sua contribuição para o Produto Interno Bruto, para as exportações e para a geração de receitas fiscais. Em 2023 e 2024, as indústrias extractivas mantiveram um peso significativo na estrutura exportadora do país, representando cerca de 50% do total das exportações, segundo dados do Banco de Moçambique[1], com o Gás Natural Liquefeito (GNL) a assumir um papel cada vez mais dominante.

Em termos fiscais, o Relatório apresenta informação detalhada sobre as receitas arrecadadas pelo Estado, desagregadas por tipo de imposto e por subsector. Observa-se uma redução da contribuição fiscal de alguns projectos de hidrocarbonetos em 2024, associada sobretudo à diminuição do IRPC e do Imposto sobre a Produção de Petróleo, reflectindo factores como flutuações nos preços internacionais, variações nos volumes de produção e a dinâmica dos ciclos de investimento e recuperação de custos.

[1] https://www.bancomoc.mz/pt/media/noticias/boletim-anual-da-balanca-de-pagamentos-2024/

No subsector mineiro, a arrecadação mantém-se fortemente concentrada no IRPS e no Imposto sobre a Produção Mineira, evidenciando a natureza intensiva em mão-de-obra de determinadas operações.

Sector Empresarial do Estado

O Relatório analisa o papel das empresas do Sector Empresarial do Estado (SEE), em particular da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH, EP), bem como a evolução da dívida directa do SEE). Os dados de 2023 e 2024 indicam uma manutenção da tendência de redução do stock da dívida do SEE, após o ajustamento estrutural ocorrido em anos anteriores, embora persistam níveis relevantes de concentração da dívida em um número limitado de empresas públicas e participadas.

Impacto social, emprego e desenvolvimento de capacidades

No domínio do impacto económico e social, o Relatório apresenta informação relativa ao emprego, à formação e ao desenvolvimento de capacidades, permitindo uma leitura agregada da contribuição das indústrias extractivas para a economia nacional. A análise evidencia que os diferentes projectos se encontram em fases distintas do seu ciclo de vida, o que se reflecte em níveis diferenciados de emprego, estrutura da força de trabalho e intensidade de investimento em capital humano.

No período de 2023 a 2024, registam-se variações nos níveis de emprego directo, associadas a ajustamentos operacionais, à maturidade dos projectos e à evolução das condições económicas e de mercado. Estas variações não configuram, por si só, uma tendência estrutural uniforme, devendo ser interpretadas à luz do carácter cíclico das actividades extractivas e das especificidades técnicas e operacionais de cada empreendimento.

Paralelamente, verifica-se a continuidade do investimento em formação e capacitação, traduzida na afectação de recursos a programas de treinamento técnico e profissional. Estes investimentos assumem particular relevância no contexto do reforço das competências nacionais, da promoção do conteúdo local e da sustentabilidade de longo prazo do sector, contribuindo para uma maior integração das actividades extractivas na economia nacional.

Ambiente, auditorias e monitoria

O Relatório descreve o quadro legal e institucional aplicável à gestão ambiental das actividades extractivas e apresenta informação sobre auditorias e fiscalizações ambientais realizadas nos anos de

2023 e 2024. Foram efectuadas 19 auditorias ambientais no período de reporte, conduzidas pela Agência Nacional para o Controlo da Qualidade Ambiental (AQUA), tendo sido identificadas diversas constatações relacionadas com a gestão de bacias de rejeitos, monitoria da qualidade da água, drenagem de efluentes e cumprimento dos Planos de Gestão Ambiental. As acções subsequentes incluíram recomendações técnicas, notificações formais e, em casos específicos, propostas de suspensão de actividades.

Limitações de âmbito e desafios identificados

A ausência de reconciliação de receitas e de recolha de informação unilateral directamente junto das empresas extractivas implica uma redução do nível de abrangência e robustez do Relatório quando comparado com ciclos anteriores. Determinadas matérias previstas no Padrão ITIE 2023 — como despesas sociais obrigatórias e discricionárias, mecanismos de fixação de preços do carbono, metodologias de cálculo e verificação dos dados de produção e acompanhamento de processos de desmobilização e encerramento de projectos — não foram abordadas de forma substantiva, em virtude das limitações de âmbito e da indisponibilidade de informação sistematizada.

Recomendações

O Relatório formula um conjunto de recomendações estratégicas e operacionais dirigidas ao Comité de Coordenação da ITIE Moçambique, visando, entre outros aspectos:

i. o restabelecimento do exercício de reconciliação de receitas;
ii. o reforço da divulgação de informação ambiental, social e de governação;
iii. o reforço da transparência em matéria de beneficiários efectivos das entidades que operam nas indústrias extractivas;
iv. o alinhamento gradual do reporte nacional com os novos sub-requisitos introduzidos pelo Padrão ITIE 2023.

1. INTRODUÇÃO

Introdução

1 A Iniciativa de Transparência na Indústria Extractiva (ITIE) é um padrão global que visa promover a gestão aberta, responsável e transparente dos recursos naturais nos países implementadores. Para o efeito, a ITIE estabelece requisitos de divulgação de informação ao longo da cadeia de valor da indústria extractiva, desde a atribuição de direitos e as actividades de exploração e produção, até à arrecadação, alocação e utilização das receitas públicas provenientes do sector.

Assente no princípio de que os recursos naturais pertencem aos cidadãos, a ITIE procura reforçar a boa governação pública e empresarial, promover a responsabilização das entidades envolvidas e disponibilizar informação fiável que permita um debate público informado sobre a gestão dos recursos extractivos e o seu contributo para o desenvolvimento sustentável.

A implementação da ITIE estrutura-se, de forma geral, em três pilares fundamentais: (i) a transparência na divulgação de pagamentos e receitas do sector extractivo; (ii) a prestação de contas através da supervisão de um Comité de Coordenação, composto por representantes do Governo, das Empresas e da sociedade civil; e (iii) a disponibilização pública de informação relevante que permita aos cidadãos compreender o enquadramento legal, económico e institucional do sector extractivo.

A ITIE foi lançada internacionalmente em 2002 e Moçambique aderiu formalmente à iniciativa em 2009, no quadro do reforço dos mecanismos nacionais de boa governação, transparência e prevenção da corrupção. Desde então, o país produziu treze Relatórios ITIE (este incluído), cobrindo informação relativa aos exercícios compreendidos entre 2008 e 2024, tendo sido sujeito a sucessivos processos de Validação conduzidos pelo Secretariado Internacional da ITIE.

Na última Validação concluída em Maio de 2023, ao abrigo do Padrão ITIE de 2019, Moçambique obteve a classificação de Progresso Significativo, com uma pontuação global de 82,5 pontos em 100, reflectindo o desempenho do país nas dimensões de Envolvimento das Partes Interessadas, Transparência, Resultados e Impacto.

O presente Relatório corresponde ao 13.º Relatório da ITIE Moçambique e abrange informação referente aos exercícios económicos de 2023 e 2024, sendo elaborado com base no Padrão ITIE 2023. Importa, contudo, salientar que este Relatório foi produzido num contexto metodológico específico, definido pelo Comité de Coordenação da ITIE Moçambique, no qual se optou por um modelo de divulgação unilateral de informação governamental, não contemplando a componente de reconciliação de receitas nem a recolha de informação reportada pelas empresas do sector extractivo.

Consequentemente, determinadas categorias de informação que, em relatórios anteriores, eram divulgadas de forma unilateral pelas empresas seleccionadas — ainda que não sujeitas a reconciliação

— não integram o presente Relatório. Esta opção condiciona o nível de abrangência e de comparabilidade com exercícios anteriores, devendo o conteúdo do Relatório ser interpretado à luz da Limitação de Âmbito descrita em secção própria.

Em paralelo, e em conformidade com os Termos de Referência, o presente Relatório incorpora uma componente temática específica, centrada na análise dos sectores de Grafite (minerais sólidos) e de Gás Natural Liquefeito (GNL – hidrocarbonetos), referente aos exercícios de 2023 e 2024. Esta componente visa aprofundar a compreensão da contribuição fiscal, económica, social e de governação destes projectos estratégicos, bem como avaliar a aplicação de instrumentos inovadores de transparência, designadamente o G-Factor, desenvolvido pelo Grupo Gemfields.

Não obstante estas limitações, o Relatório procura assegurar a divulgação sistematizada da informação governamental disponível, reforçar a transparência institucional e contribuir para o debate público informado sobre a governação do sector extractivo em Moçambique, em linha com os objectivos e princípios fundamentais da ITIE.

1.1 Enquadramento Metodológico e Âmbito do Relatório

1.1.1 Objectivo do Relatório

O presente Relatório corresponde ao 13.º Relatório da ITIE Moçambique e tem por objectivo apoiar a implementação contínua do Padrão ITIE 2023, contribuindo para a transparência, a prestação de contas e o reforço do debate público informado sobre a governação do sector extractivo no país.

Em conformidade com os Termos de Referência aprovados pelo Comité de Coordenação da ITIE Moçambique, o Relatório abrange informação relativa aos exercícios económicos de 2023 e 2024, tendo como objectivos principais: (i) assegurar a manutenção do estatuto de Moçambique como país cumpridor do Padrão ITIE; (ii) promover o reporte e a divulgação sistemática de informação governamental sobre o sector extractivo; e (iii) contribuir para a avaliação do impacto económico, social e institucional da indústria extractiva no desenvolvimento do País.

1.1.2 Âmbito do Relatório

Nos termos do Padrão ITIE 2023 e das decisões adoptadas pelo Comité de Coordenação da ITIE Moçambique, o âmbito do presente Relatório assenta num modelo de divulgação unilateral de informação reportada pelas entidades do Estado, não contemplando a realização de um exercício de reconciliação entre os pagamentos declarados pelas empresas e os recebimentos do Governo.

Adicionalmente, não foram seleccionadas empresas do sector extractivo para efeitos de reporte, quer no âmbito da reconciliação, quer para a recolha de informação unilateral complementar.

Consequentemente, o Relatório não inclui dados reportados directamente pelas empresas, como impostos e contribuições, dados de emprego, incluindo outras informações que, em exercícios anteriores, era divulgada unilateralmente pelas entidades empresariais seleccionadas, ainda que não sujeita a reconciliação (por exemplo: informação sobre os beneficiários efectivos, despesas sociais discricionárias, pagamentos subnacionais, entre outros).

Para além da componente analítica alinhada com os Requisitos do Padrão ITIE 2023, o Relatório incorpora igualmente uma componente temática, centrada na análise dos sectores de Grafite (minerais sólidos) e Gás Natural Liquefeito (GNL – hidrocarbonetos), relativa aos anos de 2023 e 2024, bem como uma avaliação da implementação do mecanismo G-Factor, desenvolvido pelo Grupo Gemfields, e do seu potencial de adopção mais ampla no sector extractivo moçambicano.

1.1.3 Abordagem Metodológica

A elaboração do presente Relatório assentou numa abordagem metodológica consistente com o âmbito definido e com as melhores práticas internacionais da ITIE, tendo sido privilegiada a recolha, sistematização e análise de informação proveniente de fontes governamentais oficiais.

A recolha de dados baseou-se numa combinação de pesquisa documental, incluindo legislação aplicável, contratos de projectos, relatórios institucionais e publicações oficiais, e de informação qualitativa e quantitativa disponibilizada pelas entidades públicas competentes, no âmbito das suas atribuições legais e institucionais.

O papel do Administrador Independente consistiu em assistir tecnicamente o Comité de Coordenação da ITIE Moçambique na organização, análise e apresentação da informação recolhida, assegurando coerência metodológica, clareza expositiva e alinhamento com os Requisitos do Padrão ITIE 2023, dentro dos limites definidos pelos Termos de Referência.

Importa salientar que os procedimentos adoptados não configuram, nem visam, a realização de qualquer auditoria financeira, fiscal ou contratual, nem a emissão de qualquer opinião de auditoria, validação, certificação ou confirmação independente sobre a informação divulgada.

1.1.4 Estrutura do Relatório

O Relatório encontra-se estruturado de forma a reflectir as áreas de divulgação previstas no Padrão ITIE 2023, cobrindo, entre outros, o enquadramento legal e institucional do sector extractivo, a atribuição de licenças e contratos, os beneficiários efectivos, a participação estatal, a produção, as exportações, a arrecadação e gestão de receitas, bem como o impacto económico, social e ambiental do sector extractivo e as recomendações resultantes da implementação da ITIE.

Para facilitar a compreensão do conteúdo, cada capítulo substantivo do Relatório inicia com uma breve referência aos Requisitos do Padrão ITIE 2023 que se pretende abordar, conforme a terminologia e orientação da ITIE Internacional.

A Limitação de Âmbito, apresentada na secção seguinte, descreve de forma detalhada as implicações metodológicas decorrentes das opções institucionais adoptadas e deve ser considerada como parte integrante da leitura e interpretação do presente Relatório.

1.1.5 Limitação de âmbito

Um dos princípios estruturantes da ITIE em Moçambique consiste, em condições normais, na realização de um exercício de reconciliação entre os pagamentos de impostos declarados pelas empresas que operam na indústria extractiva e os recebimentos declarados pelas entidades do Estado, processo esse conduzido por um Administrador Independente.

Todavia, no contexto específico do presente Relatório, o Comité de Coordenação da ITIE Moçambique deliberou, de forma expressa e previamente definida nos Termos de Referência do trabalho, que o 13.º Relatório da ITIE Moçambique se cingiria à divulgação de informação unilateral reportada pelas entidades do Estado, não contemplando a componente de reconciliação de receitas, designadamente a comparação sistemática entre os dados declarados pelo Governo e pelas empresas do sector extractivo.

Em conformidade com essa decisão, o âmbito do trabalho do Administrador Independente foi delimitado à recolha, análise, sistematização e apresentação da informação disponibilizada[2] pelas entidades competentes, tais como:

- Autoridade Tributária de Moçambique;
- AQUA – Agência Nacional para o Controlo da Qualidade Ambiental;
- CFM – Caminhos de Ferro de Moçambique;
- ENH - Empresa Nacional de Hidrocarbonetos;
- IGEPE – Instituto de Gestão de Participações do Estado;
- INAMI – Instituto Nacional de Minas;
- INP – Instituto Nacional de Petróleo;
- Ministério das Finanças;
- TA – Tribunal Administrativo.

[2] No caso do Ministério das Finanças foi utilizada informação disponível no seu *website* (*https://www.mef.gov.mz/*).

Importa ainda salientar que, em exercícios anteriores da ITIE Moçambique, para além da reconciliação de receitas, eram igualmente divulgadas determinadas informações não sujeitas a reconciliação, reportadas de forma unilateral pelas empresas das indústrias extractivas seleccionadas no âmbito do processo de reporte. Essas informações incluíam, entre outras, dados operacionais, contextuais e complementares relevantes para a compreensão do sector extractivo, cuja divulgação dependia da selecção prévia das empresas participantes.

No presente Relatório, não tendo sido seleccionadas empresas nem para efeitos de reconciliação, nem para efeitos de recolha de informação unilateral complementar, tais dados empresariais não serão divulgados. Esta opção metodológica implica, de forma objectiva, uma redução do nível de abrangência e robustez da informação globalmente apresentada, quando comparada com relatórios anteriores, sem que tal possa ser imputado a limitações técnicas, metodológicas ou operacionais do Administrador Independente.

Neste sentido, importa esclarecer que o Administrador Independente não procedeu, nem estava mandatado para proceder, à validação cruzada da informação reportada com dados das empresas das indústrias extractivas, nem à recolha, tratamento ou análise de informação unilateral proveniente dessas entidades. A ausência quer da reconciliação, quer da divulgação de informação empresarial complementar, resulta exclusivamente de uma opção institucional da ITIE Moçambique, formalizada nos Termos de Referência que enquadraram a contratação do serviço.

À semelhança do que decorre das melhores práticas internacionais da ITIE, a actuação do Administrador Independente no âmbito do presente Relatório não constitui, em qualquer circunstância, uma auditoria financeira, fiscal ou contratual, nem qualquer outro trabalho de auditoria, validação, certificação ou confirmação independente, nos termos das normas profissionais aplicáveis. O Administrador Independente não é responsável por confirmar a exactidão material, a completude ou a conformidade legal dos valores reportados, nem pelas obrigações legais, fiscais ou contratuais das entidades reportantes. A responsabilidade pela informação apresentada neste Relatório é exclusivamente das entidades que a forneceram.

Os procedimentos adoptados pelo Administrador Independente para a recolha, organização, sistematização e apresentação da informação não configuram, nem permitem, a emissão de qualquer opinião de auditoria, validação, certificação ou confirmação independente sobre os dados divulgados. Em consequência, não é expressa, nem poderá ser inferida, qualquer opinião quanto à veracidade, exactidão, integralidade ou suficiência da informação constante do presente Relatório.

A presente delimitação de âmbito deverá ser considerada no contexto de eventuais processos de Validação da ITIE. A ausência de reconciliação e de divulgação de informação empresarial unilateral não

deve ser interpretada como uma limitação técnica, falha metodológica ou incumprimento por parte do Administrador Independente, mas sim como o reflexo directo das opções institucionais e metodológicas adoptadas pela ITIE Moçambique, devidamente formalizadas nos Termos de Referência do trabalho.

Por fim, o Administrador Independente não assume qualquer responsabilidade por decisões, acções ou diligências que venham a ser tomadas com base na informação constante deste Relatório, as quais são da exclusiva responsabilidade dos respectivos utilizadores.

2. PERFIL DE MOÇAMBIQUE

Perfil de Moçambique

2

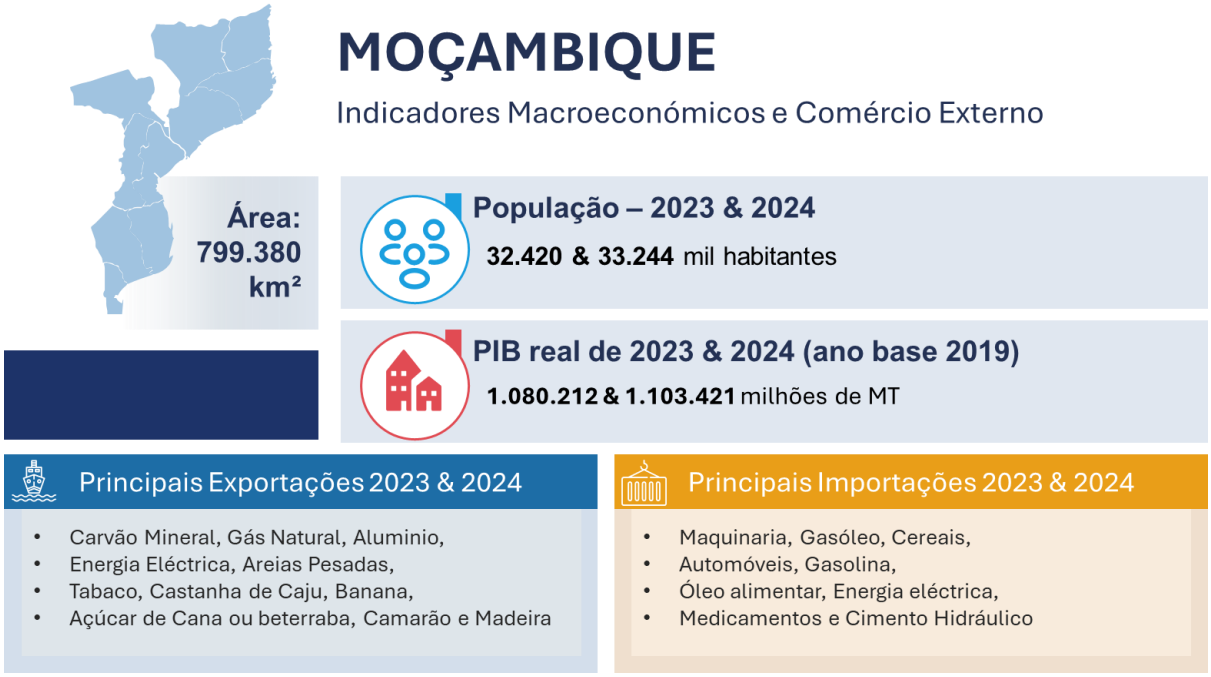


Figura 1 – Perfil de Moçambique (Fonte: INE[3])

2.1 Enquadramento geográfico

Moçambique localiza-se na costa oriental da África Austral, fazendo fronteira com a Tanzânia, Malawi, Zâmbia, Zimbabué, África do Sul e Eswatini, e dispondo de uma extensa linha costeira ao longo do Oceano Índico, com cerca de 2.700 quilómetros. Esta posição geográfica confere ao país uma relevância estratégica singular no contexto regional, funcionando como corredor logístico e de escoamento para economias do interior sem acesso directo ao mar, designadamente Malawi, Zâmbia e Zimbabwe.

O país dispõe de três portos marítimos de águas profundas – Maputo, Beira e Nacala – e de corredores de desenvolvimento associados, que sustentam a sua vocação como plataforma logística regional. Esta condição é particularmente relevante para o sector extractivo, na medida em que suporta a exportação de recursos minerais e energéticos e a importação de bens e equipamentos associados aos grandes projectos de investimento.

Moçambique é dotado de um conjunto diversificado de recursos naturais, incluindo terras aráveis, recursos hídricos, potencial hidroeléctrico, recursos minerais e significativas reservas de gás natural, com destaque para os projectos de Gás Natural Liquefeito (GNL) na Bacia do Rovuma. Estes recursos posicionam o sector extractivo como um dos pilares estruturantes da economia nacional e como um vector central da estratégia de desenvolvimento económico de médio e longo prazo.

[3] Anuário Estatístico 2023 e 2024.

2.2 Enquadramento macroeconómico e desempenho recente

A economia moçambicana registou uma evolução diferenciada no biénio 2023–2024. Em 2023, verificou-se uma aceleração do crescimento económico, enquanto em 2024 a actividade económica registou um abrandamento, num contexto ainda marcado por fragilidades estruturais e por uma elevada exposição a choques climáticos, externos e internos. De acordo com as estimativas preliminares do Instituto Nacional de Estatística (INE)[4] e com os Relatórios Anuais do Banco de Moçambique[5], o Produto Interno Bruto (PIB) cresceu cerca de 5,5% em 2023, após 4,2% em 2022, tendo desacelerado para aproximadamente 2,2% em 2024.

O desempenho observado em 2023 reflectiu, em larga medida, o contributo do sector extractivo, em particular o início da produção e exportação de Gás Natural Liquefeito (GNL), bem como a retoma de alguns segmentos do sector terciário. A decomposição do crescimento do PIB em 2023 evidencia uma contribuição positiva do sector primário na ordem de 4,5 pontos percentuais, dos quais 3,5 pontos percentuais associados à indústria extractiva, cujo crescimento anual se situou em cerca de 34,4%, passando a representar aproximadamente 10,8% do PIB. Em contraste, o sector secundário registou uma contracção, influenciada pelo desempenho negativo da indústria transformadora e da construção, enquanto o sector terciário apresentou uma desaceleração relativa face ao ano anterior, reflectindo o abrandamento dos serviços de transportes, comunicações e comércio.

Em 2024, o abrandamento da actividade económica esteve associado, sobretudo, à desaceleração do sector primário, afectado por choques climáticos adversos, designadamente ciclones e fenómenos de variabilidade climática, bem como à moderação do investimento público e privado fora do perímetro dos grandes projectos. Ainda assim, o sector extractivo manteve-se como um dos principais suportes da actividade económica, continuando a contribuir de forma relevante para o PIB e para as exportações.

Em termos nominais, o PIB a preços correntes situou-se em cerca de 1,45 biliões de Meticais em 2024, reflectindo o aumento do nível geral de preços e a expansão da base produtiva associada aos grandes projectos. No plano externo, as exportações de produtos extractivos — com destaque para o gás natural, carvão mineral, alumínio, energia eléctrica e areias pesadas — continuaram a representar uma parcela significativa das exportações totais. O gás natural e o carvão destacaram-se como os principais produtos de exportação, com valores individuais superiores a USD 1,9 mil milhões, reforçando o papel do sector extractivo na inserção externa da economia.

No domínio dos preços, a inflação anual desacelerou de forma acentuada. Após níveis de 10,9% em 2022, a inflação reduziu-se para 5,3% em Dezembro de 2023, reflectindo os efeitos combinados de uma política monetária restritiva, da maior disponibilidade de produtos alimentares e da estabilização

[4] Anuário Estatístico 2023 e 2024.
[5] Relatório Anual do Banco de Moçambique 2023 e 2024

dos preços dos combustíveis no mercado interno. Em 2024, a inflação manteve-se relativamente contida, situando-se em torno de 4%, beneficiando igualmente da queda dos preços internacionais de alimentos e energia.

No sector externo, o Metical manteve-se relativamente estável face às principais moedas de transacção internacional. Em 2023, o dólar norte-americano encerrou o ano em torno de 63,9 MZN/USD, enquanto o euro e o rand sul-africano registaram comportamentos diferenciados face à moeda nacional. As Reservas Internacionais Brutas atingiram cerca de USD 3,5 mil milhões no final de 2023, correspondendo a um aumento próximo de 23% face a 2022 e assegurando uma cobertura de aproximadamente 4,3 meses de importações de bens e serviços, excluindo grandes projectos.

Ao passo que em 2024, o metical manteve-se globalmente estável face ao dólar norte-americano, encerrando o ano em torno de 63,9 MZN/USD, nível semelhante ao observado em 2023. Em contrapartida, registou-se uma depreciação nominal face ao euro e ao rand sul-africano. As Reservas Internacionais Brutas situaram-se em cerca de USD 3,8 mil milhões, ligeiramente acima do nível registado no ano anterior, assegurando uma cobertura confortável de importações de bens e serviços (aproximadamente 5 meses).

No plano das finanças públicas, apesar dos esforços de consolidação orçamental, persistiram pressões significativas sobre a despesa. A despesa com pessoal e o serviço da dívida continuaram a absorver uma parcela muito elevada da receita fiscal, limitando a margem de manobra para investimento público e despesa social. Neste contexto, as receitas actuais e futuras provenientes do sector extractivo assumem particular relevância para a sustentabilidade orçamental, a redução das vulnerabilidades fiscais e o financiamento das prioridades de desenvolvimento.

Em síntese, o enquadramento macroeconómico de Moçambique em 2023 e 2024 caracteriza-se por uma recuperação robusta em 2023, seguida de um abrandamento em 2024, com o sector extractivo a assumir um papel central na dinâmica do crescimento, das exportações e das contas externas. Este contexto reforça a importância da transparência, da boa governação e da gestão prudente das receitas dos recursos naturais, em linha com os objectivos centrais do presente Relatório ITIE.

2.2.1 Período de Instabilidade Pós-eleitoral

No IV trimestre de 2024, o PIB registou uma contracção de aproximadamente −4,9% em termos homólogos (comparado com o IV trimestre de 2023), como resultado das manifestações e tensão pós-eleitoral, que afectaram a actividade económica e social; perturbações na produção e na circulação de bens e serviços; impactos adicionais de choques climáticos e custos logísticos elevados.

As manifestações afectaram amplamente a actividade económica e contribuíram para uma forte desaceleração do crescimento em 2024, que ficou em cerca de 1,9%, abaixo das previsões iniciais (5.5%).

Em relação ao sector extractivo, também está entre os sectores penalizados pela instabilidade pós-eleitoral. Contudo, no caso deste sector, o impacto das manifestações pós-eleitorais no último trimestre de 2024 foi mais limitado e indirecto do que em outros sectores da economia. Isso ocorre porque grande parte das operações de extracção (gás, carvão, areias pesadas, minerais, etc.) são projectos de grande escala, localizados em áreas específicas e com cadeias logísticas relativamente protegidas, o que tende a reduzir a exposição imediata a distúrbios urbanos. Ainda assim, houve alguns impactos relevantes.

1. Perturbações logísticas e operacionais
    - Bloqueios de estradas, interrupções no transporte e instabilidade social, que afectaram a circulação de trabalhadores, combustíveis e insumos.
    - Atrasos pontuais na produção ou no escoamento de minerais e hidrocarbonetos.

2. Pressão sobre as Receitas do Estado
    - A instabilidade económica e as perturbações nas actividades empresariais contribuíram para um desempenho fiscal mais fraco, com redução das receitas do Estado associadas à desaceleração económica.

Apesar dessas perturbações, o sector extractivo manteve um desempenho relativamente robusto em 2024, impulsionado pela produção de gás natural, carvão e areias pesadas, que continuaram a sustentar a actividade económica e as exportações.

2.3 O sector extractivo na economia moçambicana

A economia moçambicana mantém uma forte dependência dos recursos naturais, com o sector extractivo a desempenhar um papel determinante na formação do Produto Interno Bruto (PIB), nas exportações e na captação de investimento directo estrangeiro (IDE). De acordo com dados do Instituto Nacional de Estatística (INE) e do Banco de Moçambique, o sector extractivo representou cerca de 10,8% do PIB em 2023, registando um crescimento anual superior a 30%, impulsionado sobretudo pela entrada em produção do Gás Natural Liquefeito (GNL) e pelo desempenho da mineração.

No plano externo, os produtos extractivos continuaram a dominar a pauta exportadora do país. Em 2023 e 2024, o gás natural, o carvão mineral, o alumínio e a energia eléctrica representaram, em conjunto, mais de 70% do valor total das exportações de bens, com destaque para o gás natural e o carvão, cujas exportações individuais ultrapassaram USD 1,9 mil milhões. Esta estrutura evidencia a

centralidade do sector extractivo na geração de divisas e na sustentabilidade da balança de pagamentos.

O sector extractivo é igualmente o principal destino do investimento directo estrangeiro em Moçambique. Os grandes projectos mineiros e de hidrocarbonetos, em particular os projectos de GNL na Bacia do Rovuma, concentraram a maior parcela dos fluxos de IDE no período recente, representando mais de metade do stock de IDE registado no país. Estes projectos são considerados transformacionais, com potencial para alterar estruturalmente o perfil económico de Moçambique ao longo das próximas décadas[6].

Não obstante a sua relevância macroeconómica, a contribuição do sector extractivo para o emprego directo permanece relativamente reduzida, em virtude do carácter intensivo em capital dos grandes projectos, quando comparada com sectores mais intensivos em mão-de-obra, como a agricultura, o comércio e os serviços. Esta característica reforça a importância de políticas públicas orientadas para o conteúdo local, a diversificação económica e o reforço das ligações a montante e a jusante, de modo a maximizar os benefícios económicos e sociais associados à exploração dos recursos naturais.

2.4 Desafios estruturais

Apesar do potencial económico associado aos recursos naturais, Moçambique enfrenta desafios estruturais significativos, incluindo níveis elevados de pobreza, desigualdades regionais, baixa produtividade agrícola e fragilidades no capital humano. Mais de dois terços da população reside em áreas rurais e depende de uma agricultura de subsistência vulnerável a choques climáticos.

A gestão das receitas provenientes do sector extractivo coloca desafios adicionais em matéria de transparência, planeamento fiscal, sustentabilidade da dívida e afectação eficiente dos recursos. Neste contexto, iniciativas como a ITIE assumem particular relevância ao promover a divulgação sistemática de informação, o reforço da responsabilização institucional e a melhoria da qualidade do debate público sobre a utilização dos recursos naturais.

O Perfil de Moçambique aqui apresentado fornece o enquadramento económico e institucional necessário para a leitura e interpretação das secções subsequentes do Relatório, em particular aquelas relacionadas com o sector extractivo, a arrecadação de receitas públicas e a governação dos recursos naturais.

[6] Várias instituições consideram os Projectos de Gás, Petróleo e Mineração como estruturantes e com grande capacidade transformacional, como é o caso do FMI (IMF Country Reports), Banco Mundial (Mozambique Economic Update, PESOE, ENDE, Plano Director do Gás.

3. MARCO LEGAL E INSTITUCIONAL, INCLUINDO A CONCESSÃO DE CONTRATOS E LICENÇAS (REQUISITO 2)

Marco legal e institucional, incluindo a concessão de contratos e licenças (Requisito 2)

3 **Visão Geral:** A ITIE exige a divulgação de informações relacionadas com a gestão do sector extractivo, permitindo que as partes interessadas compreendam as leis e os procedimentos para a concessão de direitos de exploração e produção, o enquadramento legal, regulatório e contratual aplicável ao sector extractivo e as responsabilidades institucionais do Estado na gestão do sector. Os requisitos da ITIE sobre a transparência do marco legal e a concessão de direitos na indústria extrativa incluem: (2.1) Marco legal e regime fiscal; (2.2) Concessão de contratos e licenças; (2.3) Registo de licenças; (2.4) Contratos; (2.5) Beneficiários efetivos; e (2.6) Participação estatal no sector extractivo.

3.1 Marco legal e regime fiscal (requisito 2.1)

O objectivo deste requisito é assegurar a compreensão pública de todos os aspectos do quadro regulatório das indústrias extractivas, incluindo o enquadramento legal, o regime fiscal, os papéis das entidades governamentais e as reformas em curso, bem como as leis e regulamentos relacionados com a mitigação dos riscos de corrupção no sector extractivo

a) Os países implementadores devem divulgar uma descrição do enquadramento legal e do regime fiscal aplicáveis às indústrias extractivas. Esta informação deve incluir uma descrição sumária do regime fiscal, incluindo o nível de descentralização fiscal; uma visão geral da legislação e regulamentação relevantes, incluindo as leis relacionadas com a prevenção da corrupção no sector extractivo; uma descrição dos diferentes tipos de contratos e licenças que regem a exploração e a extracção de petróleo, gás e minerais; bem como informação sobre os papéis e responsabilidades das entidades governamentais relevantes.
b) Os países implementadores devem divulgar uma visão geral dos compromissos, políticas e planos nacionais de transição energética relevantes para as indústrias extractivas.
c) Os países implementadores são encorajados a divulgar uma descrição sumária dos mecanismos de fixação de preços do carbono ou dos impostos sobre o carbono que sejam materiais para as indústrias extractivas.
d) Os países implementadores são encorajados a divulgar os subsídios públicos e outras formas de apoio do Estado que sejam materiais para as indústrias extractivas, bem como quaisquer reformas em curso relacionadas. Tal poderá incluir subsídios à produção, bem como subsídios ao consumo antes e após impostos, em conformidade com as orientações da Global Subsidies Initiative. Os subsídios que sejam definidos como despesas quase-fiscais por uma empresa pública devem ser divulgados em conformidade com o Requisito 6.2.
e) Sempre que o Governo esteja a levar a cabo reformas, incluindo no que respeita aos compromissos, políticas e planos nacionais de transição energética, o Grupo Multiparticipativo é encorajado a documentá-las.

f) Sempre que aplicável, os países implementadores são encorajados a divulgar políticas relacionadas com o sector da mineração artesanal e de pequena escala, bem como informação sobre reformas planeadas ou em curso.

3.1.1 Principais instrumentos legais

O enquadramento jurídico aplicável à actividade mineira em Moçambique foi concebido com o objectivo de promover um ambiente regulatório transparente, competitivo e alinhado com a salvaguarda do interesse público, estabelecendo regras para o acesso, a exploração e a gestão dos recursos minerais. Os principais diplomas legais que estruturam este regime encontram-se sistematizados na tabela seguinte.

Importa ainda referir que, no caso específico da operação desenvolvida pela Vulcan Moçambique, continua a aplicar-se o regime jurídico consagrado na Lei n.º 14/2002, de 26 de Junho, atendendo a que o respectivo contrato mineiro foi celebrado em momento anterior à entrada em vigor da Lei n.º 20/2014, de 18 de Agosto (Lei de Minas), em conformidade com o princípio da estabilidade contratual.

Área Mineira		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
Leis	Lei nº 20/2014, de 18 de Agosto.	Lei de Minas, revoga a Lei 14/2002 de 26 de Junho // O artigo 20 foi alterado pela Lei nº 20/2014, de 18 de Agosto, Lei de Minas.
	Lei nº 28/2014 de 23 de Setembro de 2014	Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira.
	Lei nº 15/2017, de 28 de Dezembro.	Altera e Republica o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira, aprovado pela Lei 28/2014 de 23 de Setembro.
	Lei nº 15/2022, de 19 de Dezembro	Altera o artigo 20 da Lei nº 20/2014, de 18 de Agosto, Lei de Minas.
Decretos	Decreto nº 26/2004, de 20 de Agosto	Regulamento Ambiental para Actividade Mineira.
	Decreto nº 5/2008, de 9 de Abril.	Regulamento dos Impostos Específicos da Actividade Mineira, alterado pelo Decreto nº 28/2015 de 28 de Dezembro – Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira.
	Decreto nº 20/2011, de 1 de Junho.	Regulamento de Comercialização de Produtos Minerais// Decreto nº 34/2019 e Decreto nº 25/2015.
	Decreto nº 61/2006, de 28 de Dezembro	Aprova o Regulamento de segurança Técnica e de Saúde para as actividades Geologico-Mineirais e

Área Mineira		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
		revoga a legislação que contrarie este Regulamento – Alterado pelo Decreto nº 34/2019, de 02 de Maio.
	Decreto nº 42/2008, de 04 de Novembro de 2008	Altera os artigos 5, 15, 18, 20, 21, 24, 25 e 28 do Regulamento sobre o Processo de Avaliação do Impacto Ambiental, aprovado pelo Decreto n§ 45/2004, de 29 de Setembro // Revogado pelo Decreto nº 54/2015 de 31 de Dezembro de 2015.
	Decreto nº 63/2011, de 7 de Dezembro	Regulamento de Contratação de Cidadãos de Nacionalidade Estrangeira no Sector de Petróleo e Mineração.
	Decreto nº 22/2015, de 17 de Setembro	Define as atribuições, competências e orgânica do Instituto Nacional de Minas.
	Decreto nº 13/2015, de 3 de Julho	Regulamento do Trabalho Mineiro.
	Decreto nº 25/2015, de 22 de Novembro	Regulamento de Comercialização de Diamantes, Metais Preciosos e Gemas (revogado pelo Decreto nº 63/2021, de 01 de Setembro).
	Decreto nº 26/2015 de 20 de Novembro de 2015	Cria a Unidade de Gestão do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas, abreviadamente designada por UGPK // Alterado pelo Decreto nº 64/2021 de 01 de Setembro de 2021 e depois pelo Decreto nº 7/2024 de 29 de Fevereiro de 2024.
	Decreto nº 28/2015, de 28 de Dezembro	Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira // Alterado pelo Decreto nº 76/2022 de 30 de Dezembro de 2022.
	Decreto nº 31/2015, de 31 de Dezembro	Regulamento da Lei de Minas// Alterado pelo Decreto nº 34/2019 de 02 de Maio e Decreto n.º 48/2022 de 13 de Outubro de 2022.
	Decreto nº 54/2015, de 31 de Dezembro de 2015	Aprova o Regulamento sobre o Processo de Avaliação do Impacto Ambiental e revoga os Decretos n.º 45/2004, de 29 de Setembro e 42/2008, de 4 de Novembro.
	Decreto nº 78/2017, de 28 de Dezembro	Regulamento do Reembolso do IVA – Alterado pelo Decreto nº 30/2022 de 23 de Junho de 2022. // Alterado pelo Decreto nº 52/2025 de 29 de Dezembro de 2025
	Decreto nº 32/2019, de 29 de Abril	Regulamento do Sistema Nacional de Salvamento e Resgate para a Indústria Extractiva de Recursos Minerais.
	Decreto nº 34/2019, de 02 de Maio	Regulamento da Actividade Inspectiva dos Recursos Minerais e Energia.
	Decreto nº 63/2021, de 01 de Setembro	Regulamento de Comercialização de Diamantes, Metais Preciosos e Gemas.
	Decreto nº 64/2021 de 01 de Setembro de 2021	Revê o Decreto n.º 26/2015, de 20 de Novembro, que cria a Unidade de Gestão do Processo Kimberley abreviadamente designado por UGPK // // Alterado pelo Decreto nº 7/2024 de 29 de Fevereiro de 2024.
	Decreto nº 30/2022, de 23 de Junho de 2022	Altera o título do capítulo III e os artigos 18,19,20,21 e 22 do Regulamento do Reembolso do Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA), aprovado pelo Decreto n.º 78/2017, de 28 de Dezembro. //

Área Mineira		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
		Alterado pelo Decreto nº 52/2025 de 29 de Dezembro de 2025
	Decreto n.º 48/2022, de 13 de Outubro de 2022	Alterou os artigos 5 e 132 do Regulamento da Lei de Minas, aprovado pelo Decreto n.º 31/2015, de 31 de Dezembro.
	Decreto nº 49/2022 de 13 de Outubro de 2022	Altera o Anexo I do Decreto n.º 64/2021, de 1 de Setembro.
	Decreto nº 76/2022 de 30 de Dezembro	Altera os artigos 4, 7, 8, 11, 15 e 28 do Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais para a Actividade Mineira, aprovado pelo Decreto nº 28/2015, de 28 de Dezembro.
	Decreto nº 40/2023, de 07 de Julho	Regulamenta os critérios de alocação e gestão da percentagem das receitas destinadas ao desenvolvimento das províncias, distritos e comunidades locais onde se implementam empreendimentos de exploração mineira e petrolífera.
	Decreto nº 7/2024 de 29 de Fevereiro de 2024	Procede a revisão do Decreto n.º 64/2021, de 1 de Setembro, que define as atribuições, competências e a estrutura funcional da Unidade de Gestão do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas de modo a ajustar a estrutura e o regime jurídico as novas atribuições e revoga o Decreto n.º 64/2021, de 1 de Setembro.
	Decreto nº 52/2025 de 29 de Dezembro de 2025	Altera os artigos 4, 5, 7, 8, 10, 13, e 16, o Capítulo III e os seus artigos 18, 19, 20, 21, 22, 23, assim como os artigos 25 e 26 do Regulamento do Reembolso do Imposto sobre o Valor Acrescentado, aprovado pelo Decreto n.º 78/2017, de 28 de Dezembro, e alterado pelo Decreto n.º 30/2022, de 23 de Junho.
Resoluções	Resolução nº 89/2013, de 31 de Dezembro.	Define os princípios e as principais acções de gestão e exploração de recursos minerais para contribuir para o desenvolvimento económico e social de Moçambique.
	Resolução nº 21/2014, de 16 de Maio	Aprova a política de responsabilidade social corporativa para os recursos minerais da indústria mineira.
	Resolução nº 21/2024 de 30 de Dezembro de 2024	Aprova o Estatuto Orgânico da Unidade de Gestão do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas, abreviadamente designada UGPK e revoga a Resolução n.º 22/2017, de 24 de Novembro.
Diplomas	Diploma Ministerial nº 189/2006, de 14 de Dezembro	Normas Básicas de Gestão Ambiental para Actividade Mineira.
	Diploma Ministerial nº 92/2007, de 11 de Junho	Normas e Procedimentos para Inscrição de Técnicos Elegíveis à Elaboração de Relatórios de prospecção e Pesquisa e programas de trabalhos em Projectos Mineiros.
	Diploma Ministerial nº 37/2020, de 30 de Julho de 2020	Aprova os modelos de declaração necessários ao cumprimento das obrigações previstas no Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira.

Área Mineira		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
	Diploma Ministerial nº 67/2020 de 03 de Dezembro de 2020	Aprova o Regulamento Interno da Unidade de Gestão do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas
	Diploma Ministerial nº 78/2021 de 17 de Agosto de 2021	Aprova o Modelo do Certificado do Processo Kimberley, para diamantes em bruto e Modelo do Certificado de Origem, para metais preciosos e gemas.;
	Diploma Ministerial nº 65/2022, de 15 de Junho de 2022	Actualizou as taxas relativas à tramitação dos títulos mineiros e autorizações, estabelecidas no Anexo 9, do Decreto nº 31/2015, de 31 de Dezembro, que aprovou o Regulamento da Lei de Minas e revogou as taxas estabelecidas no Anexo 9 do Decreto nº 31/2015, de 31 de Dezembro.
	Diploma Ministerial nº 118/2022, de 21 de Novembro de 2022	Regulamento sobre o Processo de Avaliação do Impacto Ambiental (AIA).
	Diploma Ministerial nº 91/2023 de 16 de Junho de 2023	Regulamento do Preço de Referência, para efeitos de determinação do valor do produto mineiro.
	Diploma Ministerial nº 55/2024, de 05 de Julho de 2024	Mecanismos de orientação das obrigações de contratação de bens e prestação de serviços, programas de emprego, programas de formação, associação com nacionais e direitos de preferência, ajustamento de conduta e respectivos relatórios.

Tabela 1 – Principal legislação da área mineira

No sector dos hidrocarbonetos, o quadro jurídico-regulatório é igualmente estruturado por um conjunto de diplomas legais que definem as condições de atribuição de direitos, desenvolvimento das operações, regime fiscal e enquadramento institucional das actividades petrolíferas, os quais se encontram discriminados na tabela seguinte.

Relativamente aos projectos localizados na Bacia do Rovuma, desenvolvidos, entre outras, pelas empresas TEPMA1 e Eni East Africa, mantém-se a aplicação da Lei n.º 3/2001, de 21 de Fevereiro, atendendo a que os respectivos contratos de concessão foram celebrados em momento anterior à entrada em vigor da Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto (Lei dos Petróleos).

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
Leis	Lei nº 3/2001, de 21 de Fevereiro de 2001	Lei dos petróleos // Revogada pela Lei nº 21/2014, de 18 de Agosto.
	Lei nº 6/2011, de 11 de Janeiro	Estabelece os princípios e normas para o licenciamento, fabrico, armazenamento, comercio, transito, abate e transporte, bem como medidas de seguras pelos utilizadores de substâncias Explosivas.

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
Decreto-Lei	Lei nº 15/2011, de 10 de Agosto	Estabelece as Normas orientadoras do Processo de contratação, implementação e monitoria de empreendimentos de parcerias público-privada, de projectos de grande dimensão e de concessões empresariais.
	Lei nº 21/2014, de 18 de Agosto	Lei de Petróleo, revoga a Lei nº 3/2001 de 21 de Fevereiro // Lei nº 16/2022, de 19 de Dezembro de 2022.
	Lei nº 25/2014, de 23 de Setembro	Lei de Autorização legislativa referente aos projectos de liquefação do Gás Natural das Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma.
	Lei nº 27/2014, de 23 de Setembro	Estabelece o Regime Específico de Tributação e Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas // Lei nº 14/2017, de 28 de Dezembro.
	Lei nº 14/2017, de 28 de Dezembro	Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das operações petrolíferas.
	Lei nº 16/2022, de 19 de Dezembro de 2022	Altera o artigo 48 da Lei nº 21/2014, de 18 de Agosto, Lei de Petróleo.
	Lei nº 1/2024, de 09 de Janeiro de 2024	Cria o Fundo Soberano de Moçambique.
	Decreto Lei nº 2/2014, de 2 de Dezembro	Regime Jurídico e Contratual Especial Aplicável ao Projecto de Gás Natural Liquefeito nas Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma.
Decreto	Decreto nº 27/2002, de 19 de Novembro	Aprova os termos de realização das actividades de produção, transporte e venda de Gás Natural nos blocos unificados de Pande e Temane. // Alterado por Decreto nº 10/2009, de 1 de Abril.
	Decreto nº 24/2004, de 20 de Agosto	Regulamento das operações petrolíferas (em vigor até à publicação do Decreto nº 34/2015, de 31 de Dezembro).
	Decreto nº 25/2004, de 20 de Agosto	Cria o Instituto Nacional de Petróleo (INP) e aprova o respectivo Estatuto Orgânico.
	Decreto nº 44/2005, de 29 de Novembro	Regulamento de distribuição e comercialização de Gás Natural // Revogado pelo Decreto nº 62/2023 de 23 de Novembro de 2023.
	Decreto nº 67/2006 de 26 de Dezembro de 2006	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área 1, no Bloco de Rovuma, às Empresas Anadarko Moçambique Área 1, Limitada, e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P. (ENH, EP), na qualidade de Concessionária.
	Decreto nº 4/2008, de 9 de Abril	Regulamento do Imposto sobre a produção do Petróleo (revogado pelo Decreto nº 32/2015, de 31 de Dezembro).
	Decreto nº 10/2009, de 1 de Abril	Alteração ao Plano de Desenvolvimento do Projecto Gás natural Pande e Temane.
	Decreto nº 56/2010, de 22 de Novembro	Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas.
	Decreto nº 25/2011, de 15 de Junho	Aprova o Regulamento sobre o Processo de Auditoria Ambiental // Revogado pelo Decreto nº 45/2024 de 26 de Junho de 2024.

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
	Decreto nº 63/2011, de 7 de Dezembro	Regulamento para empregar cidadãos estrangeiros no sector do petróleo e mineração.
	Decreto nº 45/2012, de 28 de Dezembro	Define o regime a que ficam sujeitas as actividades de produção, importação, recepção, armazenamento, manuseamento, distribuição, comercialização, transporte, exportação e reexportação de produtos petrolíferos e revogado pelo Decreto nº 89/2019, de 18 de Novembro.
	Decreto nº 25/2014, de 23 de Setembro	Lei de autorização legislativa referentes aos projectos de Liquefação do Gás Natural das Áreas 1 e 4 da Bacia do Rovuma.
	Decreto nº 83/2014, de 31 de Dezembro	Aprova o Regulamento sobre Gestão de Resíduos perigosos e os respectivos anexos.
	Decreto nº 32/2015, de 31 de Dezembro	Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas.
	Decreto nº 34/2015, de 31 de Dezembro	Regulamento das Operações Petrolíferas/ Alterado pelo Decreto nº 34/2019 de 02 de Maio que aprova o Regulamento da Actividade Inspectiva dos Recursos Minerais e Energia. // Alterado por Decreto nº 77/2022 de 30 de Dezembro de 2022.
	Decreto nº 74/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os termos complementares ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área 4, no Bloco de Rovuma, aprovados pelo Decreto n.º 68/2006, de 26 de Dezembro, com vista a permitir o desenvolvimento do empreendimento FLNG Coral Sul, localizado na parte Sul do Reservatório Coral Eoceno 441.
	Decreto nº 75/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os termos das alterações ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área 1, no Bloco de Rovuma, aprovado pelo Decreto n.º 67/2006, de 26 de Dezembro, com vista a permitir a construção e operação de duas unidades iniciais de produção e comercialização de Gás Natural Liquefeito, na Península de Afungi, Província de Cabo Delgado.
	Decreto nº 76/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os Termos e Condições do Contrato de GNL do Governo para o Projecto Inicial de Gás Natural Liquefeito (GNL) da Área 1, no Bloco de Rovuma com vista a garantir a disponibilidade de grandes volumes GNL para vendas, maior competitividade em termos de preço e a maximização de rendimentos e outros benefícios nas operações de marketing e transporte de GNL e evitar a concorrência na comercialização de GNL da mesma Área de Desenvolvimento e Produção.
	Decreto nº 77/2016, de 30 de Dezembro	Aprova os termos e condições do Contrato de GNL do Governo para o Projecto Inicial de GNL da Área 1, no Bloco de Rovuma com vista a alcançar maior competitividade em termos de preço e maximizar os rendimentos e outros benefícios de economia de escala nas operações de marketing, transporte e

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
		comercialização de GNL produzido nas primeiras duas unidades de liquefacção de gás natural, na Península de Afungi, Província de Cabo Delgado, através da disponibilização da quota-parte de GNL do Governo à venda conjunta.
	Decreto nº 78/2016, de 30 de Dezembro	Aprova dos termos de venda conjunta de Gás Natural Liquefeito (GNL) do Projecto Inicial entre as Partes que constituem a Concessionária da Área 1 no Bloco do Rovuma com vista a garantir a disponibilidade de grandes volumes de GNL para assegurar a competitividade em termos de preço e a maximização de rendimentos e outros benefícios de marketing, transporte e comercialização de GNL.
	Decreto nº 56/2017, de 27 de Outubro	Aprova os termos e condições do Acordo Complementar ao CCPP da Área 4 da Bacia do Rovuma.
	Decreto nº 48/2018 de 06 de Agosto de 2018	Alterou os artigos 4 e 55 do Regulamento das Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto n.§ 34/2015, de 31 de Dezembro.
	Decreto nº 52/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para a Área Offshore Angoche (A5 – A), à Eni Mozambico S.p.A., Sasol Petroleum Mozambique Exploration Lda. e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionárias.
	Decreto nº 53/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para a Área offshore Delta do Zambeze (Z5-D), à ExxonMobil Moçambique Exploration and Production, Limitada, RN Zambezi North PTE. LTD e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionárias.
	Decreto nº 54/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para a Área Offshore Delta do Zambeze (Z5-C), à ExxonMobil Moçambique Exploration and Production, Limitada, RN Zambezi South PTE. LTD e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionárias.
	Decreto nº 55/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos e Condições do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para o Área de Mazenga “Onshore” à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionária.
	Decreto nº 56/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para a Área Offshore Angoche (A5 – B), à ExxonMobil Moçambique Exploration and Production, Limitada, RN Angoche PTE. LTD e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionárias.
	Decreto nº 57/2018, de 3 de Setembro	Aprova os Termos do Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para a Área

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
		Onshore Pande Temane (PT5-C), à Sasol Petroleum Mozambique Exploration Limitada, e a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, E.P (ENH, EP), na qualidade de Concessionárias. // Alterado por Decreto nº 21/2023 de 10 de Maio de 2023.
	Decreto nº 34/2019 de 02 de Maio de 2019	Aprova o Regulamento da Actividade Inspectiva dos Recursos Minerais e Energia.
	Decreto nº 47/2019, de 5 de Junho	Aprova os termos e condições do 2° Acordo Complementar da Área 4, ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo, para Área 4 Offshore, no Bloco do Rovuma ("CCPP"), e o aditamento ao seu Anexo C, relativo aos procedimentos contabilísticos e financeiros, aprovado pelo Decreto n°68/2006, de 26 de Dezembro.
	Decreto nº 51/2019, de 12 de Junho	Aprova a Estrutura de Financiamento do Projecto de Gás Natural Liquefeito Golfinho/Atum.
	Decreto nº 89/2019 de 18 de Novembro	Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos (revoga o Decreto n.º 45/2012, de 28 de Dezembro). // Alterado pelo Decreto nº 3/2025 de 26 de Fevereiro de 2025.
	Decreto nº 39/2020, de 12 de Junho	Aprova a inclusão da TEPMA1, na Estrutura de Financiamento do Projecto de Gás Natural Golfinho/Atum e aprova a Ficha Técnica Detalhada dos Termos Comuns do Financiamento de Longo Prazo da Área 1 (Long Term Sheet for Common Terms of Area 1 UVJ Senior Debt Financing), datada de 15 de Maio de 2020 ("Ficha Técnica de 2020).
	Decreto nº 84/2020, de 18 de Setembro	Regulamento de Licenciamento de Infraestruturas e Operações Petrolíferas.
	Decreto nº 13/2021, de 01 de Abril de 2021	Aditamento ao Acordo Directo para o Financiamento do Projecto de Gás Natural Liquefeito Golfinho/Atum, aprovado pelo Decreto nº 51/2019, de 12 de Junho, conforme alterado e complementado pelo Decreto nº 39/2020, de 12 de Junho, que visa contemplar as alterações resultantes da entrada da TOTAL E&P Mozambique Área 1, Limitada.
	Decreto n.º 14/2021, de 01 de Abril de 2021	Aprovou os termos e condições do Acordo Complementar ao Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo para a Área 1, no Bloco de Rovuma aprovado pelo Decreto n.º 67/2006, de 26 de Dezembro, relativo ao Campo Golfinho/Atum.
	Decreto nº 77/2022 de 30 de Dezembro de 2022	Altera os artigos 9, 10, 11, 14 e 24 do Regulamento do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto n.° 32/2015, de 31 de Dezembro.
	Decreto nº 21/2023 de 10 de Maio de 2023	Altera as coordenadas da área PT5-C aprovadas pelo Decreto n.º 57/2018, de 3 de Setembro.
	Decreto nº 40/2023, de 07 de Julho	Regulamenta os critérios de alocação e gestão da percentagem das receitas destinadas ao

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
		desenvolvimento das províncias, distritos e comunidades locais onde se implementam empreendimentos de exploração mineira e petrolífera.
	Decreto nº 62/2023 de 23 de Novembro de 2023	Aprova o Regulamento de Distribuição e Comercialização de Gás Natural e revoga o Decreto n.º 44/2005, de 29 de Novembro.
	Decreto nº 13/2024 de 05 de Abril de 2024	Aprova o Regulamento da Lei que cria o Fundo Soberano de Moçambique
	Decreto nº 45/2024 de 26 de Junho de 2024	Aprova o Regulamento sobre o Processo de Auditoria Ambiental e revoga o Decreto n.º 25/2011, de 15 de Junho.
	Decreto nº 3/2025 de 26 de Fevereiro de 2025	Altera o artigo 5 do Regulamento sobre os Produtos Petrolíferos, aprovado pelo Decreto n.º 89/2019, de 18 de Novembro
	Decreto nº 9/2025 de 11 de Abril de 2025	Aprova o Plano de Desenvolvimento do Projecto Coral Norte FLNG, para o Desenvolvimento e Produção de 3,55 MTPA de GNL, durante 30 anos, no Depósito Coral Eoceno 441, localizado na Área 4 Offshore da Bacia do Rovuma
	Resolução nº 40/2008, de 15 de Outubro	Ratifica o Acordo entre a República de Moçambique e a República de Angola no Domínio de Petróleo e Gás Natural.
	Resolução nº 27/2009, de 8 de Junho	Estratégia de Concessão de Áreas Operações Petrolíferas.
	Resolução nº 64/2009, de 2 de Novembro	Estratégia para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural em Moçambique.
	Resolução nº 14/2015, de 8 de Julho	Aprova o Estatuto Orgânico do Ministério dos Recursos Minerais e Energia // Revogado pela Resolução nº 33/2020 de 19 de Agosto de 2020.
	Resolução nº 25/2016, de 3 de Outubro	Aprova o Modelo de Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção de Petróleo.
	Resolução nº 5/2018, de 7 de Fevereiro	Aprova o Plano de Desenvolvimento de Golfinho/Atum.
Resoluções	Resolução nº 33/2020 de 19 de Agosto de 2020	Aprova o Estatuto Orgânico do Ministério dos Recursos Minerais e Energia e revoga a Resolução n.º 14/2015, de 8 de Junho.
	Resolução n.º 9/2021, de 01 de Abril de 2021	Adenda ao Plano de Desenvolvimento do Campo Golfinho/Atum, aprovado pela Resolução n.º 5/2018, de 7 de Fevereiro.
	Resolução nº 39/2021 de 04 de Agosto de 2021	Aprova a Estratégia para a Concessão de Áreas para as Operações Petrolíferas e revoga a Resolução n.º 27/2009, de 9 de Junho.
	Resolução nº 20/2024 de 06 de Agosto de 2024	Elege Membros do Comité de Supervisão do Fundo Soberano de Moçambique
	Resolução nº 55/2024 de 26 de Setembro de 2024	Designa membros do Conselho Consultivo de Investimento do Fundo Soberano de Moçambique, os senhores, Omar Mithá – Presidente; Enilde Sarmento; Hercílio Simão; Egílio Mussuanganhe; Ibraimo Hassane Mussagy; Irene Luzidia Maurício; Mukhtar Abdul Carimo

Área de Hidrocarbonetos		
Designação	Instrumento Legal	Descrição
Diplomas	Resolução nº 70/2024 de 30 de Dezembro de 2024	Aprova a Política de Investimento do Fundo Soberano de Moçambique. // Revogado pela Resolução nº 38/2025 de 07 de Novembro de 2025
	Resolução nº 38/2025 de 07 de Novembro de 2025	Aprova a Política de Investimento do Fundo Soberano de Moçambique.
	Resolução nº 42/2025 de 19 de Novembro de 2025	Determina a realização de uma auditoria independente, contratada pelo Governo, aos custos incorridos pelo Projecto de Gás Natural Liquefeito Golfinho/Atum, da Área 1 Offshore da Bacia do Rovuma, durante o período da Força Maior
	Diploma Ministerial nº 66/2008, de 23 de Julho	Aprova o Regulamento específico para armazéns designados para produtos petrolíferos.
	Diploma Ministerial nº 272/2009, de 30 de Dezembro	Regulamento de Licenciamento de Instalações e Actividades Petrolíferas.
	Diploma Ministerial nº 31/2014 de 19 de Março	Regulamento sobre o Licenciamento de Pessoal Técnico de Petróleo.
	Diploma Ministerial nº 210/2012, de 12 de Setembro	Regulamento sobre a Determinação dos Preços máximos na venda de Gás Natural.
	Diploma Ministerial nº 142/2012, de 28 de Agosto	Aprova o Modelo do Contrato para o fornecimento do combustível entre o Distribuidor, incluindo os proprietários de postos de abastecimento de combustível e os retalhistas.
	Diploma Ministerial nº 36/2025 de 03 de Fevereiro de 2025	Aprova o Regulamento do Conselho Consultivo de Investimentos do Fundo Soberano de Moçambique

Tabela 2 – Principal legislação da área de hidrocarbonetos

Os instrumentos legais referidos encontram-se disponíveis para consulta pública nos Boletins da República, acessíveis através do portal oficial da Imprensa Nacional de Moçambique (https://www.inm.gov.mz/).

3.1.2 Reformas na legislação do sector

Conteúdo Local

Nos relatórios anteriores da ITIE foi assinalado que a Lei de Conteúdo Local se encontrava ainda em fase de concepção, com vista à criação de um quadro normativo orientado para a promoção da participação de empresas e trabalhadores moçambicanos no fornecimento de bens e serviços aos grandes projectos, em particular no sector extractivo.

Durante o período de reporte de 2023 e 2024, registaram-se desenvolvimentos relevantes neste domínio. Com efeito, foi elaborada uma Proposta de Lei de Conteúdo Local, a qual foi socializada em 2025 junto das partes interessadas, incluindo operadores do sector, instituições públicas, parceiros de

desenvolvimento e representantes do sector privado nacional. No âmbito deste processo, o Governo procedeu igualmente à recolha de contributos técnicos e institucionais, visando o aperfeiçoamento do diploma antes da sua submissão às instâncias competentes para apreciação e aprovação.

A Proposta de Lei tem como objectivo central estabelecer um regime jurídico para a promoção do conteúdo local no sector do petróleo e gás natural, alinhado com os princípios da Lei de Petróleo e com a estratégia nacional de desenvolvimento económico e social. Embora o foco principal incida sobre os projectos petrolíferos, a iniciativa insere-se numa visão mais ampla de fortalecimento da economia nacional, da cadeia de fornecimento local e da capacitação do capital humano moçambicano.

De forma sucinta, os principais aspectos da Proposta de Lei de Conteúdo Local podem ser sintetizados nos seguintes eixos:

- Âmbito de aplicação alargado, abrangendo concessionárias, titulares de direitos ao abrigo da Lei de Petróleo, entidades de objecto específico, subcontratadas e terceiros que executem operações petrolíferas em território nacional;
- Definição de princípios orientadores, com destaque para a preservação do interesse nacional, a capacitação e integração do empresariado moçambicano, a contratação de mão-de-obra nacional, a promoção de parcerias empresariais e a transparência nos processos de aquisição;
- Estabelecimento de percentagens mínimas de conteúdo local, a observar nas diferentes fases dos projectos, com critérios objectivos para o cálculo das métricas de conteúdo local;
- Introdução de regimes diferenciados de aquisição de bens e serviços (preferência, exclusividade e concorrência), privilegiando fornecedores nacionais sempre que os requisitos técnicos e económicos estejam assegurados;
- Obrigatoriedade de elaboração e submissão de Planos de Conteúdo Local, incluindo planos de contratação, formação, transferência de conhecimento e desenvolvimento de fornecedores nacionais;
- Criação da Agência de Conteúdo Local, entidade pública dotada de autonomia administrativa e financeira, responsável pela regulação, monitoria, fiscalização e certificação do conteúdo local;
- Previsão de mecanismos de reporte, monitoria e auditoria, bem como de um regime sancionatório aplicável em caso de incumprimento das obrigações legais; e

- Incentivo à contratação e formação de mão-de-obra moçambicana, através de planos estruturados de desenvolvimento de recursos humanos e de sucessão de quadros.

Em paralelo com o desenvolvimento legislativo, importa referir que o Governo continuou a implementar iniciativas complementares de política pública, nomeadamente o Programa Único de Conteúdo Local, concebido como uma abordagem integrada e multissectorial para reforçar a capacitação de recursos humanos, o desenvolvimento das Pequenas e Médias Empresas moçambicanas e o acesso ao financiamento, em articulação com parceiros nacionais e internacionais.

Este conjunto de evolução evidencia um reforço progressivo do enquadramento institucional e normativo do conteúdo local em Moçambique, permanecendo, contudo, a necessidade de avaliação sistemática dos contributos recolhidos no processo de socialização e de finalização da Proposta de Lei, de modo a assegurar a sua coerência técnica, eficácia operacional e alinhamento com os objectivos de desenvolvimento do sector extractivo.

3.1.3 Sistema Tributário de Moçambique

O sistema tributário de Moçambique estrutura-se em torno de princípios de justiça fiscal e social, orientando-se pelos fundamentos da legalidade tributária, da equidade, da eficiência e da simplicidade, em consonância com as melhores práticas internacionais. Este enquadramento visa assegurar a mobilização de receitas necessárias ao financiamento das funções do Estado e das demais entidades públicas, bem como apoiar a prossecução dos objectivos de política económica e promover uma repartição equilibrada do rendimento e da riqueza.

Os princípios basilares e as normas gerais do ordenamento jurídico-tributário moçambicano encontram-se consagrados, desde logo, na Constituição da República de Moçambique, a qual estabelece os fundamentos essenciais da tributação, designadamente os princípios da legalidade, da justiça fiscal e da repartição equitativa da carga tributária. Estes princípios são posteriormente densificados na Lei de Bases do Sistema Tributário (Lei n.º 15/2002, de 26 de Junho, alterada pela Lei nº 21/2022, de 28 de Dezembro) e na Lei Geral Tributária (Lei n.º 2/2006, de 22 de Março), que constituem o quadro legal de referência para a criação, aplicação e gestão dos tributos.

Do ponto de vista estrutural, o sistema tributário nacional apresenta uma configuração comparável à dos sistemas fiscais contemporâneos, assente numa estrutura tripartida de tributação, através da qual a riqueza, o rendimento e o consumo são tributados de forma diferenciada. Este sistema integra impostos de âmbito nacional e municipal, distinguindo-se, no plano nacional, entre impostos directos,

que incidem directamente sobre o rendimento ou a riqueza, e impostos indirectos, que recaem sobre o consumo e a despesa.

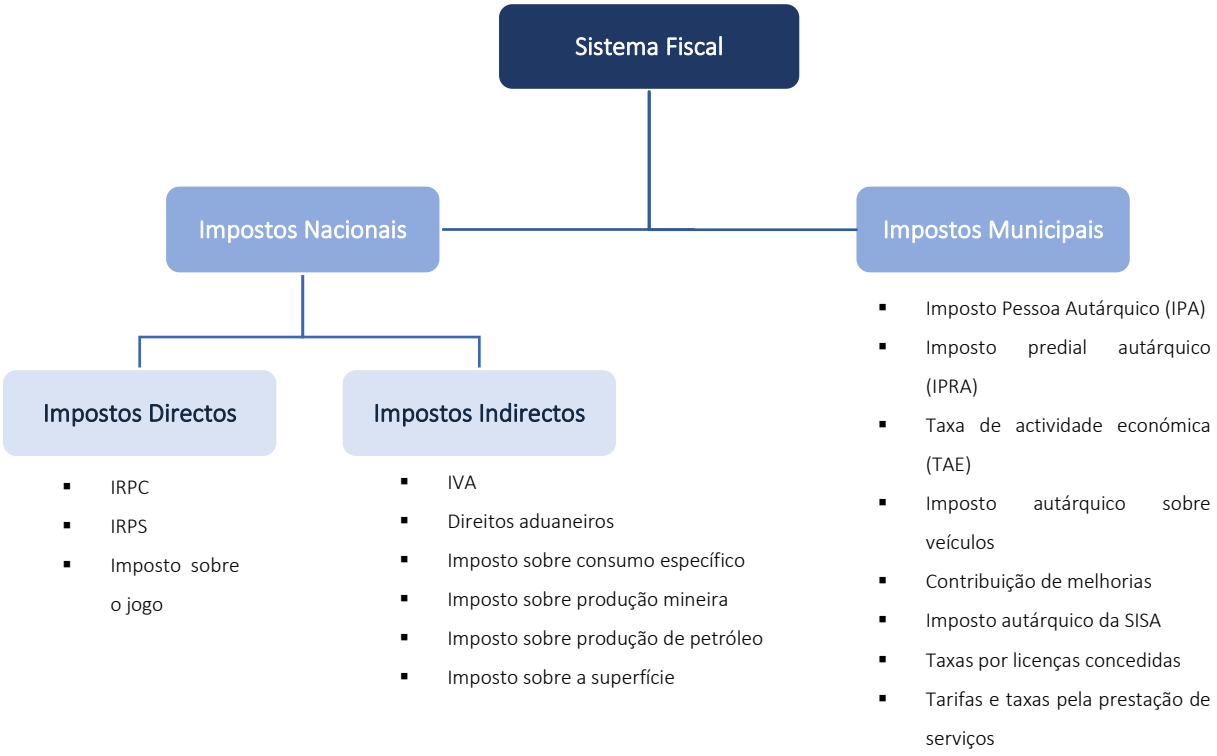


Figura 2 – Classificação e tipos de impostos em Moçambique

3.1.3.1 Descentralização de competências fiscais

Nos termos do n.º 1 do artigo 270-A da Lei n.º 1/2018, de 12 de Junho, que procede à revisão pontual da Constituição da República de Moçambique, a descentralização visa promover a participação dos cidadãos na resolução dos problemas próprios das suas comunidades, fomentar o desenvolvimento local e contribuir para o aprofundamento e consolidação da democracia, no respeito pela unidade do Estado moçambicano.

Não obstante, a análise do regime constitucional da descentralização evidencia que a Constituição da República não consagra, de forma expressa, a transferência de competências fiscais para os níveis subnacionais. As receitas tributárias resultantes da cobrança dos impostos de âmbito nacional continuam, assim, a ser arrecadadas e geridas a nível central, sendo posteriormente alocadas aos municípios, designadamente através do Fundo de Compensação Autárquico e Fundo de Investimento de Iniciativa Autárquica.

Neste contexto, e enquanto não for aprovada legislação específica sobre finanças descentralizadas, os impostos e taxas pagos pelas entidades que operam na indústria extractiva permanecem sujeitos a

gestão centralizada. Tal enquadramento decorre, igualmente, do facto de a gestão dos recursos minerais e energéticos constituir uma competência exclusiva do Governo central, nos termos do ordenamento jurídico vigente.

3.1.3.2 Descrição dos principais Impostos Nacionais[7]

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC)

O IRPC é um imposto directo que incide sobre os rendimentos obtidos pelos sujeitos passivos durante o período de tributação, independentemente da sua proveniência ou natureza, incluindo rendimentos resultantes de actos ilícitos.

Nos termos do Código do IRPC, aprovado pela Lei n.º 34/2007, de 31 de Dezembro[8], são considerados sujeitos passivos deste imposto:

- as sociedades comerciais ou civis sob forma comercial, as cooperativas, as empresas públicas e as demais pessoas colectivas de direito público ou privado com sede ou direcção efectiva em território moçambicano;
- as entidades desprovidas de personalidade jurídica, com sede ou direcção efectiva em território moçambicano, cujos rendimentos não sejam tributáveis em Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares (IRPS) ou em Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC) directamente na titularidade de pessoas singulares ou colectivas;
- as entidades, com ou sem personalidade jurídica, que não tenham sede nem direcção efectiva em território moçambicano, nas condições estabelecidas nos artigos 4 e 5 do Código do IRPC, cujos rendimentos nele obtidos não estejam sujeitos a IRPS.

As entidades com sede ou direcção efectiva em Moçambique estão sujeitas a IRPC sobre a totalidade dos seus rendimentos, incluindo os obtidos fora do território nacional, podendo, nos termos legalmente previstos, deduzir o imposto pago no estrangeiro. Por sua vez, as entidades não residentes, sem sede nem direcção efectiva em Moçambique, ficam sujeitas a IRPC apenas relativamente aos rendimentos obtidos em território moçambicano.

A taxa geral do IRPC aplicável aos sujeitos passivos com sede ou estabelecimento estável em Moçambique é de 32%. Já os rendimentos obtidos em território moçambicano por entidades não

[7] Os Códigos dos Impostos descritos neste capítulo podem ser encontrados no site da Autoridade Tributária de Moçambique: http://www.at.gov.mz/index.php/por/Legislacao

[8] Alterada sucessivas vezes através da Lei nº 20/2009, de 10 de Setembro de 2009; Lei nº 4/2012, de 23 de Janeiro de 2012; Lei nº 19/2013, de 23 de Setembro de 2013 e Lei n.º 20/2022, de 30 de Dezembro de 2022.

residentes, quando não imputáveis a um estabelecimento estável, estão sujeitos a tributação através de taxas liberatórias, que podem ascender até 20%, nos termos da legislação aplicável.

No que respeita às mais-valias, o Regime de Tributação e de Benefícios Fiscais específicos da Actividade Mineira e das Operações Petrolíferas qualifica como tal os ganhos resultantes da alienação, onerosa ou gratuita, directa ou indirecta, de direitos mineiros ou petrolíferos situados em território moçambicano. Estas mais-valias são tributadas autonomamente à taxa de 32%, independentemente de serem auferidas por entidades residentes ou não residentes em Moçambique.

Nos casos em que os ganhos sejam obtidos por entidades não residentes e sem estabelecimento estável no país, a responsabilidade pelo pagamento do imposto é solidariamente imputada à entidade adquirente ou ao titular do direito mineiro ou petrolífero. Para efeitos de determinação da matéria colectável, as mais-valias correspondem à diferença entre o valor de realização e o valor de aquisição de participações sociais em entidades detentoras de direitos mineiros ou petrolíferos, bem como de outros bens mobiliários ou imobiliários por estas emitidos, sendo tributadas na sua totalidade, nos termos dos regimes fiscais específicos aplicáveis.

Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares (IRPS)

O IRPS é um imposto directo que incide sobre o valor global anual dos rendimentos auferidos pelas pessoas singulares, independentemente da sua proveniência ou natureza, incluindo rendimentos resultantes de actos ilícitos, após a aplicação das deduções, abatimentos e benefícios legalmente previstos.

Para efeitos de tributação, os rendimentos sujeitos a IRPS são classificados nas seguintes categorias:

- Primeira categoria: rendimentos do trabalho dependente;
- Segunda categoria: rendimentos empresariais e profissionais;
- Terceira categoria: rendimentos de capitais e mais-valias;
- Quarta categoria: rendimentos prediais;
- Quinta categoria: outros rendimentos.

O IRPS é devido pelas pessoas singulares residentes em território moçambicano, bem como pelas pessoas singulares não residentes que nele obtenham rendimentos. No caso dos contribuintes residentes, o imposto incide sobre a totalidade dos rendimentos, incluindo os obtidos fora do território nacional, podendo ser deduzido o imposto pago no estrangeiro, nos termos previstos no respectivo

Código. Já os contribuintes não residentes ficam sujeitos a IRPS apenas relativamente aos rendimentos obtidos em território moçambicano.

As taxas gerais anuais do IRPS aplicáveis aos residentes são progressivas, variando entre 0% e 32%, em função dos escalões de rendimento colectável. Para os contribuintes não residentes, a tributação ocorre, em regra, por via de retenção na fonte a título definitivo, mediante a aplicação de taxas liberatórias que podem ser de 10% ou 20%, conforme a natureza do rendimento.

No que respeita aos rendimentos da Primeira Categoria (trabalho dependente), a retenção na fonte é efectuada a título definitivo, de acordo com a tabela de retenção mensal em vigor, a qual tem em consideração os escalões de remuneração bruta mensal e o número de dependentes do contribuinte.

Limites dos intervalos/salário bruto mensal	Valor do IRPS a reter relativo ao limite inferior do salário bruto, por número de dependentes (MTs)					Coeficiente aplicável à cada unidade adicional ao limite inferior do salário bruto
	0	1	2	3	4 ou mais	
Até 20.249,99	-	-	-	-	-	-
De 20.250,00 até 20.749,99	0,00	-	-	-	-	0,10
De 20.750,00 até 20.999,99	50,00	0,00	-	-	-	0,10
De 21.000,00 até 21.249,99	75,00	25,00	0,00	-	-	0,10
De 21.250,00 até 21.749,99	100,00	50,00	25,00	0,00	-	0,10
De 21.750,00 até 22.249,99	150,00	100,00	75,00	50,00	-	0,10
De 22.250,00 até 32.749,99	200,00	150,00	125,00	100,00	50,00	0,15
De 32.750,00 até 60.749,99	1.775,00	1.725,00	1.700,00	1.675,00	1.625,00	0,20
De 60.750,00 até 144.749,99	7.375,00	7.325,00	7.300,00	7.275,00	7.225,00	0,25
De 144.750,00 até diante	28.375,00	28.325,00	28.300,00	27.275,00	28.225,00	0,32

Nota: O sinal (-) significa que não há impostos a reter e nem se aplica o coeficiente. O (0,00) significa que apenas se aplica o coeficiente.

Tabela 3 – Tabela de retenção dos rendimentos da 1ª categoria do IRPS

De acordo com essa tabela, o montante do imposto a reter mensalmente é determinado com base nos limites dos intervalos de salário bruto, no valor fixo de imposto associado ao limite inferior de cada escalão, no coeficiente aplicável à parcela excedente e no número de dependentes. Sempre que não haja imposto a reter, tal situação é assinalada na tabela, não sendo igualmente aplicável qualquer coeficiente.

Assim, o cálculo mensal do IRPS a reter na fonte obedece à seguinte fórmula:

IRPS = (Remuneração bruta tributável – Limite inferior do intervalo onde se enquadra a remuneração bruta) x coeficiente + Valor a reter por número de dependentes

Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA)

O IVA incide sobre todas as transmissões de bens e as prestações de serviços efectuadas a título oneroso no território nacional, por sujeitos passivos agindo nessa qualidade, bem como sobre as importações de bens.

Nos termos do Código do IVA, a taxa normal do imposto é de 16%[9]. São considerados sujeitos passivos do IVA, designadamente:

- as pessoas singulares ou colectivas residentes ou com estabelecimento estável ou representação em território nacional que, de um modo independente e com carácter de habitualidade, exerçam, com ou sem fim lucrativo, actividades de produção, comércio ou prestação de serviços, incluindo as actividades extractivas, agrícolas, silvícolas, pecuárias e de pesca;
- as pessoas singulares ou colectivas que, não exercendo uma actividade, realizem, também de modo independente, qualquer operação tributável desde que preencham os pressupostos de incidência real do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Singulares ou do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas;
- as pessoas singulares ou colectivas não residentes e sem estabelecimento estável ou representação que, ainda de modo independente, realizem qualquer operação tributável, desde que tal operação esteja conexa com o exercício das suas actividades empresariais onde quer que ela ocorra ou quando, independente dessa conexão, tal operação preencha os pressupostos de incidência real do IRPS ou do IRPC;
- as pessoas singulares ou colectivas que, segundo a legislação aduaneira, realizem importações de bens;
- as pessoas singulares ou colectivas, que em factura ou documento equivalente, mencionem indevidamente imposto sobre o valor acrescentado.

O valor tributável das operações sujeitas a IVA corresponde, em regra, ao montante da contraprestação obtida ou a obter do adquirente, do destinatário do serviço ou de um terceiro. No entanto, no caso de bens ou serviços sujeitos a regimes de preços fixos ou administrados — como a energia eléctrica, a água e os combustíveis — o imposto incide apenas sobre uma fracção do valor facturado ou do preço, o que implica uma redução da base tributável.

Refira-se que, foi introduzido um novo regime especial de reembolso do IVA para as entidades que operam nos sectores Mineiro e Petrolífero, através do Decreto n.º 52/2025, de 29 de Dezembro,

[9] Esta taxa entrou em vigor a partir de 01 de Janeiro de 2023.

Regulamento do Reembolso do IVA, procurando trazer mais celeridade nos reembolsos devidos a estas entidades.

Imposto sobre o Consumo Específico

O Imposto sobre o Consumo Específico incide de forma selectiva sobre o consumo de determinados bens, produzidos em território nacional ou importados, os quais se encontram expressamente identificados na tabela anexa ao respectivo Código.

As taxas aplicáveis podem assumir a forma de taxas *ad valorem* (percentuais), taxas específicas ou uma combinação de ambas, em função da natureza dos bens sujeitos a tributação. A definição do modelo de tributação tem em consideração, designadamente, objectivos de política social, económica, fiscal ou de natureza preventiva, geral ou especial, associados ao consumo desses bens.

Direitos Aduaneiros

Os direitos aduaneiros incidem sobre o valor das mercadorias objecto de importação ou exportação através das fronteiras do território nacional, entendido, para este efeito, como território aduaneiro, sendo o valor tributável determinado nos termos da legislação e regulamentação aduaneira aplicáveis.

No caso das importações, a base de incidência corresponde, em regra, ao valor CIF (custo, seguro e frete), sobre o qual são aplicadas taxas que, consoante a natureza e classificação das mercadorias, variam geralmente entre 2,5% e 25%.

A estrutura dos direitos aduaneiros em Moçambique encontra-se consagrada na Pauta Aduaneira, instrumento fundamental de política fiscal, comercial e industrial, que assegura a classificação sistemática das mercadorias e a aplicação das respectivas taxas. A Pauta Aduaneira foi revista e republicada pela Lei n.º 17/2022, de 29 de Dezembro, passando a alinhar-se com a sétima edição da Nomenclatura do Sistema Harmonizado de Designação e Codificação de Mercadorias, adoptada no âmbito da Organização Mundial das Alfândegas, tendo entrado formalmente em vigor em 2022.

Posteriormente, a Pauta Aduaneira foi alterada pela Lei n.º 8/2025, de 29 de Dezembro, no contexto do reforço da integração regional e continental e da necessidade de harmonização do sistema fiscal aduaneiro nacional. As alterações introduzidas visaram, em particular:

- apresentar o calendário de implementação do desarmamento tarifário no quadro da Zona de Comércio Livre Continental Africana (ZCLCA), em consonância com a aprovação da Estratégia

Nacional de Implementação do Acordo que cria a ZCLCA para o período 2024–2034, aprovada pela Resolução n.º 59/2024, de 10 de Outubro;

- harmonizar o texto da Pauta Aduaneira aprovada pela Lei n.º 17/2022 com o Código do IVA, aprovado pela Lei n.º 32/2007, de 31 de Dezembro, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 22/2022, de 28 de Dezembro, procedendo-se ao desdobramento de posições pautais residuais ("Outros"), com vista a melhorar a precisão classificativa e reforçar a eficiência fiscal na tributação das importações;
- criar códigos pautais específicos para viaturas equipadas com motores eléctricos, no âmbito da classificação de veículos automóveis para o transporte de passageiros, acompanhando a evolução tecnológica e os objectivos nacionais de transição energética;
- retirar determinadas viaturas de dupla cabine da Classe K, quando o peso bruto em carga máxima não seja superior a cinco toneladas, com o objectivo de racionalizar o regime de isenções aduaneiras; e
- rever o regime de franquias dos viajantes, mediante a alteração do n.º 2 do artigo 21, que previa a tributação da taxa única de 10% de direitos aduaneiros, com dispensa do uso do Sistema Harmonizado de Designação e Codificação de Mercadorias, para bens com o excesso da franquia, passando a ser tributado pela diferença do valor em relação ao direito em causa.

Importa ainda referir que, no âmbito dos compromissos regionais assumidos por Moçambique, a importação de mercadorias acompanhadas de certificados de origem válidos da Comunidade de Desenvolvimento da África Austral (SADC) beneficia, em regra, de isenção de direitos aduaneiros, nos termos dos acordos de comércio regional em vigor.

No contexto do sector extractivo, os direitos aduaneiros assumem particular relevância, quer pela importação de bens de capital, equipamentos e consumíveis associados às actividades mineiras e petrolíferas, quer pelo impacto das isenções e regimes especiais previstos em legislação sectorial específica. A evolução recente da Pauta Aduaneira reflecte, assim, um esforço de alinhamento entre os objectivos de integração económica, eficiência fiscal e racionalização dos benefícios aduaneiros, com implicações directas na arrecadação de receitas e na competitividade da economia nacional.

Imposto do Selo

O Imposto do Selo incide sobre um conjunto específico de actos, contratos, documentos, livros e outros factos jurídicos, expressamente previstos na tabela anexa ao respectivo Código. Não estão, contudo,

sujeitos a este imposto os actos e operações que se encontrem abrangidos pela incidência do Imposto sobre o IVA e que não beneficiem de isenção nesse âmbito, evitando-se, assim, a dupla tributação.

As taxas do Imposto do Selo variam em função da natureza dos actos e factos tributários e da possibilidade de determinação do respectivo valor económico, assumindo a forma de taxas *ad valorem* (percentuais) ou de montantes fixos, consoante os casos previstos na legislação aplicável.

São considerados sujeitos passivos do Imposto do Selo as entidades que detenham o interesse económico subjacente ao acto ou contrato, recaindo sobre estas o encargo do imposto. Sempre que o interesse económico seja partilhado por mais do que uma entidade, o imposto é suportado de forma proporcional, de acordo com a participação de cada uma no acto tributado.

Imposto sobre Sucessões e Doações

O Imposto sobre Sucessões e Doações incide sobre as transmissões gratuitas do direito de propriedade relativas a bens móveis e imóveis, independentemente da designação, natureza ou forma jurídica do título através do qual a transmissão se opere.

Este imposto é devido pelas pessoas singulares que adquiram, a título gratuito, a propriedade de bens móveis ou imóveis, ainda que, em simultâneo, sejam constituídos a favor de terceiros direitos reais limitados, designadamente usufruto, uso ou habitação.

A tributação efectua-se mediante a aplicação de taxas progressivas, as quais variam, em regra, entre 2% e 10%, em função do valor e da natureza dos bens transmitidos, nos termos previstos na legislação aplicável.

Imposto de Reconstrução Nacional (IRN)

O IRN consubstancia uma contribuição mínima dos cidadãos para o financiamento das despesas públicas, incidindo, mediante taxas específicas, sobre pessoas residentes no território nacional, incluindo estrangeiros, desde que se verifiquem as condições legalmente previstas quanto à idade, ocupação, aptidão para o trabalho e demais requisitos estabelecidos na Lei do Sistema Tributário Autárquico.

A taxa aplicável é fixada anualmente pelo Ministro da Economia e Finanças, com base em propostas apresentadas pelos Governos Provinciais, tendo em consideração o nível de desenvolvimento económico e as condições socioeconómicas predominantes em cada distrito ou região.

Com a entrada em vigor do Sistema Tributário Autárquico, em 2001, a incidência do IRN passou a circunscrever-se às áreas do país não abrangidas pelo regime autárquico. Nestas circunstâncias, encontram-se formalmente isentos do IRN os contribuintes que comprovem o pagamento, ou a isenção, do Imposto Pessoal Autárquico na área territorial da respectiva residência.

3.1.3.3 Descrição dos principais Impostos Autárquicos

O Sistema Tributário Autárquico actualmente em vigor em Moçambique encontra-se consagrado na Lei n.º 1/2008, de 16 de Janeiro, a qual procedeu à reformulação do regime tributário das autarquias locais, visando a sua harmonização com a Lei de Bases do Sistema Tributário e a incorporação de ajustamentos necessários à observância da Lei do Sistema da Administração Financeira do Estado.

Este enquadramento legal estabelece os princípios, a estrutura e os instrumentos de arrecadação das receitas próprias das autarquias, incluindo impostos, taxas e demais contribuições de âmbito local. Nos parágrafos seguintes apresentam-se, de forma sintética, os principais impostos e taxas que integram o Sistema Tributário Autárquico, relevantes para a compreensão do modelo de financiamento das autarquias e da repartição de competências fiscais no ordenamento jurídico moçambicano.

Imposto Pessoal Autárquico (IPA)

O IPA substitui, no âmbito das autarquias locais, o Imposto de Reconstrução Nacional, incidindo sobre todas as pessoas, nacionais ou estrangeiras, residentes na respectiva autarquia, desde que se encontrem na faixa etária compreendida entre os 18 e os 60 anos e reúnam as condições legalmente estabelecidas de ocupação e aptidão para o trabalho. Para efeitos de incidência, consideram-se residentes na autarquia os contribuintes que nela tenham o respectivo domicílio fiscal.

O montante do IPA a vigorar em cada exercício económico é apurado mediante a aplicação de taxas diferenciadas, em função da classificação das autarquias locais, sobre o salário mínimo nacional mais elevado em vigor a 30 de Junho do ano anterior. As taxas aplicáveis são as seguintes:

- 4% para autarquias classificadas no nível A;
- 3% para autarquias classificadas no nível B;
- 2% para autarquias classificadas no nível C;
- 1% para autarquias classificadas no nível D.

Imposto Predial Autárquico (IPRA)

O IPRA incide sobre o valor patrimonial dos prédios urbanos localizados no território da respectiva autarquia. Para efeitos deste imposto, considera-se valor patrimonial o que consta das matrizes prediais; na sua inexistência, é atendido o valor declarado pelo proprietário, salvo se este se afastar de forma significativa do valor normal de mercado.

Entende-se por prédio urbano qualquer edifício incorporado no solo, incluindo os terrenos que lhe sirvam de logradouro.

São sujeitos passivos do IPRA os titulares do direito de propriedade dos prédios urbanos à data de 31 de Dezembro do ano anterior àquele a que o imposto respeita, presumindo-se como tais as pessoas em nome de quem os imóveis se encontrem inscritos na matriz predial ou que, nessa data, detenham a respectiva posse, a qualquer título.

As taxas aplicáveis ao Imposto Predial Autárquico são as seguintes:

- 0,4% para prédios destinados a habitação;
- 0,7% para prédios afectos a actividades comerciais, industriais, ao exercício de actividades profissionais independentes ou a outros fins.

Imposto Autárquico da SISA

O Imposto Autárquico da SISA incide sobre as transmissões, a título oneroso, do direito de propriedade ou de direitos parcelares sobre bens imóveis. Para efeitos de incidência, consideram-se bens imóveis os prédios urbanos situados em território nacional.

O imposto é devido pelas pessoas singulares ou colectivas a favor das quais se efectue a transmissão dos direitos reais sobre os prédios urbanos.

A taxa aplicável é de 2%, incidindo sobre o valor declarado da transmissão ou sobre o valor patrimonial do imóvel, consoante o que for mais elevado, salvo se tal valor se afastar de forma relevante do preço normal de mercado, caso em que poderá ser efectuado o respectivo ajustamento nos termos legais.

Imposto Autárquico de Veículos (IAV)

O IAV substitui, no âmbito das autarquias locais, o anterior Imposto sobre Veículos, incidindo sobre o uso e fruição de determinados meios de transporte.

Estão sujeitos a este imposto os veículos matriculados ou registados junto dos serviços competentes em território moçambicano, bem como aqueles que, independentemente de matrícula ou registo, passem a circular ou a ser utilizados em condições normais no território nacional após o decurso de cento e oitenta dias contados da sua entrada no país, designadamente:

- Automóveis ligeiros e pesados com antiguidade igual ou inferior a vinte e cinco anos;
- Motociclos de passageiros, com ou sem carro lateral, com antiguidade igual ou inferior a quinze anos;
- Aeronaves com motor, destinadas a uso particular;
- Embarcações de recreio com motor, destinadas a uso particular.

São sujeitos passivos do IAV os proprietários dos veículos, sejam pessoas singulares ou colectivas, de direito público ou privado, residentes na respectiva autarquia. Presume-se como proprietário, até prova em contrário, a pessoa em nome da qual o veículo se encontre matriculado ou registado.

As taxas do IAV têm natureza anual e são fixadas nos termos do Decreto n.º 63/2008, de 30 de Dezembro, variando em função de diversos critérios técnicos, incluindo, entre outros, o tipo de veículo e o combustível utilizado, a cilindrada, a potência ou voltagem do motor, a antiguidade, a capacidade de carga ou o número de passageiros, o peso máximo à descolagem, no caso das aeronaves, e a potência de propulsão, no caso das embarcações de recreio.

Contribuição de Melhoria

A Contribuição de Melhoria constitui uma contribuição especial exigida em contrapartida da realização de obras públicas que resultem na valorização de imóveis localizados na respectiva área de influência. O montante global da contribuição tem como limite o custo total da obra, enquanto o limite individual corresponde ao acréscimo de valor que a intervenção pública proporcione a cada imóvel beneficiado.

São sujeitos passivos da Contribuição de Melhoria os proprietários ou possuidores, a qualquer título, dos imóveis directamente beneficiados pela execução da obra pública.

3.1.4 Impostos, Taxas e Contribuições específicos da Indústria Extractiva

Para além dos impostos de aplicação geral que integram o Sistema Tributário de Moçambique, o ordenamento jurídico-fiscal prevê igualmente impostos, taxas e contribuições de natureza específica, regulados por legislação própria, aplicáveis às actividades da indústria extractiva.

Neste âmbito, destacam-se a Lei n.º 28/2014, de 23 de Setembro, que estabelece o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira, e a Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, que aprova o Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas. Estes diplomas consagram um enquadramento fiscal diferenciado, ajustado às características económicas, técnicas e financeiras dos projectos mineiros e petrolíferos.

Importa referir que os referidos regimes foram posteriormente revistos e actualizados, no caso da actividade mineira, pela Lei n.º 15/2017, de 28 de Dezembro, e, no caso das operações petrolíferas, pela Lei n.º 14/2017, de 28 de Dezembro, introduzindo alterações relevantes em matéria de incidência, taxas, obrigações acessórias e benefícios fiscais aplicáveis ao sector extractivo.

3.1.4.1 Área Mineira

O Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira, aprovado pela Lei n.º 28/2014, de 23 de Setembro, entrou em vigor em 1 de Janeiro de 2015. Este regime é aplicável às pessoas singulares e colectivas que exerçam actividades mineiras em território moçambicano, as quais, para além dos tributos especificamente previstos neste enquadramento, permanecem igualmente sujeitas ao regime geral de tributação.

A regulamentação do referido regime foi aprovada pelo Decreto n.º 28/2015, de 28 de Dezembro, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2016, estabelecendo as normas operacionais necessárias à sua implementação.

A entrada em vigor destes diplomas determinou a revogação do anterior enquadramento fiscal aplicável à actividade mineira, designadamente das Leis n.º 11/2007 e 13/2007, bem como do Decreto n.º 5/2008, que até então regulavam a tributação do sector. Importa ainda referir que o regime foi posteriormente revisto e actualizado pela Lei n.º 15/2017, de 28 de Dezembro, introduzindo ajustamentos relevantes em matéria fiscal.

No âmbito do Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira encontram-se previstos, entre outros, o Imposto sobre a Produção Mineira, o Imposto sobre a Superfície e o Imposto sobre a Renda do Recurso Mineiro, bem como disposições específicas aplicáveis aos impostos sobre o rendimento. Nas subsecções seguintes procede-se à descrição destes impostos e das respectivas regras de incidência e aplicação.

Imposto sobre a Produção Mineira (IPM)

O IPM é um tributo de periodicidade mensal, devido pelas pessoas singulares ou colectivas que exerçam actividades mineiras em território nacional, independentemente de serem ou não titulares de direitos mineiros. O imposto incide sobre o valor do produto mineiro extraído, incluindo os concentrados e a água mineral.

As taxas aplicáveis ao IPM variam em função da natureza do recurso mineral explorado, conforme a tipologia definida na legislação aplicável, e apresentam-se nos seguintes termos:

Minério	Taxa
Diamantes	8%
Metais preciosos, Pedras preciosas e semi-preciosas	6%
Areias Pesadas	6%
Metais básicos	3%
Carvão	3%
Rochas ornamentais e restantes produtos mineiros	3%
Areia a Pedra	1,5%

Tabela 4 – Taxas do IPM

Imposto sobre a Superfície (ISS)

O ISS é um tributo de periodicidade anual que incide sobre a área abrangida por direitos mineiros, designadamente licenças de reconhecimento, licenças de prospecção e pesquisa, concessões mineiras ou certificados mineiros. A incidência do imposto é determinada com base na dimensão da área licenciada, medida em quilómetros quadrados ou hectares, sendo que, no caso específico da água mineral, o imposto é devido por cada título mineiro emitido.

São sujeitos passivos do ISS as pessoas singulares ou colectivas titulares dos referidos direitos mineiros.

A base tributável corresponde à extensão da área objecto de licença ou concessão, expressa em quilómetros quadrados ou hectares, consoante a natureza do título mineiro.

As taxas aplicáveis ao ISS encontram-se previstas na legislação específica e são apresentadas na tabela seguinte.

Descrição	Taxa
a) Licenças de prospecção e pesquisa para todos os minerais	
i. No 1º e 2º ano	17,50 MT/ha
ii. No 3º ano	43,75 MT/ha
iii. No 4º e 5º ano	91,00 MT/ha
iv. No 6º ano	105,00 MT/ha
v. No 7º e 8º ano	210,00 MT/ha

Descrição	Taxa
b) Concessão Mineira	
i. Para água mineral	85.000,00 MT/Título mineiro
ii. Para os demais recursos minerais:	
Do 1º ao 5º ano	30,00 MT/ha
Do 6º ano em diante	60,00 MT/ha
c) Certificado Mineiro	
i. Do 1º ao 5º ano	30,00 MT/ha
ii. Do 6º em diante	50,00 MT/ha

Tabela 5 – Taxas do ISS

Imposto sobre a Renda de Recurso Mineiro (IRRM)

O Imposto sobre a Renda de Recurso Mineiro (IRRM) é um tributo que incide sobre o fluxo de caixa líquido gerado no âmbito de um título mineiro, sendo aplicável a partir do momento em que esse fluxo permita alcançar uma taxa interna de retorno (TIR), calculada antes do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas (IRPC), igual ou superior a 18%.

A obrigação tributária em sede de IRRM verifica-se quando, no termo do exercício fiscal, existam ganhos líquidos de caixa acumulados associados à exploração mineira. Nestes casos, o imposto é liquidado à taxa de 20%, aplicável sobre o montante apurado nos termos da legislação específica.

Regras específicas dos impostos sobre o rendimento

Os sujeitos passivos abrangidos pelo Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais da Actividade Mineira, na determinação da matéria colectável, devem ter em conta as seguintes regras:

- O lucro tributável deve ser apurado por cada título mineiro, isto é, de forma individualizada, por cada licença de prospecção e pesquisa, certificado mineiro ou concessão mineira.
- Cada licença de prospecção e pesquisa, certificado mineiro ou concessão mineira deve obter um Número Único de Identificação Tributária – NUIT.
- A dedução dos encargos gerais de administração suportados pela sociedade participada ou outra empresa associada, que obtenha rendimentos de um título mineiro em território moçambicano, num determinado ano fiscal, não pode exceder 3% das despesas totais dessa empresa nesse mesmo ano, excluindo as amortizações.
- Não são dedutíveis os custos resultantes de:
  - Prospecção e pesquisa sem ocorrência de descoberta;
  - Violação dolosa das obrigações legais e regulamentares por parte do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste, quanto à gestão da actividade mineira;

- Contratos de cobertura de riscos ou perdas derivadas desses contratos, também conhecidos por *"hedges"*;
- Despesas de formação profissional do pessoal expatriado e dos programas de formação se não respeitarem os termos exigidos na legislação aplicável;
- Ofertas financeiras efectuadas ao Estado pela atribuição de concessões mineiras;
- IPM;
- IRRM;
- Despesas de comercialização ou transporte do produto mineiro para além do ponto de entrega;
- Despesas com perito independente que vier a ser consultado para efeitos de determinação do preço do produto mineiro, quando não solicitado pelo Governo;
- comissões pagas aos intermediários;
- despesas incorridas em processos de arbitragem, não solicitadas pelo Governo;
- danos causados por negligência ou dolo do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste;
- realização de um plano de responsabilidade social;
- imposto proveniente da transmissão onerosa ou não de participações no sector mineiro.

- São aplicadas taxas de amortização específicas.

Benefício Fiscais

Os empreendimentos desenvolvidos ao abrigo da Lei de Minas beneficiam, durante um período de cinco exercícios fiscais, contados a partir da data de início da exploração mineira, de um conjunto de incentivos fiscais, designadamente:

- Isenção de direitos aduaneiros incidentes sobre a importação de equipamentos destinados às actividades de prospecção e pesquisa mineira, desde que classificados na Classe K da Pauta Aduaneira;

- Isenção de direitos aduaneiros aplicável à importação de bens constantes do Anexo II da Lei n.º 28/2014, os quais são equiparados, para efeitos aduaneiros, aos bens incluídos na Classe K da Pauta Aduaneira.

Importa ainda referir que os empreendimentos iniciados antes da entrada em vigor da Lei n.º 28/2014, de 23 de Setembro, beneficiavam igualmente de isenções de IVA e de Imposto sobre o Consumo

Específico (ICE) relativamente às importações dos bens acima referidos, nos termos do regime legal então aplicável.

Outras Taxas

O Regulamento da Lei de Minas, aprovado pelo Decreto n.º 31/2015, de 31 de Dezembro, prevê a cobrança de diversas taxas administrativas associadas à tramitação, emissão, renovação e alteração dos títulos mineiros, bem como às autorizações legalmente exigidas para o exercício da actividade mineira.

As taxas aplicáveis encontram-se sistematizadas no Anexo 9[10] do referido Regulamento e são apresentadas na tabela abaixo.

	Tipo de título mineiro	Montante (MT)
1	Licença de Prospecção e Pesquisa	
	Taxa de registo do pedido	50.000,00
	Taxa de emissão de título	50.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	150.000,00
	Taxa de prorrogação	100.000,00
2	Concessão Mineira	
	Taxa de registo de pedido	150.000,00
	Taxa de emissão de título	150.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	200.000,00
	Taxa de prorrogação	300.000,00
3	Licença de Tratamento Mineiro	
	Taxa de registo de pedido	150.000,00
	Taxa de emissão de título	150.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	200.000,00
	Taxa de prorrogação	300.000,00
4	Licença de Processamento Mineiro	
	Taxa de registo de pedido	150.000,00
	Taxa de emissão de título	150.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	200.000,00
	Taxa de prorrogação	300.000,00
5	Certificado Mineiro	
	Taxa de registo de pedido	2.000,00
	Taxa de emissão de título	2.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	5.000,00
	Taxa de prorrogação	5.000,00
6	Senha Mineira	

[10] Actualizado pelo Diploma Ministerial nº 65/2022, de 15 de Junho.

	Tipo de título mineiro	Montante (MT)
	Taxa de registo de pedido	1.000,00
	Taxa de emissão de título	1.000,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	3.000,00
	Taxa de prorrogação	3.000,00
7	Autorização de Extracção de Recursos Minerais para Construção/Investigação Geológica ou Estudos Científicos	
	Taxa de registo de pedido	2.000,00/1.500,00
	Taxa de emissão de título	2.000,00/1.500,00
	Taxa de apresentação tardia do pedido de prorrogação	5.000,00/3.000,00
	Taxa de prorrogação	5.000,00/3.000,00
8	Taxas de pedidos de transmissão de título	
	Licença de prospecção e pesquisa	1.920.000,00
	Concessão mineira	6.400.000,00
	Certificado mineiro	1.280.000,00
	Senha mineira	5.000,00
9	Taxas de registo de transmissão de títulos	
	Licença de prospecção e pesquisa	1.500.000,00
	Concessão mineira	5.000.000,00
	Certificado mineiro	1.000.000,00
	Senha mineira	5.000,00
10	Taxas de pedido de alargamento de área	
	Licença de prospecção e pesquisa	1.920.000,00
	Concessão mineira	6.400.000,00
	Certificado mineiro	1.000.000,00
11	Taxas de averbamento de alargamento de área	
	Licença de prospecção e pesquisa	150.000,00
	Concessão mineira	100.000,00
	Certificado mineiro	10.000,00
	Cópia autenticada de qualquer licença/certificado	5.000,00
	Cópia/extracto de qualquer registo arquivado (p/página)	2.000,00
12	Taxas de registo de operador e subcontratado	
	Licença de prospecção e pesquisa	300.000,00
	Concessão mineira	640.000,00
	Certificado mineiro	75.000,00

Tabela 6 – Taxas para a tramitação dos títulos mineiros e autorizações

Por sua vez, o Regulamento de Comercialização de Diamantes, Metais Preciosos e Gemas, aprovado pelo Decreto n.º 63/2021, de 1 de Setembro, estabelece um regime de taxas aplicáveis ao licenciamento, registo e certificação das actividades de comercialização destes produtos minerais.

As taxas previstas abrangem, designadamente, a tramitação de pedidos, a emissão e prorrogação de licenças de comercialização, a atribuição de cartões e registos de operadores, bem como a emissão de

certificados, incluindo o Certificado do Processo Kimberley e os Certificados de Origem para diamantes, metais preciosos, gemas e pedras semi-preciosas. O Regulamento contempla ainda taxas específicas relativas a autorizações de exportação e importação e à emissão de cópias e extractos de registos oficiais.

O detalhe das taxas aplicáveis, diferenciadas em função do tipo de pedido, do produto mineral e da natureza do operador (pessoa singular ou colectiva), encontra-se sistematizado na tabela apresentada de seguida.

#	Pedido	Montante (MT)
1	Tramitação	10.000,00
2	Licença de Comercialização: • *Diamantes, Metais Preciosos e Gemas*	100.000,00
3	Prorrogação	120.000,00
4	Cartão de Operador de Comercialização:	
	- *Diamantes*	75.000,00
	- *Metais Preciosos*	50.000,00
	- *Gemas*	50.000,00
5	Registo de Transmissão (*Diamantes, Metais Preciosos e Gemas*)	35.000,00
6	Cópia de Licença / Certificado (*Diamantes, Metais Preciosos e Gemas*)	15.000,00
7	Cópia / extracto de qualquer registo arquivado (por página) (*Diamantes, Metais Preciosos e Gemas*)	10.000,00
8	Registo de Operador de Comercialização:	
	- *Diamantes*	180.000,00 por pessoa colectiva 150.000,00 por pessoa singular
	- *Metais Preciosos e Gemas*	150.000,00 por pessoa colectiva 120.000,00 por pessoa singular
9	Emissão do Certificado do Processo Kimberley	250.000,00
10	Emissão do Certificado de Origem para Pedras Preciosas	200.000,00
	Emissão do Certificado de Origem para Metais Preciosos até 1.999 g	100.000,00
	Emissão do Certificado de Origem para Metais Preciosos acima de 2.000 g	200.000,00
	Emissão de Certificado de Origem para Pedras Semi-preciosas	50.000,00
11	Autorização para exportação ou importação de metais preciosos e pedras preciosas	50.000,00
	Autorização para exportação de pedras semi-preciosas	30.000,00

Tabela 7 – Taxas de licenciamento UGPK

3.1.4.2 Área de Hidrocarbonetos

O Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, aprovado pela Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, entrou em vigor em 1 de Janeiro de 2015. O respectivo Regulamento foi aprovado pelo Decreto n.º 32/2015, de 31 de Dezembro, produzindo efeitos a partir da data da sua publicação. Posteriormente, o regime foi objecto de ajustamentos legislativos introduzidos pela Lei n.º 14/2017, de 28 de Dezembro.

De acordo com este enquadramento jurídico-fiscal, os sujeitos passivos abrangidos encontram-se, em regra, sujeitos aos impostos que integram o Sistema Tributário Moçambicano, bem como aos correspondentes encargos parafiscais. Para além destes, o regime prevê obrigações fiscais específicas aplicáveis às operações petrolíferas, incluindo a incidência do imposto sobre a produção de petróleo, a aplicação de regras próprias em matéria de tributação do rendimento e a observância dos mecanismos de partilha de produção consagrados na legislação aplicável.

Imposto sobre a Produção de Petróleo (IPP)

O IPP incide sobre o petróleo produzido no âmbito de um contrato de concessão petrolífera, tendo como base tributável o valor do petróleo extraído. Para efeitos de determinação desse valor, considera-se o preço médio ponderado pelo qual o petróleo tenha sido vendido ou alienado por qualquer outra forma pelo produtor e pelas suas entidades contratadas, no período mensal a que respeita a liquidação do imposto.

As taxas aplicáveis ao IPP variam em função do tipo de produto, nos seguintes termos:

- Petróleo bruto – 10%
- Gás natural – 6%

Note-se que, nos termos da Lei nº 21/2014 – Lei de Petróleos, ficam incluídos no conceito de petróleo o petróleo bruto, gás natural ou outras concentrações de hidrocarbonetos, no estado físico em que se encontrem no subsolo, produzidos ou capazes de serem produzidos a partir de ou em associação com o petróleo bruto, gás natural, betumes e asfaltos.

Importa salientar que os contratos de concessão celebrados anteriormente à entrada em vigor da Lei n.º 12/2007, de 27 de Junho, podem prever taxas distintas, em conformidade com as cláusulas contratuais específicas aplicáveis a cada projecto.

Regra geral, o IPP é liquidado em numerário. Contudo, a legislação confere ao Governo a prerrogativa de determinar, mediante notificação ao sujeito passivo, que o pagamento do imposto seja efectuado, parcial ou integralmente, em espécie, nos termos legalmente previstos.

Regras específicas dos impostos sobre o rendimento

Os sujeitos passivos abrangidos pelo Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas devem observar um conjunto de regras próprias na determinação da respectiva matéria colectável, destacando-se, em particular, as seguintes:

- O lucro tributável é apurado de forma autónoma por cada contrato de concessão, não sendo permitida a compensação de resultados entre contratos distintos;
- A cada área de contrato de concessão deve corresponder um Número Único de Identificação Tributária (NUIT) próprio, para efeitos fiscais;
- Não são fiscalmente dedutíveis, para efeitos de apuramento do lucro tributável, os seguintes custos e encargos:
    - violação dolosa das obrigações legais e regulamentares por parte do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste, quanto à gestão das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;
    - contratos de cobertura de riscos ou perdas derivadas desses contratos, também conhecidos por *"hedges"*;
    - despesas de formação profissional do pessoal expatriado e dos programas de formação se não respeitarem os termos exigidos na legislação aplicável;
    - ofertas financeiras efectuadas ao Estado pela atribuição de concessões petrolíferas;
    - IPP;
    - comissões pagas a intermediários;
    - despesas incorridas em processos de arbitragem, salvo quando realizadas para defesa das actividades de reconhecimento, pesquisa, desenvolvimento e produção de petróleo;
    - indemnizações pagas a título de cláusula penal;
    - danos causados por negligência ou dolo do sujeito passivo ou de quem actue por conta deste;
    - imposto proveniente da transmissão onerosa ou não de participações no sector petrolífero.

- Às operações petrolíferas são aplicáveis taxas de amortização específicas, nos termos previstos no regime legal aplicável.

Partilha de Produção

O regime de partilha de produção, consagrado no Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas, prevê que o Estado e a concessionária participem, em quotas indivisas, no petróleo disponível para comercialização em cada período de referência. Nos termos deste mecanismo, a produção elegível para venda é repartida entre as partes de acordo com as percentagens e critérios estabelecidos no respectivo contrato de concessão e na legislação aplicável.

Benefícios Fiscais

Os empreendimentos desenvolvidos ao abrigo da Lei do Petróleo beneficiam, durante um período de cinco exercícios fiscais, contado a partir da data de aprovação do respectivo plano de desenvolvimento, de um regime de isenções aduaneiras, designadamente:

- isenção de direitos aduaneiros incidentes sobre a importação de equipamentos destinados à realização de operações petrolíferas, desde que classificados na classe K da Pauta Aduaneira;
- isenção de direitos aduaneiros aplicáveis à importação dos bens constantes do Anexo II da Lei n.º 27/2014, de 23 de Setembro, os quais são equiparados, para efeitos fiscais, aos bens enquadrados na classe K da Pauta Aduaneira.

Importa referir que os empreendimentos iniciados antes da entrada em vigor da Lei n.º 27/2014 beneficiavam igualmente de isenções de Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) e de Imposto sobre o Consumo Específico (ICE) relativamente às importações dos bens acima referidos, nos termos do regime então aplicável.

Outras Taxas

Nos termos do Regulamento das Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro, que estabelece as modalidades, termos e condições aplicáveis aos contratos petrolíferos, bem como às práticas operacionais, incluindo matérias de gestão de recursos, segurança, saúde e

protecção ambiental, encontram-se igualmente previstas taxas administrativas associadas à tramitação de processos, apreciação de pedidos e emissão de autorizações no âmbito das operações petrolíferas.

Estas taxas aplicam-se, designadamente, à submissão e análise de planos, relatórios, dados técnicos, amostras e demais informações exigidas aos titulares de direitos petrolíferos, sendo devidas nos seguintes procedimentos:

Designação do Procedimento	Valor da Taxa (MT)
Apresentação do requerimento para atribuição do direito de exercício de operações petrolíferas	2.000.000,00
Apreciação do pedido para renovação do Contrato de Concessão	500.000,00
Apreciação do pedido de prorrogação do pedido de Pesquisa do Contrato de Concessão	125.000,00
Apreciação do plano de Desenvolvimento	1.000.000,00
Revisão do Plano de Desenvolvimento	125.000,00
Autorização para entrada em funcionamento de infraestruturas	500.000,00
Aprovação do Plano de Desmobilização	500.000,00

Tabela 8 – Taxas para a tramitação de processos e autorizações na área de hidrocarbonetos

3.1.5 Outros pagamentos e Contribuições da Indústria Extractiva

Em adição aos pagamentos já mencionados, os contratos celebrados no âmbito das actividades mineiras e operações petrolíferas podem estabelecer outros pagamentos, bem como condições para a adjudicação e atribuição de licenças. Estes incluem situações referentes ao licenciamento ambiental.

As obrigações das acima referidas podem ser classificadas da seguinte forma:

Bónus de assinatura: corresponde a uma percentagem que varia de 0,5% a 5% do valor dos activos atribuídos ao projecto e é efectuado no momento de assinatura do contrato.

Bónus de produção: refere-se ao pagamento realizado nas situações em que são atingidas metas de produção estabelecidas previamente entre as partes. De acordo com o modelo de Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção, o bónus de produção é devido quando a produção da área do contrato atinge pela primeira vez, no período de um mês, uma média diária de 25.000 BOE[11]. Este pagamento também é devido cada vez que a produção da área do contrato atingir, pela primeira vez, no período de um mês, uma tranche adicional média de 50.000 BOE por dia.

[11] Barrel of oil equivalent – Barris de Petróleo Equivalente

Licença Ambiental: é o certificado confirmativo da viabilidade ambiental de uma actividade proposta, emitido pelo Ministério que superintende as questões relacionadas com a terra e ambiente, sendo que, até à data da publicação do presente relatório é o Ministério da Terra, Ambiente e Desenvolvimento Rural (MITADER). As taxas de licenciamento ambiental das actividades mineiras e operações petrolíferas são estabelecidas em legislação ambiental específica, nomeadamente, no Decreto nº 26/2004 e Decreto nº 56/2010, respectivamente.

Contribuição para o Fundo para Capacitação Institucional: constituem pagamentos efectuados ao Estado pela concessionária, estabelecidos no contrato celebrado, concedidos para acções de treinamento ou formação na área de hidrocarbonetos.

Contribuição para o Fundo de Projectos Sociais: de acordo com o modelo de contrato de concessão de pesquisa e produção, esta contribuição é efectuada para financiar os projectos sociais das comunidades que se encontram nas áreas onde ocorrerão as operações petrolíferas.

Contribuição para apoio Institucional: corresponde ao montante pago pela concessionária ao INP para ser utilizado como apoio institucional às entidades envolvidas na promoção e administração das operações petrolíferas.

Encerramento e Reabilitação da mina: As operações minerais não devem ser encerradas nem abandonadas, sem a execução do programa de encerramento da mina, aprovado pela entidade competente. Nos casos em que a legislação exija ao titular mineiro a prestação de caução financeira para cobrir o custo de reabilitação e encerramento da mina, o valor da caução deve ser revisto de dois em dois anos pelo sector que superintende a área dos recursos minerais.

3.1.6 Descrição dos diferentes tipos de contratos e licenças

3.1.6.1 Área Mineira

A Lei de Minas estabelece os diferentes títulos mineiros que conferem ao seu titular o direito de exercer actividades mineiras em território nacional, em função da natureza, escala e fase do projecto. Estes títulos visam regular o acesso aos recursos minerais, assegurar a gestão sustentável do sector e promover o investimento responsável.

Nos termos da legislação aplicável, os principais títulos mineiros são os seguintes:

- Licença de prospecção e pesquisa;
- Concessão mineira;

- Certificado mineiro;
- Senha mineira;
- Licença de tratamento mineiro;
- Licença de processamento mineiro; e
- Licença de comercialização de produtos mineiros.

Com vista ao reforço da transparência, da segurança jurídica e da atractividade do sector mineiro, a Lei de Minas prevê, no seu artigo 4, a criação de um Cadastro Mineiro. Neste contexto, o MIREME, em parceria com a Trimble Land Administration, desenvolveu o Portal do Cadastro Mineiro[12][13], através do qual é possível consultar publicamente os títulos mineiros e os contratos celebrados pelo Estado. Actualmente, todos os títulos e contratos mineiros em vigor encontram-se disponíveis para visualização nesta plataforma electrónica.

De seguida apresenta-se uma descrição sumária dos principais títulos mineiros previstos na legislação:

Título mineiro	Breve descrição
Licença de prospecção e pesquisa	Autoriza a realização de actividades geocientíficas e geotécnicas destinadas à avaliação do potencial mineral, incluindo a descoberta, identificação, caracterização e determinação do valor económico dos recursos minerais. O prazo de validade é de: (i) dois anos, renovável uma vez por igual período, para minerais de construção; e (ii) cinco anos, renovável uma vez por até três anos adicionais, para os demais recursos minerais, incluindo a água mineral.
Concessão mineira	

[12] https://portals.landfolio.com/mozambique/pt/

[13] O INAMI esclareceu que o portal do Cadastro esta a funcionar em pleno, no entanto, ficou "offline" durante actualização de Sistema de Gestão do Cadastro Mineiro por um período de 10 dias (no mês de Fevereiro de 2026) a iniciar do dia 17 de fevereiro.
Sobre o facto do website do INAMI encontra-se "fora do ar", esclarecu que as razões por detrás dos registos intermitentes no seu funcionamento, que se manifestam através de lentidão, falhas de acesso e períodos de indisponibilidade, resultam dentre outras, de factores técnicos associados ao aumento significativo do volume de acessos, limitações da infraestrutura actualmente em uso, bem como do domicílio a que a pagina se encontra.

Refira-se, que tendo sido constatados os problemas, estão sendo consideradas medidas correctivas, a constar nos termos de referência para a contratação de uma empresa de especialidade, para a gestão integral da página Web institucional do INAMI, cujo lançamento do concurso já foi solicitado à unidade competente, o que a realizar-se, vai permitir:

- reforço da capacidade dos sistemas tecnológicos;
- optimização da base de dados e da aplicação;
- implementação de mecanismos de monitoria contínua;
- planeamento de melhorias estruturais visando maior estabilidade e desempenho.

Paralelamente, está em consideração o desenvolvimento de um plano de modernização tecnológica que permitirá, a médio prazo, aumentar significativamente a capacidade de resposta, segurança e disponibilidade do portal.

Título mineiro	Breve descrição
	Confere o direito de desenvolver operações de exploração mineira, incluindo desenvolvimento, extracção, tratamento, processamento e disposição de produtos minerais. A concessão é atribuída por um período até 25 anos, prorrogável por igual período, em função da vida económica da mina e do cumprimento das obrigações legais e contratuais pelo titular.
Certificado mineiro	Destina-se à realização de operações mineiras de pequena escala, sendo válido por um período de 10 anos, prorrogável por períodos iguais, de acordo com a vida económica da mina. As características e limites destas operações são definidos por regulamento específico.
Senha mineira	Autoriza a prática de mineração artesanal por um período inicial de 5 anos, renovável sucessivamente por períodos iguais, em função da vida económica da jazida. Este título tem como objectivo principal beneficiar directamente as comunidades locais. As condições e limitações aplicáveis são igualmente definidas por regulamento.
Licença de tratamento mineiro	Permite a recuperação de constituintes úteis do minério, através de processos físicos, com vista à obtenção de produtos minerais utilizáveis ou economicamente rentáveis, excluindo a transformação industrial. Esta licença pode ser exercida por titulares de concessão mineira, certificado mineiro ou senha mineira, salvo excepções previstas na Lei de Minas e legislação complementar.
Licença de processamento mineiro	Autoriza a realização de operações ao longo da cadeia de valor da indústria extractiva, com o objectivo de produzir concentrados minerais. No caso de minerais radioactivos, a actividade depende de autorização específica, nos termos da legislação aplicável à energia atómica e aos minerais radioactivos.
Licença de comercialização de produtos minerais	Permite a compra e venda de produtos minerais que não resultem directamente de actividade mineira realizada ao abrigo de concessão mineira, certificado mineiro ou senha mineira. Esta licença é atribuída a pessoas singulares ou colectivas, constituídas maioritariamente por nacionais e devidamente registadas ao abrigo da legislação moçambicana.

Tabela 9 – Descrição dos títulos mineiros

3.1.6.2 Área de Hidrocarbonetos

A Lei de Petróleo estabelece os diferentes tipos de contratos de concessão que habilitam os respectivos titulares ao exercício das operações petrolíferas em território nacional, em função da natureza, fase e

objecto das actividades a desenvolver. Estes contratos definem os direitos e obrigações das partes, bem como o enquadramento técnico, económico e jurídico aplicável às operações.

Nos termos da legislação em vigor, são previstos os seguintes tipos de contratos de concessão:

- contrato de reconhecimento;
- pesquisa e produção;
- construção e operação de sistemas de oleoduto ou gasoduto;
- construção e operação de infraestruturas.

De seguida é efectuada uma breve descrição dos contratos de concessão acima mencionados:

Contrato de concessão	Breve descrição
Contrato de reconhecimento	Concede o direito não exclusivo de realizar trabalhos preliminares de pesquisa e avaliação na área do contrato de concessão, através de levantamentos aéreos, terrestres e outros, incluindo estudos geofísicos, geoquímicos, paleontológicos, geológicos e topográficos.
Contrato de concessão de pesquisa e produção	Concede o direito exclusivo para conduzir operações petrolíferas, bem como o direito não exclusivo de construir e operar infraestruturas de produção e transporte de petróleo, a partir de uma área de contrato de concessão, salvo se houver disponibilidade de acesso a um sistema de oleoduto ou gasoduto ou outras infraestruturas já existentes sob termos e condições comerciais aceitáveis. O direito exclusivo de pesquisa de petróleo no âmbito deste contrato não pode exceder a 8 anos e está sujeito às disposições relacionadas ao abandono de áreas. No caso de uma descoberta, o titular do direito deste tipo de contrato pode manter o direito de exclusividade de completar o trabalho iniciado dentro de uma área especificada, para o cumprimento das obrigações de trabalho e avaliação ou determinação do valor comercial e para permitir o desenvolvimento e produção de petróleo.
Contrato de construção e operação de sistemas de oleoduto ou gasoduto	Concede o direito de construir e operar sistemas de oleodutos ou gasodutos para efeitos de transporte de petróleo bruto ou gás natural, nos casos em que estas operações não estejam cobertas por um contrato de concessão de pesquisa e produção. De acordo com a Lei de Petróleo, faz parte do conceito de sistema de oleoduto ou gasoduto o próprio oleoduto ou gasoduto, incluindo estações de válvulas, estações de compressão ou bombagem e quaisquer infraestruturas agregadas, construídas para o transporte de petróleo, excluindo as condutas de recolha de fluxos dos poços ou condutas de distribuição de petróleo bruto, gás natural ou produtos petrolíferos.

Contrato de concessão	Breve descrição
Construção e operação de infraestruturas	Concede o direito de construir e operar infraestruturas para a produção de petróleo, tais como de processamento e conversão, que não estejam cobertas por um plano de desenvolvimento de pesquisa e produção aprovados. Estão incluídas no conceito de infraestruturas as instalações, incluindo plataformas, instalações de liquefação, fábricas ou barco ou outros equipamentos destinados à realização de operações petrolíferas, excluindo navios de fornecimento e apoio, navios e veículos que transportam petróleo a granel.

Tabela 10 – Breve descrição dos contratos de concessão

3.1.7 Funções e responsabilidade dos órgãos governamentais competentes

O MIREME é o órgão central do Aparelho do Estado que, de acordo com os princípios, objectivos e tarefas definidas pelo Governo, dirige e assegura a execução da política do Governo na investigação geológica, exploração dos recursos minerais e energéticos, e no desenvolvimento e expansão das infraestruturas de fornecimento de energia eléctrica, gás natural e produtos petrolíferos.

São atribuições do Ministério dos Recursos Minerais e Energia[14]:

- Elaboração de propostas e execução de políticas do sector dos Recursos Minerais e Energia;
- Inventariação e gestão dos recursos minerais e energéticos do País;
- Promoção de um quadro legal e institucional adequado ao desenvolvimento do sector;
- Promoção e divulgação das potencialidades do sector dos Recursos Minerais e Energia;
- Promoção do desenvolvimento tecnológico com vista ao aproveitamento sustentável de recursos minerais e energéticos a nível nacional;
- Promoção da participação do sector privado no desenvolvimento e aproveitamento do potencial dos recursos minerais e energéticos e respectivas infra-estruturas;
- Promoção e controlo da actividade de prospecção e pesquisa geológica e aproveitamento racional e sustentável dos recursos minerais;
- Inspecção e fiscalização das actividades do sector e o controlo da implementação das normas de segurança técnica, higiene e de protecção do meio ambiente;
- Promoção e controlo da actividade de produção de petróleo e do desenvolvimento de infraestruturas de transporte e logística;
- Promoção do desenvolvimento de infraestruturas de fornecimento de energia eléctrica;

[14] https://mireme.gov.mz/?page_id=635 acedido em 16 de Janeiro de 2026

- Promoção do aumento de acesso à energia nas suas diversas formas, com vista a estimular o crescimento e desenvolvimento económico e social do País;
- Garantia de segurança de abastecimento e distribuição de produtos petrolíferos a nível nacional, com particular destaque para a expansão da rede de distribuição às zonas rurais;
- Promoção da diversificação da matriz energética e uso eficiente de energia com vista à segurança e estabilidade energética; e
- Promoção do uso seguro e pacífico de energia atómica.

Nesta conformidade, com vista a cumprir as atribuições conferidas ao MIREME, foram criados o Instituto Nacional de Minas (INAMI) e o Instituto Nacional de Petróleo (INP) que regulam as actividades mineiras e operações petrolíferas, respectivamente. Portanto, o processo de licenciamento é coordenado por estas instituições, subordinadas ao MIREME.

Área Mineira

O Instituto Nacional de Minas (INAMI) foi criado pela Lei nº 20/2014, como pessoa colectiva de direito público dotada de personalidade jurídica, com autonomia administrativa e financeira, sendo tutelado pelo Ministro que superintende a área dos Recursos Minerais. Esta é a instituição com autoridade reguladora da actividade mineira, responsável pelas directrizes para a participação do sector público e privado na pesquisa, exploração, tratamento, exportação e importação de produtos mineiros e seus derivados.

Com efeito, compete ao INAMI:

i. propor políticas de desenvolvimento do sector mineiro e acompanhar a sua execução;
ii. analisar e aprovar projectos e estudos técnicos e económicos para a abertura de novas minas bem como a reabilitação e/ou encerramento de minas;
iii. receber, preparar, organizar e analisar os processos relativos à atribuição de licenças de prospecção e pesquisa, concessões mineiras e concessões de água mineral, praticando os actos que lhe são atribuídos no âmbito do Regulamento da Lei de Minas;
iv. promover, apoiar e controlar, em coordenação com outras instituições, a prospecção, pesquisa e extracção, uso e aproveitamento de recursos minerais, excluindo petróleo e gás; e
v. promover, apoiar e controlar a mineração de pequena escala, tomando em conta a minimização dos impactos negativos da natureza ambiental e social resultante do exercício dessa actividade.

Por sua vez, a UGPK, criada pelo Decreto n.º 26/2015, de 20 de Novembro, é uma instituição pública, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial, aprovada pelo Decreto n.º 7/2024, de 29 de Fevereiro.

A UGPK tem as seguintes atribuições:

i. implementação do Processo Kimberley;
ii. gestão dos procedimentos técnicos e administrativos de rastreio, segurança e controlo da produção, circulação e comercialização de diamantes em bruto, no âmbito do Processo Kimberley;
iii. controlo da produção, circulação e comercialização de metais preciosos e gemas;
iv. implantação e gestão dos entrepostos comerciais de diamantes em bruto, metais preciosos e gemas;
v. implantação e gestão dos centros pilotos de processamento do produto mineiro;
vi. elaboração da proposta de procedimentos para a realização de leilões de diamantes em bruto, metais preciosos e gemas dentro e fora do país;
vii. representação do Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais nos leilões de diamantes em bruto, metais preciosos e gemas; e
viii. gestão da percentagem da produção de diamantes em bruto, metais preciosos e gemas destinada ao desenvolvimento da indústria nacional, nos termos da legislação aplicável, bem como proceder ao lançamento de concursos para a sua alocação.

Adicionalmente, na área mineira intervêm outras entidades a nível do MIREME, destacando-se a Direcção Nacional de Geologia e Minas (DNGM), cujas funções são indicadas na Resolução nº 33/2020 de 19 de Agosto da Comissão Interministerial da Reforma da Administração Pública, e a Inspecção-Geral dos Recursos Minerais e Energia (IGREME), cujas atribuições e competências são indicadas no Decreto nº 31/2019 de 26 de Abril.

Em resumo as principais funções da DNGM são:

- propor e aplicar políticas, estratégias, programas e regulamentos para o desenvolvimento da actividade geológico-mineira;
- inventariar, gerir e manter actualizado o registo dos recursos minerais do país, incluindo na plataforma continental e na Zona Económica Exclusiva;
- acompanhar o licenciamento de actividades mineiras;
- monitorizar e coordenar projectos e operações realizados por entidades públicas e privadas;
- promover investimentos na área geológica e mineira;

- incentivar a transformação local dos minerais e diversificação das exportações;
- garantir a participação do empresariado nacional na cadeia de valor do sector;
- assegurar o envolvimento das comunidades em projectos mineiros, fornecendo informação adequada; e
- promover e monitorizar a mineração artesanal e de pequena escala.
- elaborar e aplicar normas de segurança técnica e de proteção ambiental no sector mineiro.

Por sua vez, a IGREME actua como órgão de fiscalização, auditoria e controlo integral do sector de recursos minerais e energia, com foco na legalidade, segurança, sustentabilidade ambiental, combate a práticas ilícitas e gestão de emergências, assegurando também a transparência e boa governação no sector. A IGREME tem como atribuições centrais:

- garantir o cumprimento das leis, regulamentos e normas relativas à exploração racional e sustentável dos recursos minerais, petrolíferos e energéticos;
- realizar inspecções, auditorias administrativas e sindicâncias nas unidades do MIREME e instituições tuteladas;
- fiscalizar a aplicação de normas de segurança, higiene, saúde e proteção ambiental no sector.
- inspeccionar instalações de produção, transporte, armazenamento, distribuição e comercialização de recursos minerais, hidrocarbonetos e energia eléctrica;
- coordenar acções contra contrabando, comercialização ilegal e vandalização de infraestruturas energéticas e mineiras;
- coordenar o sistema de salvamento e resgate no setor mineiro, petrolífero e energético, incluindo brigadas de socorro;
- levantar autos de notícia e propor embargos ou suspensões de actividades ilegais; e
- supervisionar as delegações provinciais e distritais da inspeção.

Área de Hidrocarbonetos

Conforme mencionado, a entidade responsável por regular as operações petrolíferas é o INP, que foi criado pelo Conselho de Ministros ao abrigo do Decreto n.º 25/2004 de 20 de Agosto, como responsável pela administração e promoção das operações petrolíferas. Trata-se de uma pessoa colectiva de direito público, dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa, financeira e patrimonial que desempenha as suas funções em conformidade com a legislação aplicável, assegurando-se-lhe as prerrogativas necessárias ao exercício adequado das suas competências com base na isenção, capacidade técnica e imparcialidade.

Nos termos do referido Decreto, o INP tem as seguintes atribuições:

i. regulação e fiscalização da actividade de pesquisa, produção e transporte de petróleo, bem como preparação de políticas de desenvolvimento e normas respeitantes às operações petrolíferas;
ii. preservação do interesse público e do meio ambiente estabelecendo as necessárias condições técnicas, económicas e ambientais, promovendo a adopção de práticas que estimulem a utilização eficiente dos recursos e a existência de padrões adequados de qualidade do serviço e de defesa do meio ambiente;
iii. organização, manutenção e consolidação do acervo das informações e dados técnicos relativos as actividades da indústria de petróleo, das reservas nacionais de petróleo e da informação produzida; e
iv. mediação, conciliação e arbitragem, quando lhe seja solicitado, devendo proceder de conformidade com o acordado pelas partes e com a legislação em vigor.

3.1.8 Transição energética

A transição energética assume-se como um eixo estratégico central para o desenvolvimento sustentável de Moçambique, num contexto internacional marcado pela crescente exigência de descarbonização das economias e de modernização dos sistemas energéticos. Neste enquadramento, o país encontra-se a implementar a Estratégia de Transição Energética 2023–2050[15], que estabelece um roteiro de longo prazo para a transformação estrutural do sector energético e para o posicionamento de Moçambique como um relevante pólo regional de energia de baixo carbono.

A Estratégia assenta em três objectivos estratégicos fundamentais. Em primeiro lugar, visa promover o desenvolvimento nacional, assegurando o acesso universal a fontes modernas e limpas de energia, com impacto directo na melhoria do bem-estar da população e no apoio à transição do país para uma economia de rendimento médio. Em segundo lugar, procura consolidar Moçambique como pólo regional de energia, através do fornecimento de energia de baixo carbono aos países da região da África Austral. Por último, a Estratégia enquadra-se na transição energética global, contribuindo para os esforços internacionais de descarbonização mediante a valorização dos recursos de gás natural e o desenvolvimento de produtos energéticos verdes.

[15] Estratégia de Transição Energética 2023 – 2025: https://www.aler-renovaveis.org/contents/activitieseventsspeakersdocuments/36-aler-estrategia-transicao-energetica-mocambique.pdf acedido em 16 de Janeiro de 2026

Estes objectivos são sustentados pelo significativo potencial energético do país, que inclui extensas reservas de gás natural e condições favoráveis ao desenvolvimento de energias renováveis, nomeadamente solar, hídrica e eólica. A exploração estratégica destes recursos constitui um factor determinante para a aceleração da industrialização, a modernização da economia e o reforço da segurança energética nacional.

A Estratégia de Transição Energética estrutura-se em torno de quatro pilares principais, operacionalizados através de programas específicos com metas definidas até 2030. O primeiro pilar centra-se na construção de um sistema energético moderno baseado em fontes renováveis, promovendo a expansão e modernização da capacidade de geração, com particular enfoque na energia solar, eólica e hidroeléctrica. O segundo pilar incide sobre a industrialização verde, incentivando o desenvolvimento de parques e corredores industriais sustentáveis, a redução da dependência de combustíveis fósseis e a adopção de processos produtivos de menor intensidade carbónica. O terceiro pilar visa assegurar o acesso universal às energias modernas, tanto em zonas urbanas como rurais, incluindo soluções descentralizadas e fora da rede, contribuindo para a inclusão social e o desenvolvimento económico local. Por fim, o quarto pilar promove a adopção de energias limpas no sector dos transportes, através da implementação gradual de soluções de mobilidade eléctrica e outros sistemas de transporte sustentável.

A abordagem adoptada pela Estratégia é integrada e de longo prazo, articulando investimentos estimados em mais de 80 mil milhões de dólares norte-americanos entre 2024 e 2050, com iniciativas de curto, médio e longo prazo, apoiadas por mecanismos de coordenação institucional e de monitorização.

Na fase inicial de implementação, correspondente ao período de 2024–2025, as prioridades concentram-se no planeamento e nas reformas legais, com a actualização das políticas sectoriais e do quadro regulatório; na mobilização de financiamento, através da definição de projectos prioritários e do estabelecimento de parcerias com investidores e instituições internacionais; e na organização institucional, mediante a criação de um Gabinete de Coordenação e de um Comité de Acompanhamento responsáveis pela implementação da Estratégia, integrando entidades governamentais relevantes. Importa referir que, no âmbito dos comentários ao presente Relatório, representantes da sociedade civil assinalaram a limitada inclusão de actores da academia, da investigação e da sociedade civil na arquitectura institucional inicialmente definida para a Estratégia.

Apesar de alguns projectos estruturantes já se encontrarem em curso ou em fase avançada de negociação — incluindo iniciativas como o Corredor Industrial de Nacala e o Projecto Hidroeléctrico de Mphanda Nkuwa — persistem desafios relevantes, designadamente no que respeita à modernização

das infraestruturas energéticas, ao reforço das capacidades técnicas nacionais e à coordenação de investimentos à escala necessária para uma integração eficaz das fontes renováveis no sistema energético nacional.

A implementação bem-sucedida da Estratégia de Transição Energética tem potencial para posicionar Moçambique como um destino de referência para investimentos verdes, contribuindo simultaneamente para a redução das emissões, o reforço da segurança energética e o aumento da competitividade dos sectores produtivos. A articulação efectiva entre o Governo, o sector privado e os parceiros internacionais será determinante para assegurar que esta transição se traduza em benefícios económicos e sociais amplos, inclusivos e sustentáveis.

3.2 Concessões de contratos e licenças (Requisito 2.2)

O objectivo deste requisito é disponibilizar ao público uma visão geral da atribuição e transferência de licenças de petróleo, gás e mineração, dos procedimentos legais aplicáveis à atribuição e transferência de licenças e da verificação do seu cumprimento na prática. Este requisito permite às partes interessadas identificar e abordar eventuais fragilidades no processo de atribuição de licenças, incluindo aquelas que tornam estes processos vulneráveis à corrupção.

a) Os países implementadores devem divulgar informação relativa a todas as atribuições e transferências de contratos e licenças ocorridas durante o período contabilístico abrangido pelas divulgações ITIE mais recentes, incluindo no caso de empresas cujos pagamentos se situem abaixo do limiar de materialidade acordado. Esta divulgação deve incluir:
   i. Uma descrição do processo de atribuição ou transferência da licença.

   ii. Os critérios técnicos e financeiros utilizados, incluindo quaisquer requisitos relacionados com o consentimento livre, prévio e informado. Sempre que o processo de atribuição ou transferência de uma licença imponha a realização de consultas às comunidades afectadas, espera-se que os países implementadores e as empresas divulguem uma descrição da forma como o processo de consulta foi conduzido. Tal poderá incluir o número de pessoas consultadas, desagregado por género, bem como um resumo da forma como as opiniões relativas aos impactos do projecto foram recolhidas e consideradas.

   iii. Informação sobre o(s) beneficiário(s) da licença atribuída ou transferida, incluindo os membros de consórcios, quando aplicável.

   iv. Quaisquer desvios materiais ao enquadramento legal e regulamentar aplicável à atribuição e transferência de licenças, incluindo uma explicação da metodologia adoptada para a respectiva avaliação.

Nos casos em que os governos disponham de diferentes métodos para a atribuição de contratos ou licenças (por exemplo, concursos públicos ou negociações directas), o Comité de Coordenação é encorajado a incluir uma explicação das regras que determinam qual o procedimento a utilizar e das razões subjacentes à selecção de um determinado procedimento. Isto inclui situações em que os governos recorrem a processos de atribuição ou transferência acelerados ou em regime de "via rápida". O Comité de Coordenação deve documentar de forma clara a fundamentação desta opção, os processos de atribuição ou transferência aos quais estes procedimentos foram aplicados, os procedimentos e critérios utilizados, as instituições envolvidas e os resultados dos processos de atribuição e transferência.

Sempre que existam lacunas na informação disponível ao público, estas devem ser claramente identificadas. Quaisquer obstáculos legais ou práticos significativos que impeçam a divulgação integral da informação acima referida devem ser documentados e explicados, incluindo a descrição dos planos do Governo para ultrapassar tais obstáculos e o respectivo calendário previsto.

b) Sempre que as empresas detenham licenças atribuídas em período anterior ao abrangido pela implementação da ITIE, os países implementadores são encorajados a divulgar a informação prevista na alínea a) do presente requisito.

c) Sempre que as licenças sejam atribuídas através de processos de concurso, o Governo deve divulgar a lista dos candidatos, incluindo os respectivos beneficiários efectivos, em conformidade com o Requisito 2.5, bem como os critérios de avaliação das propostas.

d) O Grupo Multiparticipativo é encorajado a incluir informação adicional sobre a atribuição de licenças no âmbito das divulgações ITIE. Tal poderá incluir comentários sobre a eficiência e a eficácia dos procedimentos de licenciamento, a descrição dos procedimentos, das práticas efectivamente adoptadas e dos fundamentos para a renovação, suspensão ou revogação de contratos ou licenças, bem como informação relativa a alterações na titularidade maioritária das empresas detentoras de licenças.

3.2.1 Processo de atribuição e transferência de contratos e licenças

Área Mineira

De acordo com o INAMI, o processo de licenciamento mineiro em Moçambique é conduzido e administrado pelos Serviços do Cadastro Mineiro e Licenciamento do INAMI, bem como pelos Departamentos de Recursos Minerais integrados nos Serviços Provinciais de Infraestruturas, ao nível das províncias.

A tramitação dos títulos mineiros observa os procedimentos previstos no artigo 5 do Regulamento da Lei de Minas, aprovado pelo Decreto n.º 31/2015, de 31 de Dezembro, os quais se encontram sistematizados no fluxograma abaixo apresentado.

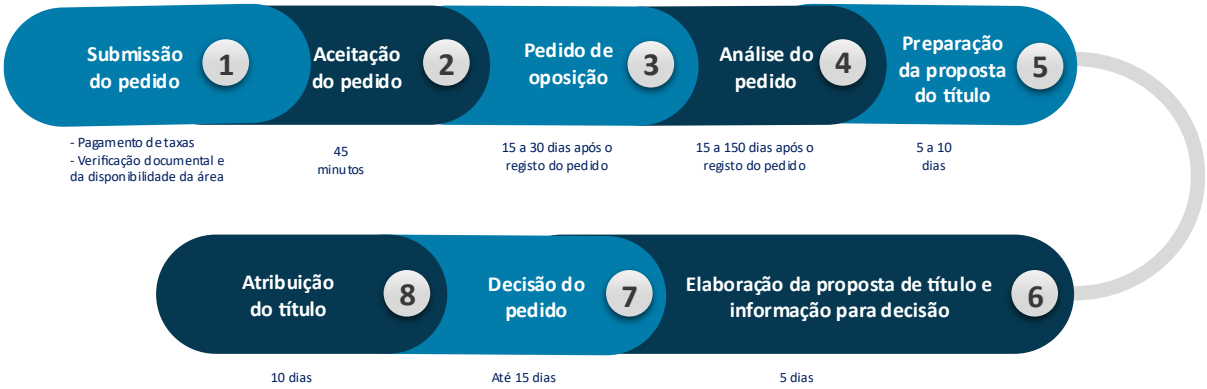


Figura 3 – Fluxograma do Processo de licenciamento na área mineira (Fonte: INAMI)

Os requisitos aplicáveis ao processo de licenciamento variam em função do tipo de título mineiro solicitado. Nesse sentido, o INAMI disponibiliza publicamente, através do seu website institucional[16], a listagem detalhada dos requisitos específicos exigidos para cada modalidade de título mineiro.

Para além do procedimento administrativo ordinário, o artigo 9 do Regulamento da Lei de Minas prevê a possibilidade de o Governo, através do INAMI, promover concursos públicos para a atribuição de direitos mineiros, sempre que tal se justifique por razões de interesse público. Estes concursos podem incidir sobre áreas: (i) geologicamente estudadas; (ii) com potencial comprovado em recursos minerais; (iii) anteriormente exploradas; (iv) reservadas para a actividade mineira; ou (v) sujeitas a regimes de protecção total ou parcial.

Nos termos do n.º 3 do referido artigo, os termos e condições dos concursos públicos são definidos por Despacho Ministerial, devendo contemplar, pelo menos, os seguintes elementos:

- Definição dos critérios de selecção de concorrente elegível;
- Obrigatoriedade de pagamento do valor de aquisição do caderno de encargos;
- Obrigatoriedade de qualquer concorrente propor o valor de bónus de assinatura;
- Obrigatoriedade de o concorrente vencedor ser escolhido com base na melhor proposta técnico-económica para o desenvolvimento da actividade mineira e/o na melhor proposta de oferta financeira;
- A exigência de o concorrente vencedor concordar que a sua proposta técnico-económica e financeira faça parte do contrato mineiro sem modificação de qualquer disposição material, salvo se tal modificação for em benefício do Estado; e

[16] Requisitos para Licenciamento Mineiro: https://inami.gov.mz/requisitos-da-licenca-mineira/ - acedido em 20 de Janeiro de 2026

- Qualquer pretensão de modificar que contrarie o ponto anterior, desclassifica o concorrente vencedor e considera-se a segunda melhor proposta.

O portal electrónico do INAMI disponibiliza a legislação aplicável, bem como documentação interna de apoio ao público, constituindo a base normativa e procedimental para a atribuição e transmissão de títulos mineiros. Não se identifica qualquer limitação legal que obste à divulgação de informação relevante para efeitos de licenciamento ou transmissão de direitos mineiros.

No que respeita aos títulos mineiros em vigor no ano de 2023 e 2024, o respectivo resumo é apresentado na tabela abaixo, sendo a informação detalhada geograficamente ilustrada no mapa constante do Anexo 1.

Tipo de licença	Títulos em vigor	
	2023	2024
Licenças de prospecção e pesquisa	442	603
Concessão mineira	377*	
Certificado mineiro	315*	
Licença de comercialização	+	

* Informação não foi desagrada por ano

+ Informação não foi partilhada

Tabela 11 – Títulos mineiros em vigor – 2023 e 2024 (Fonte: INAMI)

Relativamente à transmissão de títulos mineiros, os procedimentos aplicáveis encontram-se regulados nos artigos 62 e seguintes da Lei de Minas, em conjugação com os artigos 128 e seguintes do Regulamento da Lei de Minas, compreendendo, de forma geral, as seguintes etapas:

1. submissão do pedido de transmissão junto do INAMI;

2. alteração do estado do título mineiro no sistema cadastral para “em vigor com transmissão pendente”, excepto nos casos de cessão de quotas, em que não ocorre alteração do titular do título;

3. análise do pedido com vista à verificação do cumprimento dos requisitos legais previstos na Lei de Minas e no respectivo Regulamento;

4. notificação do titular para suprimento de eventuais omissões documentais ou comprovação do cumprimento das obrigações legais, dentro dos prazos estabelecidos;

5. solicitação de parecer à Autoridade Tributária para verificação da existência de mais-valias e de outros impostos devidos;

6. após parecer favorável, exigência da apresentação de **Certidão de Quitação Fiscal**, comprovando o pagamento das mais-valias ou, quando aplicável, a inexistência de dívidas fiscais;

7. submissão do processo à entidade competente para decisão final e emissão do título;

8. comunicação ao requerente para levantamento do título, no prazo de 10 dias após o pagamento da taxa de transmissão;

9. entrega do título ao titular, após verificação do cumprimento integral das obrigações legais.

Importa ainda salientar que:

- a transmissão de títulos mineiros apenas é permitida quando os mesmos se encontrem em vigor há mais de dois anos, devendo o titular apresentar o relatório de actividades desenvolvidas;

- no caso específico das Licenças de Prospecção e Pesquisa, a transmissão só pode ser autorizada após a realização de actividades de pesquisa por um período mínimo de 24 meses e a submissão dos respectivos relatórios;

- o requerente da transmissão, incluindo nos casos de cessão de quotas, deve encontrar-se em situação regular quanto ao cumprimento de todas as obrigações legais e fiscais.

No período de reporte abrangido pelo presente Relatório, correspondente aos exercícios de 2023 e 2024, foram tramitados os seguintes processos de transmissão de títulos mineiros, conforme informação disponibilizada pelo INAMI.

Ano	Código do Título	Titular / Participantes	Tipo de Título	Substâncias Minerais	Tipo de Transmissão	Estado
2023	867	Vulcan Mozambique, SA	Concessão Mineira	Carvão	Directa	Em vigor
2023	8770	Suni Resources, SA	Concessão Mineira	Grafite e Vanádio	Indirecta	Em vigor
2023	10031	Suni Resources, SA	Concessão Mineira	Grafite e Minerais Associados	Indirecta	Em vigor
2024	11	J.D'Sousa, Limitada	Concessão Mineira	Pedra de Construção	Directa	Em vigor
2024	1292	Construções JJR e Filhos Moçambique, SA	Concessão Mineira	Areia e Pedra de Construção	Directa	Em vigor
2024	3468	Ligile I, SA	Concessão Mineira	Espodumena, Lepidolita, Lítio, Morganite, Ouro, Tantalite	Directa	Em vigor

Ano	Código do Título	Titular / Participantes	Tipo de Título	Substâncias Minerais	Tipo de Transmissão	Estado
2024	7264	Concessão Mineira 7264, SA	Concessão Mineira	Areia e Pedra de Construção	Directa	Em vigor
2024	7314	SLT Mining, Lda (100%)	Licença de Prospecção e Pesquisa	Ouro, Pedras Preciosas e Semi-Preciosas	Indirecta	Cancelado

Tabela 12 – Transmissões de títulos mineiros ocorridas em 2023 e 2024 (Fonte: INAMI)

Critérios técnicos e financeiros

Os critérios técnicos e financeiros aplicáveis aos processos de licenciamento mineiro encontram-se previstos no Anexo 10 do Regulamento da Lei de Minas, do qual resulta, em síntese, o seguinte:

Capacidade técnica

A capacidade técnica do requerente é aferida, essencialmente, com base nos seguintes elementos:

- Disponibilidade de pessoal técnico qualificado na área geológico-mineira, com experiência mínima de três anos na realização de actividades e operações mineiras;
- O pessoal técnico pode integrar os quadros do requerente ou ser contratado para o efeito;
- No caso de pessoal técnico próprio, deve ser apresentada a descrição das respectivas qualificações académicas e experiência profissional;
- Tratando-se de pessoal técnico contratado, para além da descrição das qualificações e experiência, é exigível a apresentação do respectivo contrato celebrado com o requerente;
- Os *curricula vitae* submetidos devem encontrar-se actualizados e conter assinatura reconhecida dos respectivos titulares.

Capacidade financeira

A demonstração da capacidade financeira visa comprovar a existência de recursos suficientes para suportar as actividades mineiras propostas, nos seguintes termos:

- No caso de pessoas colectivas constituídas há mais de três anos, a capacidade financeira é comprovada através do Relatório e Contas do último exercício económico, ou mediante prova de acesso a financiamento externo, através de cartas abonatórias emitidas por instituições financeiras reconhecidas, nacionais ou estrangeiras;

- Para pessoas colectivas constituídas há menos de três anos, bem como para pessoas singulares, a capacidade financeira é demonstrada por extractos bancários dos últimos três meses, com saldo não inferior a 500.000,00 Meticais, ou igualmente através de cartas abonatórias de instituições financeiras reconhecidas;
- A prova da capacidade financeira pode ser apresentada pela empresa-mãe ou por um sócio do requerente, devendo, nesse caso, ser junta declaração expressa, com assinatura reconhecida, assumindo o compromisso de disponibilização dos recursos financeiros a favor do requerente.

Importa salientar que o Regulamento da Lei de Minas não estabelece uma ponderação quantitativa entre os critérios técnicos e financeiros. Por outro lado, o artigo 9 da Lei de Minas consagra o Princípio da Prioridade, nos termos do qual os títulos mineiros são atribuídos de acordo com a ordem cronológica da submissão dos pedidos, atendendo, contudo, à proposta que ofereça as melhores condições, vantagens e benefícios para o Estado Moçambicano, enquanto proprietário dos recursos minerais.

Desvios ao quadro legal

De acordo com a informação disponibilizada, o INAMI não reportou quaisquer desvios ao quadro legal aplicável nos processos de concessão e de transmissão de títulos mineiros analisados no âmbito do presente Relatório.

Área de hidrocarbonetos

De acordo com a informação disponibilizada pelo Instituto Nacional de Petróleo (INP), o processo de atribuição de direitos para o exercício de operações petrolíferas em Moçambique obedece a um conjunto de etapas sequenciais, conforme ilustrado no fluxograma infra, que reflecte o procedimento legal e administrativo aplicável.

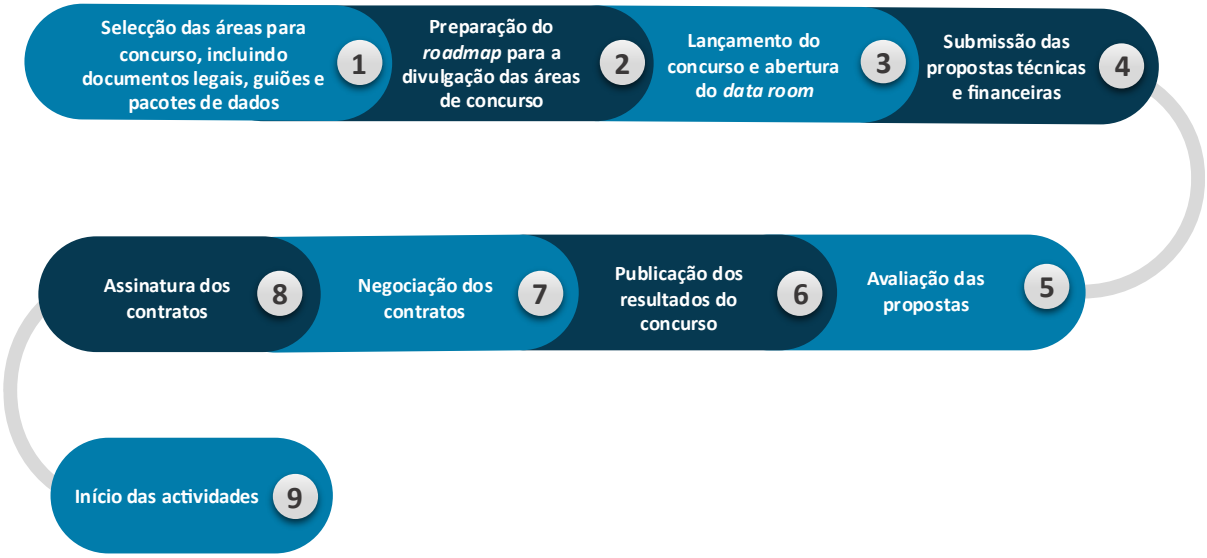


Figura 4 – Fluxograma do Processo de Concessão de direitos na área de hidrocarbonetos (Fonte: INP)

Os requisitos para a atribuição dos direitos de exercício de operações petrolíferas, incluindo as exigências de natureza técnica e financeira, encontram-se previstos no Regulamento das Operações Petrolíferas, designadamente:

- Direito de Reconhecimento – artigo 7
- Direito de Pesquisa e Produção – artigo 9
- Direito de Construção de Sistemas e Operações de Oleoduto ou Gasoduto – artigo 11
- Contrato de Concessão de Construção e Operação de Infraestrutura – artigo 13

Para além dos procedimentos de concurso, o artigo 5 do Regulamento das Operações Petrolíferas admite que os contratos de concessão possam ser atribuídos mediante negociação simultânea ou directa, nomeadamente nas seguintes situações:

- áreas previamente declaradas disponíveis no âmbito de concursos públicos anteriores que não tenham sido concessionadas;
- áreas declaradas disponíveis em resultado de término, renúncia, revogação ou abandono de contratos, nos termos do artigo 22 do mesmo Regulamento;
- necessidade de agregação de áreas adjacentes a uma área já concessionada, quando tal se justifique por razões de ordem técnica e económica;
- contratos de concessão relativos a infraestruturas e a sistemas de oleoduto ou gasoduto não abrangidos por um plano de desenvolvimento de pesquisa e produção aprovado.

O licenciamento das infraestruturas e das operações petrolíferas é actualmente regulado pelo Decreto n.º 84/2020, de 18 de Setembro, o qual estabelece o regime aplicável à construção, instalação, modificação, substituição, operação e desmobilização de infraestruturas petrolíferas, incluindo

actividades de armazenagem, transporte por meios circulantes e autorizações sujeitas a registo. Anteriormente à entrada em vigor deste diploma, o licenciamento das instalações e actividades petrolíferas era regulado pelo Diploma Ministerial n.º 272/2009, de 30 de Dezembro.

O *website*[17] institucional do INP disponibiliza a legislação em vigor aplicável ao sector, bem como informação relativa aos procedimentos e requisitos necessários para a atribuição e transmissão de direitos de operações petrolíferas, não se identificando quaisquer restrições legais à divulgação de informação relevante para efeitos de concessão ou cessão desses direitos.

No que respeita à transmissão de direitos de concessão, o artigo 16 do Regulamento das Operações Petrolíferas estabelece que as concessionárias podem ceder, total ou parcialmente, os seus direitos, desde que tal cessão seja previamente autorizada pelo Ministro que superintende a área dos petróleos. Esta exigência aplica-se, designadamente, à:

- cessão de direitos e obrigações, ou de participações indivisas, num contrato de concessão;
- transmissão de interesses directos ou indirectos, incluindo a cessão de participações sociais ou outros instrumentos jurídicos que confiram, ou possam conferir, controlo decisivo sobre a concessionária ou sobre a participação no contrato de concessão;
- transmissão da posse do direito de uso de infraestruturas petrolíferas.

No período de reporte abrangido pelo presente Relatório (2023 e 2024), o INP informou que não foram autorizadas transmissões de direitos de concessão petrolífera. Em contrapartida, registaram-se renúncias formais de áreas de concessão, devidamente aprovadas por diplomas legais, conforme sintetizado na tabela abaixo.

O regime da Renúncia está consagrado nos artigos 21,22, 23 e 25 do Regulamento de Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto n.º 34/2015 de 31 de Dezembro.

Nos casos de renúncia de área, término de um contrato de concessão de pesquisa e produção, o Ministro que superintende a área dos petróleos declarará a área como disponível para efeitos de atribuição de direitos para a realização de operações petrolíferas.

Área de Concessão	Decreto	Concessionárias	Situação
Área Offshore Delta do Zambeze (Z5-D)	Decreto n.º 53/2018, de 8 de Outubro	ENH, E.P. / ExxonMobil Exploration & Production Ltd / RN Zambeze South PTE LTD	Renunciada em 16/01/2023
Área Offshore Delta do Zambeze (Z5-C)	Decreto n.º 54/2018, de 8 de Outubro	ENH, E.P. / ExxonMobil Exploration & Production Ltd / RN Zambeze South PTE LTD	Renunciada em 16/01/2023

[17] https://www.inp.gov.mz/politicas-e-quadro-legal/

Área de Concessão	Decreto	Concessionárias	Situação
Área Offshore Angoche A5-B	Decreto n.º 56/2018, de 8 de Outubro	ENH, E.P. / ExxonMobil Exploration & Production Ltd / RN Angoche PTE LTD	Renunciada em 31/10/2023
Área Offshore Angoche A5-A	Decreto n.º 52/2018, de 8 de Outubro	ENH, E.P. / Eni Mozambico S.p.A. / Sasol Petroleum Mozambique / Qatar Petroleum	Renunciada em 29/11/2024

Tabela 13 – Concessões renunciadas em 2023 e 2024 (Fonte: INP)

Critérios técnicos e financeiros

Os critérios técnicos e financeiros aplicáveis à atribuição de direitos para o exercício de operações petrolíferas são definidos, de forma específica, nos Termos de Referência de cada concurso público conduzido pelo INP. Em termos gerais, a avaliação das propostas incide, designadamente, sobre os seguintes elementos:

- capacidade técnica e solidez financeira dos concorrentes, enquanto pressupostos essenciais para a execução sustentável das operações petrolíferas;
- qualidade e abrangência da base de dados técnica apresentada e utilizada na avaliação das propostas;
- consistência e robustez das políticas de Saúde, Segurança e Ambiente (SSA), incluindo mecanismos de mitigação de riscos operacionais e ambientais;
- condições económicas e financeiras propostas, incluindo os termos de partilha de benefícios e demais compromissos económicos assumidos;
- compromissos de responsabilidade social e de capacitação, com destaque para programas de formação, transferência de conhecimento e apoio ao desenvolvimento local.

Desvios do marco legal

Relativamente à existência de eventuais desvios ao quadro legal e regulamentar aplicável aos processos de atribuição, transmissão ou renúncia de direitos petrolíferos, de acordo com o INP não se vislumbra espaço e nem oportunidade para eventuais desvios ao Quadro legal, pois tais cenários acarretariam a nulidade dos referidos processos.

3.2.2 Licenças/Direitos concedidas por meio licitatório

Relativamente ao período de reporte de 2023 e 2024, de acordo com o INP não foram realizados concursos públicos nem a atribuição de novas licenças ou direitos petrolíferos por via licitatória. Assim, não foram disponibilizadas informações adicionais sobre candidatos, critérios de avaliação ou resultados de processos concursais relativos a este período.

Importa referir que a última atribuição de direitos petrolíferos por meio de concurso público ocorreu no âmbito do Sexto Concurso Público para a Concessão de Áreas para Pesquisa e Produção de Hidrocarbonetos, lançado pelo MIREME em 24 de Novembro de 2021, cuja tramitação e resultados foram reportados em relatórios ITIE anteriores.

Nesse concurso, foram colocadas à disposição dezasseis áreas offshore, localizadas nas Bacias de Moçambique (regiões de Angoche, Zambeze e Save) e do Rovuma, abrangendo uma área total aproximada de 92.000 km². O processo decorreu em duas fases — pré-qualificação e qualificação — tendo culminado, em 2022, na selecção dos seguintes operadores vencedores:

Região	Área	Vencedor (Operador)
Angoche	Área A6-C	Eni Mozambico S.p.A
Angoche	Área A6-D	CNOOC Hong Kong Holding Ltd
Angoche	Área A6-E	CNOOC Hong Kong Holding Ltd
Angoche	Área A6-G	CNOOC Hong Kong Holding Ltd
Save	Área S6-A	CNOOC Hong Kong Holding Ltd
Save	Área S6-B	CNOOC Hong Kong Holding Ltd

Tabela 14 – Vencedores do 6º Concurso e Áreas atribuídas

Não obstante o contexto internacional adverso à data — marcado pelos efeitos da pandemia da COVID-19 e pelo reforço da agenda global de transição energética — o concurso evidenciou o interesse contínuo de operadores internacionais no potencial petrolífero de Moçambique.

3.2.3 Análise à eficiência e eficácia dos processos de licenciamento/contratação

Área Mineira

Da análise aos procedimentos aplicáveis à atribuição, modificação, transmissão, renovação e revogação de títulos mineiros, conclui-se que o enquadramento legal e regulamentar existente permite, em termos gerais, a tramitação dos processos com níveis adequados de celeridade e qualidade administrativa. Todavia, a avaliação efectiva do grau de cumprimento e da eficiência prática destes procedimentos exigiria um exercício complementar por meio de uma análise detalhada dos processos de atribuição de licença e/ou através da realização de inquéritos de satisfação dirigidos aos operadores, utentes e organizações da sociedade civil, que permitissem identificar eventuais constrangimentos ou fragilidades no funcionamento do sistema.

Importa igualmente salientar que o Regulamento da Lei de Minas, no seu artigo 3, delimita as competências do Ministro responsável pela área, atribuindo-lhe poderes decisórios em matéria de atribuição, modificação, transmissão e revogação de determinados títulos mineiros. Contudo, o

diploma não explicita os critérios objectivos que devem orientar essas decisões, o que pode suscitar dúvidas quanto à previsibilidade e uniformidade do processo decisório.

Neste contexto, afigura-se relevante que tais critérios sejam formalmente definidos em instrumento legal ou regulamentar, de modo a reforçar a transparência, reduzir o risco de interpretações subjectivas e mitigar a percepção de um eventual exercício discricionário dos poderes ministeriais.

Área de hidrocarbonetos

No que respeita à área de hidrocarbonetos, a análise dos procedimentos relativos à atribuição, transmissão, renovação e revogação de direitos para o exercício de operações petrolíferas permite igualmente concluir que o quadro normativo vigente assegura, em termos gerais, condições adequadas para a tramitação eficiente dos processos. Ainda assim, tal como na área mineira, a aferição do grau de eficácia prática destes mecanismos careceria de uma análise detalhada dos processos de atribuição de receita, por meio de uma análise detalhada dos processos de atribuição de licença e/ou a realização de inquéritos de satisfação que permitissem recolher *feedback* estruturado por parte dos operadores e da sociedade civil.

Acresce que o Regulamento da Lei de Petróleos, no seu artigo 3, define as competências do Ministro que superintende o sector, incluindo a aprovação de contratos de concessão de reconhecimento, bem como a indicação ou substituição do operador. Não obstante, o diploma não estabelece os critérios de avaliação subjacentes à tomada dessas decisões.

Face ao exposto, recomenda-se que sejam clarificados e formalizados, em sede legal ou regulamentar, os critérios orientadores da decisão ministerial, de forma a reforçar a transparência, assegurar maior previsibilidade do processo e evitar interpretações divergentes quanto à eventual natureza discricionária dessas decisões.

3.2.4 Processos de renovação e revogação/extinção de licenças e concessões

Área Mineira

Os procedimentos relativos à prorrogação dos títulos mineiros encontram-se devidamente previstos no Regulamento da Lei de Minas e estão igualmente disponibilizados no portal electrónico do Instituto Nacional de Minas (INAMI). Para o período em análise, o INAMI não reportou a ocorrência de cancelamentos ou revogações de títulos mineiros.

Apresentam-se, de seguida, de forma sintética, os principais requisitos exigidos para a prorrogação dos títulos mineiros, em função da respectiva tipologia:

Tipo de Título Mineiro	Requisitos para Prorrogação
Licença de Prospecção e Pesquisa	▪ Requerimento dirigido a Sua Excelência o Ministro dos Recursos Minerais e Energia, com assinatura reconhecida do requerente ou do respectivo mandatário. ▪ Relatório das actividades realizadas, incluindo o detalhe dos investimentos efectuados durante o período inicial, elaborado e assinado por técnico legalmente habilitado a subscrever projectos mineiros. ▪ Programa de Trabalhos a executar no período de prorrogação, acompanhado do orçamento das despesas previstas, elaborado e assinado por técnico autorizado. ▪ Actualização do instrumento de gestão ambiental aplicável. ▪ Comprovativo do pagamento da taxa de prorrogação.
Concessão Mineira e Certificado Mineiro	▪ Requerimento dirigido a Sua Excelência o Ministro dos Recursos Minerais e Energia, com assinatura reconhecida do requerente ou do mandatário. ▪ Relatório técnico detalhado, incluindo balanço de reservas, estimativa da vida económica da mina e outros elementos relevantes, elaborado e assinado por técnico habilitado. ▪ Actualização do Plano de Lavra, elaborada e assinada por técnico autorizado. ▪ Actualização da Avaliação Técnico-Económica. ▪ Actualização do Estudo de Impacto Ambiental e do respectivo Plano de Gestão Ambiental. ▪ Comprovativo do pagamento da taxa de prorrogação.
Licença de Comercialização	▪ Requerimento dirigido a Sua Excelência o Ministro dos Recursos Minerais e Energia, com assinatura reconhecida do requerente ou do mandatário. ▪ Relatório das actividades realizadas, em conformidade com o Programa de Comercialização de produtos minerais previamente aprovado pelo Ministério dos Recursos Minerais e Energia, elaborado e assinado por técnico habilitado. ▪ Programa de Comercialização a executar no período de prorrogação, acompanhado do orçamento das despesas previstas. ▪ Comprovativo do pagamento da taxa de prorrogação.

Tabela 15 – Requisitos para prorrogação de títulos mineiros

Relativamente à revogação de títulos mineiros, a Lei de Minas estabelece, no seu artigo 64, os fundamentos que podem justificar a revogação por iniciativa do Governo, variando estes consoante o

tipo de título. Não obstante, o n.º 1 do referido artigo prevê que qualquer título mineiro pode ser revogado sempre que o respectivo titular:

a) falte ao pagamento dos impostos específicos;
b) não cumpra qualquer disposição regulamentar ou específica do contrato mineiro e nestes, esteja especificado que tal violação constitui fundamento para revogação do título;
c) entre em falência, acordo ou composição com seus credores, a não ser que haja garantia real constituída e registada sobre as instalações mineiras;
d) opere a transformação ou dissolução da sociedade, a não ser que tenha sido autorizado pelo Governo;
e) esteja em dívida com o Estado.

Área de Hidrocarbonetos

Nos termos do artigo 20 do Regulamento das Operações Petrolíferas, a renovação dos contratos de concessão apenas pode ocorrer em circunstâncias excepcionais, desde que os termos económicos propostos pela concessionária sejam considerados favoráveis ao interesse nacional. O referido normativo estabelece ainda que o pedido de renovação dos contratos de concessão de pesquisa e produção, de sistemas de oleoduto ou gasoduto, bem como de construção e operação de infraestruturas, deve ser submetido ao Ministro que tutela o sector dos petróleos com uma antecedência mínima de três anos relativamente ao termo do respectivo contrato.

No que respeita à revogação dos contratos de concessão, o artigo 24 do Regulamento das Operações Petrolíferas, nomeadamente o seu n.º 3, prevê que a comunicação de revogação deve assentar em fundamento legal devidamente justificado, podendo ocorrer, designadamente, nas seguintes situações:

a) Informação falsa ou incorrecta, apresentada de forma deliberada ou negligente, relacionada com qualquer pedido de contrato de concessão, autorização ou aprovação de plano, que tenha sido determinante na atribuição do direito de realizar operações petrolíferas:
    i. Desvio do objecto do contrato de concessão;
    ii. Falência da concessionária;
    iii. Violação ou incumprimento grave reiterado da Lei ou dos termos e condições do contrato de concessão;
    iv. Incumprimento pela concessionária, de qualquer decisão judicial, administrativa ou arbitral ou de perito independente;

v. No caso de uma única concessionária e estiver sujeito à sentença de liquidação proferida pela competente jurisdição, excepto se a liquidação tiver por objecto a fusão ou reorganização, devidamente notificada ao Governo, ou se a maioria das respectivas acções forem adquiridas por terceiros, excepto pela Afiliada, sem aprovação do Governo;

vi. Abandono da área da concessão por um período superior a trezentos e sessenta e cinco dias e;

vii. Outras causas a estabelecer nos contratos de concessão.

De acordo com a informação disponibilizada pelo INP, não foi reportada qualquer situação de revogação de contratos de concessão de operações petrolíferas durante os anos de 2023 e 2024.

3.3 Registo de licenças (Requisito 2.3)

O objectivo deste requisito é assegurar o acesso público a informação abrangente sobre os direitos de propriedade associados a jazigos e projectos extractivos.

a) O objectivo deste requisito é assegurar o acesso público a informação abrangente sobre os direitos de propriedade associados a jazigos e projectos extractivos.O termo 'Licença' nesse contexto refere-se a qualquer licença, arrendamento, título, autorização, contrato ou concessão por meio do qual o Governo concede a empresa(s) ou indivíduo(s) os direitos de exploração de petróleo, gás e/ou recursos minerais.
b) Exige-se que os países implementadores mantenham um registo ou sistema(s) de cadastro disponível publicamente com as seguintes informações tempestivas e abrangentes em relação a cada uma das licenças das empresas incluídas no escopo acordado da implementação da ITIE:
    i. Titular(es) da(s) licença(s).
    ii. Caso sejam obtidas, as coordenadas da área sob licença. Se as coordenadas não forem obtidas, exige-se que o Governo assegure que o tamanho e o local da área sob licença sejam divulgados no registo da licença e que as coordenadas estejam disponíveis ao público no órgão governamental competente sem a cobrança de taxas desproporcionais ou restrições. As informações divulgadas devem incluir orientações sobre como aceder as coordenadas e o custo, caso haja cobrança, do acesso aos dados. Além disso, o Governo deve documentar os planos e prazos para disponibilizar essas informações gratuita e eletronicamente por meio do registo de licenças.
    iii. Data de solicitação, data de concessão e duração da licença.
    iv. No caso de licenças de produção, a *commodity* que está sendo produzida.

Espera-se que o registo ou cadastro da licença inclua informações sobre as licenças detidas por todas as entidades, incluindo empresas e indivíduos ou grupos que não estejam compreendidos no escopo acordado da implementação da ITIE, ou seja, cujos pagamentos fiquem abaixo do limite de materialidade acordado. Qualquer obstáculo legal ou prático significativo que impeça

essa divulgação abrangente deve ser documentado e explicado, acompanhado de uma descrição dos planos do Governo para eliminar tais obstáculos e o prazo previsto para esse fim.

c) Se esses registos ou cadastros não existirem ou estiverem incompletos, qualquer lacuna nas informações disponíveis publicamente deve ser divulgada e os esforços envidados para fortalecer esses sistemas devem ser documentados.
d) Os países implementadores são encorajados a interligar os registos públicos de licenças com outras plataformas governamentais que divulguem ou detenham informação em conformidade com o Requisito 2.5, relativa aos proprietários legais e aos beneficiários efectivos das empresas de petróleo, gás e mineração.

Área Mineira

O INAMI disponibilizou informação relativa aos títulos mineiros em vigor até ao final dos anos de 2023 e 2024, discriminada por tipo de licença, tipo de recurso mineral, data de submissão do pedido, data de concessão, prazo de validade e fase de desenvolvimento em que cada título se encontra, conforme detalhado no Anexo 1.

As coordenadas geográficas associadas a cada título mineiro encontram-se publicamente acessíveis através do Portal do Cadastro Mineiro[18], permitindo a qualquer interessado visualizar as áreas concessionadas. A consulta pode ser efectuada mediante pesquisa pelo código do titular (fornecido pelo INAMI) ou, alternativamente, através da navegação directa no mapa geográfico de Moçambique disponibilizado na plataforma.

O Portal do Cadastro Mineiro pode igualmente ser acedido através do *website*[19] institucional do INAMI, no qual se encontra ainda disponível informação complementar relevante, designadamente:

- legislação aplicável ao sector mineiro;
- contratos mineiros celebrados;
- concursos públicos; e
- informação geológica de carácter geral.

[18] https://portals.landfolio.com/mozambique/pt/
[19] https://inami.gov.mz/

Área de Hidrocarbonetos

O INP facultou a lista dos contratos de concessão em vigor durante os anos de 2023 e 2024, indicando que a divulgação desses contratos, bem como de outra informação relevante do sector dos hidrocarbonetos, é assegurada através do seu *website*[20] institucional.

A consulta do portal electrónico[21] do INP permite o acesso a um conjunto alargado de informação sectorial, incluindo, entre outros elementos:

- contratos de concessão de pesquisa e produção de hidrocarbonetos;
- áreas de concessão activas, respectivas coordenadas geográficas, operadores e participação do Estado (directa e indirecta);
- legislação aplicável ao sector; e
- dados sobre produção de hidrocarbonetos e pagamento de royalties.

3.4 Divulgação de contratos (Requisito 2.4)

O objectivo deste requisito é assegurar o acesso público a todas as licenças e contratos que sustentam as actividades extractivas (pelo menos a partir de 2021), como base para a compreensão pública dos direitos e obrigações contratuais das empresas que operam nas indústrias extractivas do país. O presente requisito visa ainda garantir que a divulgação dos contratos contribui para a capacidade das partes interessadas acompanharem e monitorizarem o cumprimento das obrigações contratuais.

a) Exige-se que os países implementadores divulguem quaisquer contratos e licenças concedidos, celebrados ou alterados a partir de 1 de Janeiro de 2021. Os países implementadores são incentivados a divulgar publicamente qualquer contrato ou licença que estabeleça as condições para a exploração de petróleo, gás e minérios.

b) Espera-se que o CC aprove e publique um plano para a divulgação de contratos que defina um prazo claro para a implementação e aborde qualquer barreira que impeça uma divulgação abrangente. Esse plano será integrado aos planos de trabalho referentes ao período de 2020 em diante.

c) É necessário documentar a política do Governo sobre a divulgação de contratos e licenças que regem a exploração de petróleo, gás e minérios. Isso deve incluir o seguinte:
   i. Uma descrição sobre se a legislação ou a política do Governo aborda a questão da divulgação de contratos e licenças, destacando, entre outras questões, se eles exigem ou proíbem a divulgação de contratos e licenças. Se essa legislação não existir, deverá ser incluída uma explicação sobre onde está estabelecida a política do Governo, e o Comité de Coordenação

[20] https://www.inp.gov.mz/projectos/ – acedido em 20 de Janeiro 2026
[21] https://www.inp.gov.mz/

deverá documentar suas discussões acerca do que constitui uma política governamental sobre a divulgação de contratos. Qualquer reforma relevante para a promoção da divulgação de contratos e licenças planejada ou em curso deverá ser documentada.

ii. Uma visão geral dos contratos e licenças publicamente disponíveis. Os países implementadores devem disponibilizar uma lista de todos os contratos e licenças ativos, indicando quais estão disponíveis ao público e quais não estão. Para todos os contratos e licenças publicados, deverá ser incluída uma referência ou link ao local onde o contrato ou licença está publicado. Se um contrato ou licença não estiver publicado, as barreiras legais e práticas devem ser documentadas e explicadas.

iii. Quando as práticas de divulgação divergirem dos requisitos estabelecidos na legislação ou na política governamental relativas à divulgação de contratos e licenças, deverá ser fornecida uma explicação para essa divergência.

d) O termo «contrato», para efeitos do Requisito 2.4(a), significa:

i. O texto integral de qualquer contrato, concessão, acordo de partilha de produção ou outro acordo concedido pelo Governo ou celebrado pelo Governo, que estabeleça os termos aplicáveis à exploração de recursos de petróleo, gás e minerais.

O CC deve determinar quais os contratos de exploração a divulgar, com base em critérios de materialidade e de viabilidade prática.

ii. O texto integral de qualquer anexo, aditamento ou adenda que estabeleça pormenores relevantes para os direitos de exploração, bem como quaisquer direitos de exploração materiais, conforme descritos no Requisito 2.4(d)(i), ou para a sua execução.

O CC deve acordar e documentar o que deve ser considerado um anexo, aditamento ou adenda, tendo em conta a procura das partes interessadas nacionais e o contexto do país.

iii. O texto integral de qualquer alteração ou modificação aos documentos descritos nos Requisitos 2.4(d)(i) e 2.4(d)(ii).

e) O termo «licença», para efeitos do Requisito 2.4(a), significa:

i. O texto integral de qualquer licença, concessão, título ou alvará através do qual o Governo confere a uma ou mais empresas ou a pessoas singulares direitos para a exploração de recursos de petróleo, gás e/ou minerais.

O CC deve determinar quais as licenças de exploração a divulgar, com base em critérios de materialidade e de viabilidade prática.

ii. O texto integral de qualquer anexo, aditamento ou adenda que estabeleça pormenores relevantes para os direitos de exploração, bem como quaisquer direitos de exploração materiais, conforme descritos no Requisito 2.4(e)(i), ou para a sua execução.

O CC deve acordar e documentar o que deve ser considerado um anexo, aditamento ou adenda, tendo em conta a procura das partes interessadas nacionais e o contexto do país.

iii. O texto integral de qualquer alteração ou modificação aos documentos descritos nos Requisitos 2.4(e)(i) e 2.4(e)(ii).

Área Mineira

Nos termos do n.º 4 do artigo 8 da Lei de Minas, os contratos mineiros devem ser publicados no Boletim da República, precedidos de visto prévio do Tribunal Administrativo, no prazo máximo de 30 dias. Adicionalmente, o n.º 5 do mesmo artigo estabelece que, sem prejuízo de eventual divulgação em jornais ou plataformas electrónicas, os contratos mineiros aprovados, bem como quaisquer alterações aos mesmos, devem ser remetidos à Assembleia da República para efeitos de conhecimento.

Por sua vez, o artigo 26 do Regulamento da Lei de Minas atribui ao INAMI a competência para promover a publicação, no Boletim da República, dos actos de atribuição, modificação, transmissão e extinção de títulos mineiros, no prazo de 30 dias contados da data da ocorrência dos factos sujeitos a publicação. Compete-lhe igualmente a publicação da declaração, modificação e extinção de autorizações e de áreas designadas ao abrigo da senha mineira.

Até à data, o Estado celebrou dezasseis contratos mineiros, os quais se encontram listados na tabela abaixo. Estes contratos podem ser consultados através do *website*[22] institucional do INAMI:

#	Titular	Tipo de Concessão		Descrição
1	Vulcan Mozambique	Mineira	867C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
2	Kenmare Moma Mining, Ltd.		735C	Exploração de areias pesadas em Moma (Nampula)
3	Riversdale Moçambique, Lda		3365C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
4	Rio Tinto Zambeze, Lda		4695C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
5	Minas Moatize, Lda		1163C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
6	Eta Star Moçambique, Lda		5814C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
7	Minas de Revuboè, Lda		4064C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
8	ENRC, Lda		6127C	Exploração de carvão mineral em Cahora Bassa e Chitima Tete
9	Consórcio Anhui Foreign Economic Construction (Grupo) Co., Ltd, e Yunnan Xinli Nonferrous Metals Co., Ltd		7054C	Exploração de areias pesadas em Chibuto (Gaza)
10	Sol Mineração, Lda		5818C	Exploração de carvão mineral em Mutarara (Tete)
11	Twigg Exploration & Mining, Lda		6432C	Exploração de grafite em Balama (Cabo Delgado)
12	Capital Resources, Lda		7055C	Exploração de ferro, titânio vanádio e calcário em Zobué, Kazula e Moatize (Tete)

[22] https://inami.gov.mz/contratos-mineiros/ - acedido em 16 de Janeiro de 2026

#	Titular	Tipo de Concessão		Descrição
13	Highland African Mining Company, Lda		724C	Exploração de tantalite no Alto Molócue (Zambézia)
14	JSPL, Lda		3605C	Exploração de carvão mineral em Moatize (Tete)
15	Kingho Investment Company, Lda		6998C	Exploração de carvão (Tete)
16	Midwest Africa, Lda, Dingsheng Minerais, SA		5086C	Exploração de carvão, dolerito e metais básicos (Tete)

Tabela 16 – Contratos mineiros em vigor (Fonte: INAMI)

Importa referir que o contrato celebrado com a Vale Moçambique, actualmente Vulcan Mozambique, não se encontra publicado, por ter sido celebrado antes da entrada em vigor da Lei de Minas n.º 20/2014, de 14 de Agosto, a qual passou a consagrar expressamente, no n.º 5 do artigo 8, a obrigatoriedade de divulgação pública dos contratos mineiros.

Relativamente ao contrato da Kingho Investment Company, Lda., não está divulgado no *website* pelo facto da licença ter sido revogada.

O INAMI esclareceu que o licenciamento mineiro pode ser por via Concurso Público ou a pedido do requerente, pelo que não há obrigatoriedade de celebração do contrato mineiro com o Estado.

A informação relativa aos restantes títulos mineiros — designadamente certificados mineiros e concessões mineiras — encontra-se apresentada no Anexo 1, sendo que as coordenadas geográficas associadas a cada título podem ser consultadas através do Portal do Cadastro Mineiro[23].

Área de Hidrocarbonetos

A divulgação dos contratos celebrados no âmbito das operações petrolíferas encontra-se legalmente prevista, em particular no n.º 2 do artigo 28 da Lei n.º 20/2014, de 18 de Agosto (Lei do Petróleo). Nos termos deste preceito, e sem prejuízo da salvaguarda da confidencialidade da informação comercial estratégica e concorrencial, o contrato de concessão principal está sujeito a fiscalização e visto da entidade legalmente competente, bem como à publicação dos respectivos termos essenciais.

Note-se que, o regime da confidencialidade, está plasmada no n.º 9 do artigo 4, artigo 6 e n.º 6 do artigo 42 do Regulamento de Operações Petrolíferas, aprovado pelo Decreto n.º34/2015 de 31 de Dezembro.

[23] https://portals.landfolio.com/mozambique/pt/ - acedido em 16 de Janeiro 2026

A confidencialidade referida nos números anteriores, não se aplica ao uso de tal informação entre o Ministro que superintende a áreas dos petróleos e outra entidade estatal, ou entre as entidades estatais quando em comunicação, no cumprimento das suas obrigações impostas pelas Leis da República de Moçambique; se estiver em conexão com qualquer procedimento judicial ou de arbitragem; se estiver em conexão com a determinação das obrigações e responsabilidades da concessionária a respeito de pagamentos devidos ao Estado

Em linha com esta exigência legal, a publicação dos contratos de concessão e a disponibilização de outra informação relevante sobre o sector dos hidrocarbonetos são asseguradas pelo INP, através do seu *website*[24] institucional. Nesta plataforma é possível consultar, entre outros elementos:

- as áreas de concessão activas, os respectivos operadores, a participação do Estado (directa e indirecta) e as coordenadas geográficas das áreas concessionadas; e
- a legislação aplicável ao sector dos hidrocarbonetos.

A tabela abaixo apresenta os contratos de concessão em vigor nos anos de 2023 e 2024, conforme informação disponibilizada pelo INP:

#	Operadores	Data Efectiva	Área	Tipo de Contrato	Fase
1	SPT	26/10/2000	Jazigo de Pande e Temane	PPA	Produção
2	SPM	01/09/2002	Bloco de Pande e Temane	PSA	Desenvolvimento
3	MRV - Mozambique Rovuma Venture SpA	01/02/2007	Área 4 da Bacia do Rovuma	EPCC	Desenvolvimento /Produção
4	TotalEnergies EP Mozambique Area 1, Lda.	01/02/2007	Área 1 da Bacia do Rovuma	EPCC	Desenvolvimento
5	Buzi Hidrocarbons	01/04/2019	Bloco de Buzi	EPCC	Pesquisa
6	Sasol Mozambique PT5-C Lda	01/01/2019	Área PT5-C da Bacia de Moçambique	EPCC	Pesquisa
7	MozGas UK	12/12/2018	Bloco de Mazenga	EPCC	Pesquisa
Contratos de Gasoduto					
8	ROMPCO	26/10/2000	Temane (Moç) a Secunda (RAS) 865 KM	PLA	Transporte de gás
9	MGC	28/04/2004	Ressano Garcia a Matola	PLA	Transporte de gás

Tabela 17 – Contratos de concessão em vigor na área de hidrocarbonetos

Da análise comparativa entre as práticas de divulgação observadas e os requisitos previstos na legislação moçambicana aplicável, não foram identificadas divergências relevantes no que respeita à publicação e disponibilização da informação contratual no sector dos hidrocarbonetos.

[24] https://www.inp.gov.mz/politicas-e-quadro-legal/ - acedido em 16 de Janeiro de 2026

Outras informações

Área mineira

Nos termos do n.º 1 do artigo 15 da Lei de Minas, todos os relatórios, dados e demais informações produzidos no âmbito das actividades de prospecção e pesquisa, extracção mineira ou de quaisquer outras actividades conexas constituem propriedade do Estado. O mesmo preceito atribui à Direcção Nacional de Geologia e Minas a responsabilidade pela guarda das cópias dos relatórios e da totalidade dos dados geológicos recolhidos, incluindo informação geoquímica, geofísica, geocronológica, fotografias aéreas, modelos digitais de elevação e quaisquer outros elementos produzidos no contexto da actividade mineira.

A Lei estabelece, em particular, que:

- os dados mantidos sob custódia da Direcção Nacional de Geologia e Minas, resultantes de actividades realizadas ao abrigo de um título mineiro, apenas podem ser divulgados decorridos 90 dias após a extinção do respectivo título;
- os relatórios, mapas geológicos, dados geofísicos, geoquímicos e demais informação obtida através de investigação geológica conduzida por entidades do Estado são disponibilizados aos interessados mediante o pagamento das correspondentes taxas administrativas;
- as amostras geológicas, incluindo testemunhos de sondagens recolhidos no âmbito de actividades de prospecção e pesquisa, devem ser depositadas no Armazém Nacional de Amostras Geológicas, podendo ser divulgadas mediante consentimento técnico do titular do título mineiro ou após o decurso de 90 dias sobre a data da extinção do título;
- o Armazém Nacional de Amostras Geológicas pode, a pedido do titular e mediante o pagamento de taxa fixada pela Direcção Nacional de Geologia e Minas, proceder ao armazenamento de amostras recolhidas durante a vigência da licença de prospecção e pesquisa.

Processo Kimberley

O Processo Kimberley constitui um sistema internacional de certificação de origem de diamantes, concebido com o objectivo de prevenir o comércio de diamantes provenientes de zonas de conflito, associados a guerras civis, instabilidade política e violações de direitos humanos. Criado em 2003, este mecanismo visa impedir que a comercialização de diamantes em bruto seja utilizada como fonte de financiamento de conflitos armados.

Desde o início dos anos 2000, diversos países aderiram a este sistema, comprometendo-se a comercializar exclusivamente diamantes em bruto acompanhados de certificados oficiais de origem e a recusar importações provenientes de áreas de conflito. Este compromisso representou um passo relevante no esforço internacional para quebrar a ligação entre a exploração de recursos naturais de elevado valor e a perpetuação de conflitos armados.

Ao abrigo do Sistema de Certificação do Processo Kimberley (KPCS), os países participantes devem:

1. cumprir requisitos mínimos, estabelecendo legislação nacional adequada, instituições competentes e mecanismos de controlo das importações e exportações de diamantes, metais preciosos e gemas;
2. assegurar práticas de transparência e promover o intercâmbio regular de dados estatísticos relevantes;
3. realizar trocas comerciais apenas com outros participantes que cumpram os requisitos do Processo Kimberley;
4. certificar que os minérios comercializados são livres de conflitos, emitindo a correspondente certificação oficial.

Com vista à implementação deste regime, Moçambique criou, em 2015, através do Decreto n.º 26/2015, de 20 de Novembro, posteriormente actualizado pelo Decreto n.º 64/2021, de 1 de Setembro, a Unidade de Gestão do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas (UGPK). Esta entidade é responsável pela coordenação e execução dos procedimentos técnicos e administrativos associados ao rastreio, segurança e controlo interno de diamantes em bruto, bem como à comercialização de metais preciosos e gemas.

Entre as principais competências da UGPK incluem-se, nomeadamente:

1. a emissão de pareceres técnicos no âmbito do Processo Kimberley;
2. a garantia da rastreabilidade da produção, importação, exportação e trânsito de diamantes em bruto, metais preciosos e gemas;
3. a implementação e fiscalização do cumprimento das normas do Processo Kimberley e do respectivo sistema de certificação;
4. a coordenação do funcionamento do sistema nacional de certificação e do comércio de metais preciosos e gemas;

5. a cooperação na definição e aplicação de métodos de certificação e rastreio, bem como na prevenção e combate ao tráfico ilícito;
6. a elaboração e proposta de aprovação dos modelos de certificados do Processo Kimberley;
7. a emissão de certificados do Processo Kimberley para diamantes em bruto e de certificados de origem para metais preciosos e gemas;
8. a proposta do quadro de pessoal da Unidade;
9. o apoio técnico ao Conselho Nacional do Processo Kimberley, Metais Preciosos e Gemas.

Em 2016, Moçambique foi avaliado pelo Comité de Participação e pela Presidência do Processo Kimberley, tendo recebido um conjunto de recomendações com vista à sua admissão formal. Na sequência do cumprimento dessas recomendações, o país foi admitido como membro em 2021, passando a integrar plenamente o sistema internacional de certificação.

Esta adesão permitiu a Moçambique assegurar o rastreio da produção, transporte e comercialização de diamantes, metais preciosos e gemas, bem como emitir certificados de origem reconhecidos internacionalmente, contribuindo para a exclusão de diamantes de conflito do mercado internacional e para o alinhamento do sector mineiro nacional com as melhores práticas internacionais de governação e transparência.

Informação adicional sobre o regime do Processo Kimberley em Moçambique encontra-se disponível no *website*[25] oficial da UGPK.

Área de hidrocarbonetos

Nos termos do n.º 1 do artigo 6 do Regulamento das Operações Petrolíferas, os dados obtidos ao abrigo de um contrato de concessão de reconhecimento estão sujeitos a dever de confidencialidade durante todo o período de vigência do respectivo contrato, contado a partir da sua data efectiva.

Por sua vez, o n.º 3 do mesmo artigo estabelece que os dados adquiridos no âmbito de um contrato de concessão de pesquisa e produção devem permanecer confidenciais por um período de cinco anos, contado desde a data da sua obtenção, ou até que ocorra uma das seguintes situações, consoante o

[25] https://ugpk.gov.mz/

que se verifique primeiro: a renúncia à área do contrato de concessão, a revogação dos direitos sobre essa área ou a cessação do contrato de concessão.

Não obstante o regime geral de confidencialidade, a lei prevê excepções expressas, não se aplicando esse dever quando a divulgação da informação:

a) seja necessária para efeitos de utilização ou partilha entre o Ministro que superintende a área dos petróleos e outras entidades do Estado, ou entre entidades estatais, no âmbito do cumprimento das obrigações legais previstas nas leis da República de Moçambique;
b) se encontre relacionada com processos judiciais ou arbitrais; ou
c) seja indispensável para a determinação das obrigações fiscais e demais responsabilidades da concessionária, designadamente no que respeita aos pagamentos devidos ao Estado.

3.5 Beneficiários efectivos (Requisito 2.5)

O objectivo deste requisito é permitir que o público conheça quem, em última instância, detém e controla as empresas que operam nas indústrias extractivas do país, em particular aquelas identificadas pelo CC como de elevado risco, com vista a dissuadir práticas indevidas e corruptas na gestão dos recursos extractivos e a apoiar a monitorização da titularidade por pessoas politicamente expostas.

a) Os países implementadores são encorajados a manter um registo público dos beneficiários efectivos das entidades societárias que se candidatem a, ou detenham, uma participação numa licença ou contrato de exploração ou produção de petróleo, gás ou mineração. Este registo deve incluir a identificação do(s) beneficiário(s) efectivo(s), o respectivo nível de participação e informações sobre a forma como a propriedade ou o controlo são exercidos. Sempre que possível, os países implementadores são encorajados a integrar a informação sobre beneficiários efectivos nos registos já existentes apresentados pelas empresas junto de reguladores societários, bolsas de valores ou entidades responsáveis pelo licenciamento das indústrias extractivas. Sempre que esta informação já se encontre publicamente disponível, o Relatório ITIE deve incluir orientações sobre a forma de aceder a essa informação.
b) O CC deve documentar a política do Governo e o respectivo debate sobre a divulgação de beneficiários efectivos. Tal deve incluir informação sobre as disposições legais relevantes, as práticas efectivas de divulgação e quaisquer reformas planeadas ou em curso relacionadas com a divulgação da titularidade efectiva.
c) Os países implementadores devem solicitar, e as empresas devem divulgar publicamente, informação sobre os beneficiários efectivos. Esta obrigação aplica-se às entidades societárias que se candidatem a, ou detenham, uma participação numa licença ou contrato de exploração ou produção de petróleo, gás ou mineração e deve incluir a identificação do(s) beneficiário(s) efectivo(s), o nível de participação e informações sobre a forma como a propriedade ou o controlo são exercidos. O CC deve divulgar quaisquer lacunas ou fragilidades significativas no reporte da informação sobre beneficiários efectivos, incluindo as entidades que não tenham submetido total ou parcialmente essa informação.
d) A informação sobre a identidade do beneficiário efectivo deve incluir o nome do beneficiário efectivo, a sua nacionalidade e o seu país de residência, bem como a identificação de quaisquer pessoas politicamente expostas.

   Os países implementadores são igualmente encorajados a divulgar o número de identificação nacional do beneficiário efectivo, a data de nascimento, o endereço residencial ou profissional e os respectivos contactos.

e) O CC deve avaliar os mecanismos existentes para assegurar a fiabilidade da informação sobre beneficiários efectivos e acordar uma abordagem que permita às entidades societárias abrangidas pelo Requisito 2.5(c) garantir a exactidão da informação prestada. Tal poderá incluir a exigência de validação da declaração de beneficiário efectivo mediante assinatura por um membro da gestão de topo ou por um assessor jurídico sénior, ou a submissão de documentação comprovativa.

f) Definição de beneficiário efectivo:

   i. O termo «beneficiário efectivo», relativamente a uma empresa, designa a(s) pessoa(s) singular(es) que, directa ou indirectamente, detém(êm) ou controla(m), em última instância, a entidade societária.

   ii. O CC deve acordar uma definição adequada do termo «beneficiário efectivo». Esta definição deve estar alinhada com o disposto na alínea f)(i) do presente requisito e ter em consideração as normas internacionais e a legislação nacional relevante. A definição deve igualmente incluir limiares de participação, os quais devem reflectir o contexto do país e o tipo e nível de risco que se pretende mitigar.

   Os países implementadores são encorajados a adoptar um limiar de participação de 10% ou inferior para efeitos de reporte da titularidade efectiva.

   A definição deve ainda especificar as obrigações de reporte aplicáveis às pessoas politicamente expostas (PEP). Os países implementadores devem exigir a divulgação integral da titularidade efectiva das PEP, independentemente do respectivo nível de participação.

   iii. As empresas cotadas em bolsa, incluindo as suas subsidiárias integralmente detidas, devem divulgar o nome da bolsa de valores em que se encontram listadas e incluir uma ligação para os respectivos registos junto dessa bolsa, de modo a facilitar o acesso público à informação sobre a sua titularidade efectiva.

   O CC é encorajado a avaliar a abrangência e a fiabilidade da informação sobre propriedade divulgada nos registos das bolsas de valores.

   iv. No caso de empreendimentos conjuntos (joint ventures), cada entidade integrante do empreendimento deve divulgar o(s) seu(s) beneficiário(s) efectivo(s), salvo se se tratar de uma empresa cotada em bolsa ou de uma subsidiária integralmente detida por uma empresa cotada. Cada entidade é responsável pela exactidão da informação prestada.

   v. As empresas públicas devem divulgar o nome do(s) Estado(s) que detém(êm) ou controla(m) a empresa pública, o respectivo nível de participação e informações sobre a forma como a propriedade ou o controlo são exercidos. Caso a empresa pública não seja integralmente detida pelo Estado, a informação sobre beneficiários efectivos deve ser divulgada em conformidade com o Requisito 2.5(c).

g) Os países implementadores devem divulgar os proprietários legais das entidades societárias definidas no Requisito 2.5(c), incluindo as respectivas participações no capital. As empresas são encorajadas a divulgar a sua estrutura accionista, incluindo a cadeia completa de entidades legais que conduz ao beneficiário efectivo.

O conceito de beneficiário efectivo foi consagrado no ordenamento jurídico moçambicano com a aprovação do Código Comercial, pelo Decreto-Lei n.º 1/2022, de 25 de Maio. Nos termos do seu artigo 99, as sociedades comerciais, consórcios e representações de entidades nacionais ou estrangeiras estão obrigados a manter um registo actualizado da identidade dos respectivos beneficiários efectivos. Esta informação deve ser organizada em modelo próprio, aprovado por legislação específica, e devidamente suportada por documentação comprovativa, em conformidade com as normas de prevenção e combate ao branqueamento de capitais e ao financiamento do terrorismo. A informação deve, igualmente, ser comunicada à entidade competente, designadamente à Conservatória do Registo das Entidades Legais (CREL).

O mesmo artigo 99 impõe deveres específicos aos sócios ou accionistas, determinando que quaisquer alterações aos seus elementos de identificação sejam comunicadas à sociedade no prazo de 30 dias. Em paralelo, incumbe à sociedade o dever de notificar os seus sócios ou accionistas para procederem à actualização da informação no mesmo prazo.

Com a entrada em vigor do Regulamento do Registo das Entidades Legais, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 1/2024, de 8 de Março, a declaração do beneficiário efectivo passou a constituir um acto sujeito a registo obrigatório, nos termos da alínea v) do n.º 1 do artigo 12 e da alínea f) do artigo 13 do referido Regulamento. Assim, todas as entidades legais ficaram obrigadas a submeter declarações actualizadas sobre os seus beneficiários efectivos nos seguintes momentos:

- até 90 dias após a publicação do Regulamento;
- no acto constitutivo da entidade;
- anualmente, no mês da constituição;
- no prazo de 30 dias após qualquer alteração aos dados registados.

Neste contexto, para as entidades já existentes, o registo do beneficiário efectivo deveria ter sido efectuado até 6 de Junho de 2024, sob pena de ficarem impedidas de realizar outros actos junto da CREL, nos termos do artigo 18.º, n.º 1, do Regulamento. O incumprimento reiterado dos prazos pode

igualmente dar origem à aplicação de multas, a definidos na Tabela Emolumentar do Registo das Entidades Legais.

A declaração do beneficiário efectivo deve conter, para além da identificação da entidade legal, pelo menos os elementos previstos no artigo 15 do Regulamento, designadamente: o nome completo, a data de nascimento, um documento de identificação válido, o domicílio habitual, profissional e fiscal, a nacionalidade, o NUIT, o número de telemóvel, a percentagem de participação ou de controlo na entidade, o tipo e a descrição detalhada do controlo exercido, a data de aquisição da qualidade de beneficiário efectivo, bem como os documentos comprovativos dessa condição.

Actualmente, o registo do beneficiário efectivo pode ser efectuado por via electrónica, através do portal de submissão de processos da CREL, mediante o pagamento de uma taxa de 300,00 MT. A submissão encontra-se sujeita à validação da CREL, sendo a certidão comercial da entidade legal o documento que comprova a efectivação do registo do beneficiário efectivo.

No âmbito da elaboração do presente Relatório e em articulação com a equipa do CC, equacionou-se a possibilidade de atribuir ao AI acesso à plataforma da Direcção dos Registos e Notariado da Cidade de Maputo, com o objectivo de proceder à extracção de uma amostra de dados relativos aos beneficiários efectivos e promover a sua divulgação no presente Relatório. Não obstante as diligências efectuadas, tal acesso não foi viabilizado até à data de finalização do Relatório, não tendo sido possível realizar a referida verificação.

Sem prejuízo de se reconhecer que o exercício acima descrito poderia constituir uma prática útil para efeitos de reporte, importa salientar que, nos termos do Padrão ITIE 2023, a divulgação da informação sobre beneficiários efectivos deve privilegiar o acesso público directo, de modo a reforçar a transparência, a responsabilização e a utilização efectiva da informação pelas partes interessadas.

Adicionalmente, para o presente Relatório, e considerando que não foi efectuado contacto directo com as empresas seleccionadas por parte do Administrador Independente para efeitos de recolha de informação sobre beneficiários efectivos, não houve lugar à divulgação desta informação pelas referidas empresas.

3.6 Participação do Estado na Indústria Extractiva (Requisito 2.6)

O objectivo deste requisito é assegurar a existência de um mecanismo eficaz de transparência e responsabilização das empresas públicas e, de forma mais ampla, da participação do Estado, permitindo ao público compreender se a gestão das empresas públicas é realizada em conformidade com o enquadramento regulatório aplicável. Esta informação constitui a base para a melhoria contínua do contributo das empresas públicas para a economia nacional — em termos financeiros, económicos e sociais — e reforça a compreensão do grau de alinhamento das decisões de investimento das empresas públicas com os interesses públicos de longo prazo.

a) Nos casos em que a participação estatal nas indústrias extractivas resultar em pagamentos de receitas significativas, os países implementadores devem divulgar:

i. Uma explicação do papel das empresas estatais (EE) no sector e das normas e práticas vigentes relativas à relação financeira entre o Governo e empresas estatais, isto é, as normas e práticas que regem as transferências de recursos financeiros entre o Governo e EE, lucros acumulados, reinvestimentos e o financiamento por terceiros. Isso deve incluir a divulgação de transferências, lucros acumulados, reinvestimentos e financiamento por terceiros relacionados às subsidiárias e *joint ventures* de EE. Para os propósitos da implementação da ITIE, as EE são empresas controladas integral ou maioritariamente pelo Governo que participem de actividades extractivas em nome do Governo. Com base nessa definição, o Comité de Coordenação é incentivado a discutir e documentar sua definição de EE levando em consideração as leis nacionais e as estruturas governamentais.

ii. Divulgação, por parte do Governo e das empresas públicas, do respectivo nível de participação em empresas de petróleo, gás e mineração que operem no sector extractivo nacional, incluindo as participações detidas por intermédio de subsidiárias das empresas públicas e de empreendimentos conjuntos, bem como quaisquer alterações ocorridas no nível de participação durante o período de reporte.

Esta informação deve incluir detalhes sobre os termos associados à participação no capital, designadamente o nível de responsabilidade pela cobertura de custos nas diferentes fases do ciclo do projecto (por exemplo, participação totalmente realizada, participação gratuita ou participação suportada — carried interest).

Sempre que tenham ocorrido alterações no nível de participação do Governo ou das empresas públicas durante o período de reporte ITIE, o Governo e as empresas

públicas devem divulgar os termos da transacção, incluindo informação relativa à valorização e às receitas associadas.

Sempre que o Governo ou as empresas públicas tenham concedido empréstimos ou garantias de empréstimos a empresas de petróleo, gás ou mineração que operem no país, devem ser divulgados os respectivos detalhes, incluindo o prazo e as condições do empréstimo (nomeadamente o calendário de reembolso e a taxa de juro). O Comité de Coordenação (CC) é encorajado a considerar a comparação das condições destes empréstimos com as praticadas no mercado financeiro.

b) As empresas públicas devem divulgar publicamente as suas demonstrações financeiras auditadas ou, quando estas não estejam disponíveis, os principais elementos financeiros (nomeadamente balanço, demonstração de resultados e fluxos de caixa). Quaisquer obstáculos legais ou regulamentares que impeçam a divulgação atempada das demonstrações financeiras auditadas devem ser claramente documentados pela entidade reportante.

c) Os países implementadores devem descrever as regras e práticas relacionadas com as despesas operacionais e de capital das empresas públicas, os procedimentos de contratação pública, subcontratação e governação corporativa (por exemplo, a composição e nomeação do Conselho de Administração, o mandato do Conselho e os códigos de conduta).

Em linha com a Expectativa 7 aplicável às empresas que apoiam a ITIE, as empresas públicas devem publicar as suas políticas anticorrupção e são encorajadas a adoptar processos rigorosos de due diligence.

d) Sempre que aplicável, as empresas públicas são encorajadas a divulgar os seus investimentos nas indústrias extractivas, incluindo activos e passivos. As empresas públicas são igualmente encorajadas a divulgar de que forma as suas decisões de investimento estão alinhadas com considerações relativas à transição energética e aos riscos climáticos.

e) Sempre que viável, as empresas públicas são encorajadas a divulgar a identidade e a titularidade efectiva dos seus agentes ou intermediários, fornecedores ou contratantes envolvidos em transacções materiais.

A participação do Estado moçambicano na indústria extractiva materializa-se através de um conjunto de instituições públicas e empresas estatais que desempenham, de forma complementar, funções de regulação, supervisão e intervenção directa nas actividades mineiras e petrolíferas. Estas entidades

actuam, por um lado, como autoridades reguladoras do sector e, por outro, como operadores ou representantes comerciais do Estado nos projectos de exploração de recursos naturais.

Entre as principais entidades públicas com intervenção na indústria extractiva destacam-se as seguintes:

#	Entidade	Área	Função
1	IGEPE INSTITUTO DE GESTÃO DAS PARTICIPAÇÕES DO ESTADO	Geral	Criado em Dezembro de 2001 por Decreto n.º 46/2001, de 21 de Dezembro, o IGEPE tem como missão principal a gestão, coordenação e controlo das participações financeiras do Estado no sector empresarial. No contexto da indústria extractiva, exerce uma função estratégica na supervisão das participações do Estado em empresas do sector, assegurando a sua conformidade com a legislação e com os objectivos de política económica definidos pelo Governo
2	INAMI Instituto Nacional de Minas	Sector Mineiro	O INAMI é a entidade reguladora da actividade mineira em Moçambique, responsável pela definição de directrizes e pela gestão da participação do sector público e privado nas actividades de prospecção, pesquisa, exploração, tratamento, exportação e importação de produtos mineiros. Foi instituído pela Lei n.º 20/2014, de 18 de Agosto (Lei de Minas), como pessoa colectiva de direito público dotada de personalidade jurídica, autonomia administrativa e financeira, sob tutela do Ministério que superintende a área dos Recursos Minerais.
3	SOGEC Sociedade Gestora de Concessões, S.C., S.A.		Empresa de direito privado, integralmente detida pelo IGEPE, criada na sequência da dissolução da EMEM em 2021, com o objectivo de gerir e valorizar concessões atribuídas ao Estado e promover parcerias público-privadas, incluindo no sector mineiro, assegurando a continuidade da gestão estratégica das licenças e concessões anteriormente detidas pela EMEM.
4	EMEM		A EMEM foi criada como representante comercial do Estado no sector mineiro, com atribuições que incluíam a exploração geológico-mineira, a produção e comercialização de produtos minerais, a prestação de serviços de consultoria e assistência técnica, bem como o desenvolvimento de projectos mineiros em parceria com entidades nacionais ou estrangeiras. Contudo, esta empresa foi dissolvida em 2021, nos termos do Decreto n.º 31/2021, de 31 de Maio.
5	inp INSTITUTO NACIONAL DE PETRÓLEO	Sector de hidrocarbonetos	Criado em 2004 pelo Decreto n.º 25/2004, de 20 de Agosto, o INP é a entidade reguladora responsável pela gestão das reservas de hidrocarbonetos em Moçambique. Compete-lhe, entre outras funções, o licenciamento das áreas de concessão, a supervisão do cumprimento das obrigações contratuais das concessionárias e o aconselhamento técnico ao Governo em matérias relacionadas com a revisão e actualização do quadro legal e regulamentar do sector petrolífero

#	Entidade	Área	Função
6	ENH		A ENH foi criada pela Lei n.º 3/81, de 3 de Outubro, como empresa estatal, tendo sido posteriormente transformada em empresa pública pelo Decreto n.º 39/97, de 12 de Dezembro. Actua como o braço empresarial do Estado moçambicano no sector do petróleo e gás, desempenhando um papel equivalente ao das National Oil Companies (NOC) noutros ordenamentos. A sua actividade principal concentra-se no segmento upstream, abrangendo a pesquisa, o desenvolvimento e a produção de hidrocarbonetos.

Tabela 18 – Entidades do Estado na Indústria Extractiva

Área Mineira

A EMEM foi constituída em 2010 com a missão de representar os interesses comerciais do Estado moçambicano no sector mineiro, funcionando como instrumento de política económica orientado para a promoção do conteúdo local, a valorização dos recursos minerais e o desenvolvimento de iniciativas de processamento local.

Em 2021, a EMEM foi dissolvida por força do Decreto n.º 31/2021, de 31 de Maio, diploma que determinou a transferência integral das participações sociais do Estado, até então geridas por aquela entidade, para a esfera de gestão do IGEPE. O referido diploma não explicita as razões subjacentes à dissolução; todavia, no âmbito do 10.º Relatório da ITIE, o IGEPE esclareceu que a manutenção da EMEM deixou de ser considerada estratégica e estruturante para o sector empresarial do Estado. Acresce que a empresa se limitou essencialmente à gestão de participações financeiras, tendo acumulado prejuízos significativos, um elevado nível de endividamento e investimentos em projectos não viáveis, factores que conduziram à sua inoperância.

Na sequência da dissolução, o IGEPE procedeu à transferência das participações anteriormente detidas pela EMEM para a SOGEC – Sociedade Gestora de Concessões, SU, S.A., sociedade integralmente detida pelo IGEPE, com o objectivo específico de gerir, estruturar e valorizar concessões, licenças e participações do Estado, incluindo no sector mineiro. De acordo com a informação prestada pelo IGEPE, a transferência das participações para a SOGEC não gerou mais-valias fiscais, encontrando-se em curso os procedimentos de regularização formal da titularidade das referidas participações.

Relativamente ao ponto de situação do processo de dissolução da EMEM, foi reportado o seguinte estado de execução:

- Foram indemnizados todos os trabalhadores, encontrando-se totalmente saneado o passivo laboral;
- Foi efectuada a chamada de credores, bem como o levantamento e identificação de devedores;
- Encontra-se em curso o processo de fecho de contas da empresa, para subsequente apreciação pelos Accionistas em sede de Assembleia Geral.

De acordo com informação divulgada em relatórios anteriores da ITIE, a EMEM detinha participações sociais em diversos projectos mineiros e empresas associadas, conforme sintetizado na tabela abaixo.

#	Nome da empresa	Participação	Licença	Mineral explorado	Status da Participação
Participações efectivadas					
1	Vulcan Mozambique	5%	867C	Carvão	Regularizada
2	Dingsheng Minerais, S.A.	10%	7054C	Areias Pesadas	Regularizada
3	Twigg Exploration and Mining, Lda.	5%	6432C	Grafite	Regularizada
4	GK Ancuabe Graphite Mine, S.A.	10%	4C	Grafite	Regularizada
5	Mozacimentos, Lda	25%	6497L	Cimento	Regularizada
6	Marsar Dimensional Stones, S.A.	49%	7625C	Mármore	Regularizada
7	GEPMOZ, S.A.	51%		Comercialização de Gemas	Regularizada
8	EMEM Logistica e Serviços Mineiros, S.A.	100%		Logística Mineira	Regularizada
9	EMGEMAS, S.A.	51%	6262L e 6263L	Gemas	Regularizada
10	INTERGEMAS	50%		Comercialização de Gemas	Regularizada
11	ECGMPM	40%		Comercialização de Gemas	Regularizada
12	ICVL Zambeze, Limitada	5%	4695C	Carvão	Por regularizar
13	Eta Star Moçambique, Limitada	10%	5814C	Carvão	Por regularizar
14	ENRC Moçambique, Limitada	5%	6127C	Carvão	Por regularizar
15	Sol Mineração, Limitada	5%	5818C	Carvão	Por regularizar
16	Kingho Investment Co., Lda.	10%	6998C	Carvão	Por regularizar
17	Midwest Africa, Limitada	5%	5086C	Carvão	Por regularizar
18	Capitol Resources, Limitada	5%	7055C	Ferro	Por regularizar
Empreendimentos por negociar					
1	Minas Revuboé, Limitada	10%	4064C	Carvão	Por Negociar a preço do mercado
2	JSPL Mozambique Minerais, Limitada	10%	3605C	Carvão	Por Negociar a preço do mercado

Tabela 19 – Projectos em que a EMEM participa (Fonte: Relatórios da ITIEM)

Área de Hidrocarbonetos

No sector dos hidrocarbonetos, a representação comercial do Estado moçambicano é assegurada pela ENH – Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, pessoa colectiva de direito público, dotada de personalidade jurídica e de autonomia administrativa, financeira e patrimonial. A ENH é responsável pelo exercício das actividades de pesquisa, prospecção, desenvolvimento, produção e comercialização de hidrocarbonetos, abrangendo igualmente operações de importação, recepção, armazenamento, manuseamento, trânsito, exportação, transformação e refinação de produtos petrolíferos e seus derivados.

Criada em 1981, a ENH tem vindo a afirmar-se, de forma progressiva, como um grupo empresarial integrado, com presença ao longo de toda a cadeia de valor do sector petrolífero. Actualmente, a sua actuação abrange não apenas as fases de upstream, mas também actividades de transporte, armazenamento e comercialização de hidrocarbonetos e respectivos derivados, incluindo Gás Natural Liquefeito (GNL) e Gas-to-Liquids (GTL), tanto no mercado interno como internacional.

Com o objectivo de conferir maior flexibilidade operacional, financeira e comercial, num contexto de crescente intensificação das actividades de exploração e desenvolvimento de projectos petrolíferos em Moçambique, a ENH procedeu à criação de diversas subsidiárias e empresas afiliadas, destinadas a representar os seus interesses comerciais e, por via disso, os interesses do Estado. Esta estrutura organizacional assenta num modelo em que a ENH actua como empresa-mãe, detendo participações em sociedades constituídas sob a forma de sociedades anónimas.

A adopção deste modelo societário permite uma clara segregação de responsabilidades, ao mesmo tempo que proporciona às subsidiárias um enquadramento jurídico mais flexível, compatível com a mobilização de financiamento, a participação em parcerias estratégicas e, quando aplicável, a eventual admissão à negociação em mercados de capitais.

Subsidiárias e afiliadas da ENH

Nº	Entidade	Participação da ENH	Outras participações relevantes	Área de actuação / Função principal	Capital social (MT)
1	Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH), S.A.	70%	Estado (20%); Bolsa de Valores (10%)	Desenvolvimento e coordenação de operações de gás natural no campo de Pande e Temane; representação da ENH no *upstream*	593.411.500
2	Companhia Moçambicana do Gasoduto (CMG), S.A.	80%	Estado (20%)	Transporte de gás natural; participação de 25% na ROMPCO; operações intermédias do projecto Pande–Temane	70.000.000
3	ENH Logistics, S.A.	100%	—	Distribuição e comercialização de gás canalizado e prestação de serviços logísticos	520.868.636
4	Portos de Cabo Delgado (PCD), S.A.	50%	CFM (50%)	Desenvolvimento e gestão de infraestruturas portuárias de apoio às operações petrolíferas em Pemba e Palma	12.000.000

Nº	Entidade	Participação da ENH	Outras participações relevantes	Área de actuação / Função principal	Capital social (MT)
5	ENH Rovuma Área Um, S.A.	100%	—	Gestão da participação de 15% na concessão da Área 1 da Bacia do Rovuma	2.000.000
6	ENH FLNG Um, S.A.	100%	—	Representação da ENH no projecto Coral Sul FLNG (Área 4 da Bacia do Rovuma)	2.000.000
7	ENH Rovuma Área Quatro, S.A.	100%	—	Gestão da participação de 10% na concessão da Área 4 da Bacia do Rovuma	2.000.000
8	ENH Rovuma Área 4 Mamba, S.A.	100%	—	Desenvolvimento do projecto Mamba (financiamento, construção, operação e liquefação de gás natural)	2.000.000
9	ENH Inhassoro, S.A.	100%	—	Participação no projecto Pande–Temane no âmbito do *Production Sharing Agreement*	n.d.
10	Rovuma Basin LNG Land, Lda.	33,30%	Mozambique Rovuma Venture SpA (33,3%); TotalEnergies (33,3%)	Titular do direito de uso e aproveitamento de terra para o projecto Rovuma LNG (Afungi)	140.000
11	ENH–Kogás	30%	Kogás Moçambique (70%)	Construção, operação e manutenção de gasodutos; comercialização e distribuição de gás natural	50.000.000
12	Matola Gas Company (MGC)	25%	Gigajoule International (75%)	Transporte e distribuição de gás natural; fornecimento de gás pago em espécie pela SPT	50.000.000
13	ENH Trading, S.A.	100%	—	Comercialização e distribuição de gás natural, incluindo GNC, GNL e GPL	3.510.000
14	ENH Investimentos, S.A.	100%	—	Promoção e captação de investimentos; gestão de participações e negócios no sector de petróleo e gás	n.d.
15	Pande Imobiliária, S.A.	Participação indirecta	ENH Logistics (45%); Wenzile (35%); Arkimoz (20%)	Desenvolvimento imobiliário, construção, gestão e consultoria imobiliária	n.d.
16	ENH Serviços	100%	—	Prestação de serviços de apoio às operações petrolíferas	115.000.000

Tabela 20 – Subsidiárias e afiliadas da ENH

Na tabela seguinte apresenta-se a participação da ENH e das suas subsidiárias nos principais projectos petrolíferos em curso, evidenciando o papel central do Estado moçambicano na indústria de petróleo e gás.

#	Concessão	Área	Interesse Participativo		Status
1	Bloco de Angoche A5-A	*Offshore* - Bacia de Moçambique	ENH	15%	Fase de Pesquisa.
2	Bloco de Angoche A5-B	*Offshore* - Bacia de Moçambique	ENH	15%	Fase de Pesquisa.
3	Blocos de Zambezi Z5-C	*Offshore* - Bacia de Moçambique	ENH	20%	Fase de Pesquisa.
4	Blocos de Zambezi Z5-D	*Offshore* - Bacia de Moçambique	ENH	20%	Fase de Pesquisa.
5	Área PT5-C	*Onshore* - Bacia de Moçambique	ENH	30%	Fase de Pesquisa.
6	Bloco de Mazenga	*Onshore* - Bacia de Moçambique	ENH	100%	Fase de Pesquisa.
7	Bloco de Búzi	*Onshore* - Bacia de Moçambique	ENH	25%	Fase de Pesquisa.
8	Blocos 16 & 19	*Offshore* - Bacia de Moçambique	ENH	15%	Participação no Projecto ainda em avaliação.
9	Bloco MZ 09	*Onshore* - Bacia de Moçambique	Acordo de Estudo e aplicação conjunta	-	Participação no Projecto ainda em avaliação.

#	Concessão	Área	Interesse Participativo		Status
10	Área 1	*Offshore* - Bacia do Rovuma	Afiliada da ENH (ENHRA 1)	15%	Projecto Mozambique LNG 1 (campo Golfinho-Atum) em fase de desenvolvimento. A quota-parte das despesas da ENH é financiada pelos parceiros ao abrigo do contrato de empréstimo.
11	Área 3 & 6	*Offshore* - Bacia do Rovuma	ENH	30%	Abandono por parte do operador.
12	Área 4	*Offshore* - Bacia do Rovuma	Afiliada da ENH (ENHRA 4)	10%	Projecto Coral Sul FLNG em fase de produção plena desde Novembro de 2022.
13	PPA	*Onshore* - Bacia de Moçambique	Afiliada da ENH, CMH	25%	Fase de Produção dos campos de Pande e Temane.
14	PSA	*Onshore* - Bacia de Moçambique	Como entidade contratante		Fase de pré-desenvolvimento.
15	PSA – Reservatório de Pande e Temane	*Onshore* - Bacia de Moçambique	ENH Inhassoro	10%	Participação no projecto em avaliação.
	Contrato de gasoduto				
16	MGC	Ressano Garcia a Matola	ENH	25%	Transporte de gás.

Tabela 21 – Concessões/Projecto da ENH: Participações e Status

3.6.1.1 Relação financeira com o Estado

De acordo com o CGE de 2023 e 2024, no Orçamento do Estado, foi fixado o montante máximo de 32.600 milhões de Meticais e 32.000 milhões de Meticais, respectivamente, a favor do Sector Empresarial do Estado. Entretanto, no período em análise não foram emitidas quaisquer Garantias e Avales.

Segundo o IGEPE, a ENH beneficiou-se de uma Garantia Soberana no âmbito do Projecto Golfinho-Atum válida para o período de construção (2019-2026) da Planta de Produção de LNG, num montante correspondente a USD 2,25 mil milhões.

O valor dos dividendos pagos pelo SEE que participa na indústria extractiva foi divulgado na secção Volume de cobranças.

Dívida Pública[26]

De acordo com o Relatório Anual da Dívida Pública de 2023 e 2024, publicado pelo Ministério da Economia e Finanças, nos últimos 5 anos, a dívida pública registou um crescimento significativo, aumentando de 946.019,61 milhões de meticais (12.935,73 milhões de dólares) em 2020 para 1.043.544,35 milhões de meticais (16.328,34 milhões de dólares) em 2024 (26,2%). Este incremento foi impulsionado, em grande medida, pelo crescimento acelerado do endividamento interno, resultante do financiamento do défice de Tesouraria, após o congelamento do apoio ao Orçamento do Estado por parte dos parceiros internacionais.

A dívida do Governo Central mantém-se predominantemente composta por dívida externa, que representa 61% do total, enquanto os restantes 39% correspondem à dívida interna.

No final de 2024, verificou-se um aumento do stock da dívida pública, passando de 967.262,72 milhões de meticais em 2023 para 1.043.544,35 milhões de meticais, o equivalente a 7,9%, tabela 2. Importa destacar que o peso da dívida interna na carteira da dívida tem vindo a aumentar, reflectindo a mudança de estrutura de financiamento do *déficit* do Orçamento do Estado. Por outro lado, a dívida externa registou uma redução de 2,6%, correspondentes a 16.933,56 milhões de meticais, explicada pelo alívio da dívida ao Iraque, bem como pelo ajustamento de dados, resultante da migração do antigo sistema de gestão da dívida, CS-DRMS, para o novo, MERIDIAN.

Classificação	2023			2024			Δ% 23/24
	USD	MT	% do Total	USD	MT	% do Total	
Dívida Externa	10.226,64	653.482,29	68%	9.960,08	636.548,73	61%	-2,60%
Dívida Interna	4.910,49	313.780,43	32%	6.368,26	406.995,62	39%	29,70%
Total da Dívida	**15.137,13**	**967.262,72**	**100%**	**16.328,34**	**1.043.544,35**	**100%**	**7,90%**

Tabela 22 – Evolução dos Stocks Parciais e Total da Dívida do Governo Central

A carteira da dívida pública é composta por dívida interna e externa. A dívida pública externa inclui compromissos com credores multilaterais e bilaterais, e o título soberano MOZAM 2032, enquanto a dívida pública interna é constituída por Obrigações de Tesouro, Bilhetes de Tesouro e Outros, que incluem o Banco Central, financiamento bancário e reestruturação e consolidação.

Durante o período em análise, o stock da dívida pública apresentou alterações na sua composição face a 2023. Os credores multilaterais mantiveram-se com o maior peso (34%), embora com uma redução de 1pp. Os credores bilaterais reduziram 3pp e o Título soberano MOZAM 2032 em 1pp. Em

[26] https://www.mef.gov.mz/index.php/publicacoes/politicas/gestao-da-divida-publica/2244-relatorio-anual-da-divida-publica-2024/file - acedido em 29 de Janeiro de 2026

contrapartida, verificou-se um aumento de 4pp nas Obrigações do Tesouro e de 1pp nos Bilhetes do Tesouro.

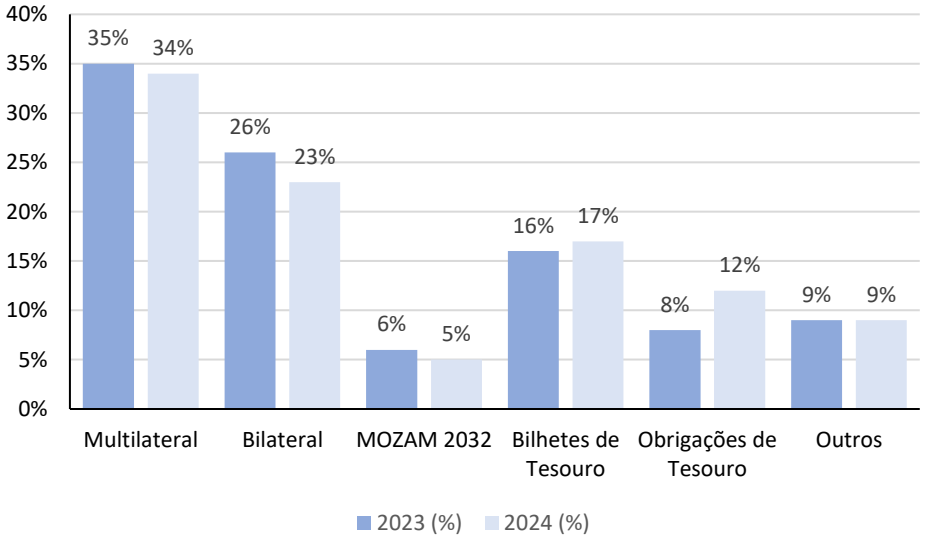


Gráfico 1 – Estrutura do stock total da Dívida Pública por Tipo de Credor e Instrumento

Dívida directa do Sector Empresarial do Estado (SEE)

O *stock* total da dívida directa do SEE registou uma redução de 1,88%, passando de 39.113,8 milhões de meticais (612,11 milhões de dólares) em 2023 para 38.379,2 milhões de meticais (600,52 milhões de dólares) em 2024. Esta contracção resulta da diminuição de 4,87% no *stock* da dívida interna directa do SEE, impulsionada pelo cumprimento do serviço da dívida e pela implementação de uma política restritiva na contratação de novos empréstimos.

A dívida directa do SEE tem apresentado uma tendência decrescente, nos últimos quatro anos, tendo reduzido em 85% entre 2021 e 2024, mercê das medidas de reestruturação que vêm sendo implementadas com vista à garantia da sustentabilidade da mesma, desde o reforço da monitoria, limitação do endividamento, renegociação com os credores e saneamentos.

Em contrapartida, o *stock* da dívida externa directa do SEE aumentou ligeiramente em 1,80%, atingindo 17.795 milhões de meticais (278,45 milhões de dólares) em 2024, face aos 17.479 milhões de meticais (273,54 milhões de dólares) registados em 2023. Este incremento deve-se, principalmente, à acumulação de atrasados.

De acordo com a tabela 15, comparativamente a 2023, o *stock* da dívida directa das Empresas Públicas registou, em 2024, uma contracção de 0,9% o equivalente a 204,21 milhões de meticais (3,25 milhões

de dólares), enquanto as Empresas Participadas observaram uma redução de 3,6%, equivalente a 530,44 milhões de meticais (8,34 milhões de dólares).

Montantes em milhões

Empresas Mutuárias	Saldo 31/12/2023		Saldo 31/12/2024		Δ 24–23 (USD)	Δ 24–23 (%)	Peso 2024 (%)
	MT	USD	MT	USD			
Empresas Públicas	**24.237,60**	**379,3**	**24.033,40**	**376,1**	**-3,25**	**-0,90%**	**62,60%**
ADM, E.P.	12.745,50	199,5	12.390,80	193,9	-5,58	-2,80%	32,30%
CFM, E.P.	7.249,20	113,5	7.413,90	116	2,56	2,20%	19,30%
EDM, E.P.	2.600,80	40,7	2.824,10	44,2	3,49	8,60%	7,40%
ENH, E.P.	1.642,10	25,7	1.404,60	22	-3,72	-14,50%	3,70%
RM, E.P.	–	–	–	–	0	0,00%	0,00%
TVM, E.P.	–	–	–	–	0	0,00%	0,00%
CORREIOS, E.P.	–	–	–	–	0	0,00%	0,00%
Empresas Participadas	**14.876,30**	**232,8**	**14.345,80**	**224,5**	**-8,34**	**-3,60%**	**37,40%**
BNI, S.A.	1.184,60	18,5	1.099,00	17,2	-1,34	-7,20%	2,90%
DOMUS, S.A.	–	–	–	–	0	0,00%	0,00%
EMEM, S.A.	2.076,20	32,5	2.076,10	32,5	-0,01	0,00%	5,40%
EMOSE, S.A.	15,7	0,2	299,8	4,7	4,45	1854,20%	0,80%
HCB, S.A.	58,4	0,9	98,6	1,5	0,63	69,20%	0,30%
LAM, S.A.	6.767,30	105,9	6.325,90	99	-6,92	-6,50%	16,50%
PETROMOC, S.A.	1.449,40	22,7	1.150,00	18	-4,69	-20,70%	3,00%
SMM, S.A.	95,9	1,5	82,3	1,3	-0,21	-14,00%	0,20%
STEMA, S.A.	94,4	1,5	70,3	1,1	-0,38	-25,70%	0,20%
TMCEL, S.A.	3.125,10	48,9	3.138,50	49,1	0,2	0,40%	8,20%
NOTÍCIAS, S.A.	9,4	0,2	5,4	0,1	-0,06	-46,70%	0,00%
TOTAL	**39.113,80**	**612,1**	**38.379,20**	**600,5**	**-11,59**	**-1,90%**	**100,00%**

Tabela 23 – Evolução do stock da Dívida do SEE

A redução do saldo dos financiamentos contratados pelas Empresas do SEE em 2024 resulta, principalmente, da contracção do *stock* da dívida directa das empresas LAM, S.A (6,54% - 6,92 milhões de dólares), ADM, E.P (2,80% - 5,58 milhões de dólares), PETROMOC, S.A (20,67% - 4,69 milhões de dólares) e ENH, E.P (14,47% - 3,72 milhões de dólares).

4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (REQUISITO 3)

Exploração e Produção (Requisito 3)

4

Visão Geral: A ITIE exige a divulgação de informações relacionadas à exploração e produção para permitir que as partes interessadas compreendam o potencial do sector. Os requisitos da ITIE relacionados à transparência nas actividades de exploração e produção incluem: (3.1) informações sobre actividades de exploração; (3.2) dados de produção; e (3.3) dados de exportação; e (3.4) emissões de gases com efeito de estufa.

4.1 Exploração (Requisito 3.1)

O objectivo deste requisito é assegurar o acesso público a uma visão geral do sector extractivo no país e do seu potencial, incluindo actividades de exploração significativas recentes, em curso e planeadas.

a) Os países implementadores devem divulgar uma visão geral das indústrias extractivas, incluindo quaisquer actividades de exploração significativas.
b) Os países implementadores e as empresas são encorajados a divulgar dados sobre reservas económicas comprovadas de petróleo, gás ou minerais, sempre que disponíveis.

Área mineira

A actividade mineira em Moçambique tem raízes históricas que antecedem o período colonial, tendo evoluído, ao longo do tempo, para assumir um papel estruturante na economia nacional. A partir do início do século XXI, o sector conheceu uma aceleração significativa, impulsionada pela criação de Zonas Francas Industriais e Zonas Económicas Especiais, concebidas para atrair investimento de grande escala e potenciar a exploração de recursos minerais estratégicos.

Neste contexto, destacam-se a Zona Franca Industrial de Moma, onde opera o Projecto de Areias Pesadas de Moma, desenvolvido pela Kenmare, e a Zona Franca Industrial de Moatize, que acolheu grandes projectos de exploração de carvão mineral, inicialmente liderados pela Companhia do Vale do Rio Doce (actualmente Vulcan Mozambique) e pela Riversdale Mining (posteriormente Rio Tinto e, actualmente, ICVL). Estes empreendimentos assumiram uma dimensão de megaprojectos, com impactos relevantes ao nível económico, ambiental, social e territorial, tanto nas áreas de implantação como à escala nacional.

Moçambique dispõe de uma base diversificada de recursos minerais, entre os quais se destacam o carvão mineral, ouro, cobre, ferro, bauxite, areias pesadas, pedras preciosas e grafite, para além de um conjunto mais amplo de ocorrências minerais distribuídas por todo o território nacional, conforme ilustrado no Anexo 2 – Ocorrência de minerais em Moçambique.

No conjunto destes recursos, o carvão mineral assume particular relevância. De acordo com estimativas do Ministério dos Recursos Minerais e Energia (MIREME), Moçambique detém reservas de carvão

estimadas em cerca de 38,4 mil milhões de toneladas, concentradas maioritariamente na província de Tete. Segundo dados do INAMI, a produção de carvão, nos anos de 2023 e 2024, situou-se em aproximadamente 14,9 e 16,3 milhões de toneladas, respectivamente, confirmando o papel deste recurso na estrutura produtiva e exportadora do sector mineiro.

Área de hidrocarbonetos

Os recursos de hidrocarbonetos em Moçambique distribuem-se ao longo das principais bacias sedimentares do país, com destaque para as Bacias do Rovuma e de Moçambique. As estimativas actualmente disponíveis apontam para recursos de gás natural *in situ* na ordem de 180 triliões de pés cúbicos (TCF), dos quais cerca de 174 TCF se localizam na Bacia do Rovuma e aproximadamente 6 TCF na Bacia de Moçambique.

Em relação ao condensado associado ao gás natural, as estimativas médias indicam volumes da ordem de 670 milhões de barris (MMbbl) nas duas bacias sedimentares, sendo 661 MMbbl atribuídos à Bacia do Rovuma e 9 MMbbl à Bacia de Moçambique. No que respeita ao petróleo leve, os recursos estimados situam-se em cerca de 165 MMbbl *in situ*, essencialmente localizados na Bacia de Moçambique.

Do ponto de vista geológico, estas bacias resultam dos processos de fragmentação do supercontinente Gondwana durante o Mesozóico e da subsequente abertura do Canal de Moçambique, associada ao movimento de separação e deslocação de Madagáscar para sul.

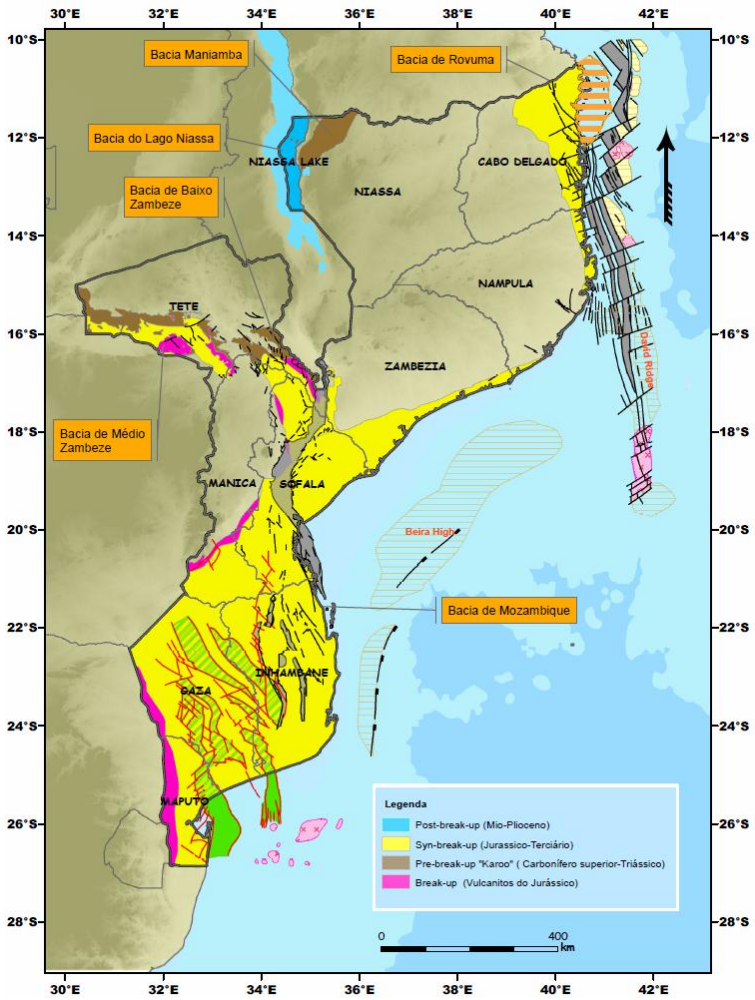


Figura 5 – Bacias Sedimentares e suas respectivas estruturas geológicas predominantes (Fonte: INP)

A Bacia Sedimentar de Moçambique estende-se pela região sul e centro do país, abrangendo uma vasta planície costeira e a respectiva plataforma continental. A bacia cobre uma área aproximada de 500.000 km², dos quais cerca de 275.000 km² em terra e 225.000 km² em ambiente marinho, até à linha batimétrica dos 2.000 metros.

O preenchimento sedimentar da bacia é constituído por sedimentos continentais, marinhos e deltaicos de idade Cretácica e Cenozoica, assentando sobre basaltos do Karoo que constituem o embasamento geológico. A espessura dos sedimentos aumenta progressivamente na direcção Este–Nordeste, atingindo valores da ordem de 10 a 12 km na depressão associada ao Delta do Zambeze.

A Bacia Sedimentar do Rovuma localiza-se no extremo norte de Moçambique e integra o sistema de margem passiva da África Oriental, que se estende ao longo das planícies costeiras da Somália, Quénia, Tanzânia e norte de Moçambique. A porção da bacia situada em território moçambicano cobre uma área marítima estimada em cerca de 29.500 km².

O seu preenchimento sedimentar é composto por formações marinhas e deltaicas de idade Triássica, Jurássica, Cretácica e Cenozoica, com uma espessura total que pode atingir entre 8 e 10 km, conferindo à bacia um elevado potencial petrolífero.

Descobertas de gás natural e petróleo na Bacia de Moçambique [27]

A Bacia de Moçambique foi o local das primeiras descobertas de gás natural no país, com o poço Temane-1, perfurado em 1956, seguido do poço Pande-1, em 1961. Nestes campos, os principais reservatórios são constituídos por arenitos intercalados por argilas, destacando-se as formações do Grudja Inferior (G6, G6A, G7, G8, G9, G10, G11, G11A, G12 e G12A), datadas do Cretácico Superior (Campaniano a Maastrichtiano).

Estes campos são actualmente operados pela Sasol, com volumes estimados de cerca de 6 TsCF de gás *in situ*, dos quais aproximadamente 4 TsCF são considerados recuperáveis.

Adicionalmente, em 2003, foi identificada a presença de petróleo leve no campo de Inhassoro, através dos poços Inhassoro-6 e Inhassoro-4, bem como ocorrências adicionais na área de Temane (Temane Deep). As estimativas apontam para volumes totais de petróleo leve na ordem de 165 MMbbl in situ, dos quais cerca de 11 MMbbl são considerados recuperáveis.

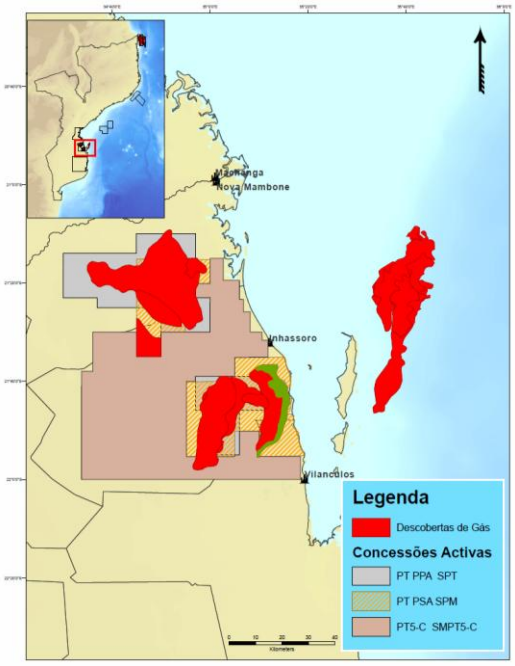


Figura 6 – Descobertas na Bacia de Moçambique (Fonte: INP)

[27] Bacia de Moçambique, Onshore – Área Activa – INP – acedido em 12 de Janeiro de 2026

Descobertas de gás natural e petróleo na Bacia do Rovuma[28]

A pesquisa de hidrocarbonetos na Bacia do Rovuma intensificou-se a partir da década de 1980, mas foi em 2010 que ocorreu a descoberta de classe mundial de gás natural, com o poço Windjammer-1, na Área 1, seguida por descobertas adicionais na Área 4, adjacente à Área 1.

Os principais reservatórios identificados correspondem a arenitos do Mioceno, Oligoceno, Eoceno, Paleoceno e Cretácico. As estimativas indicam volumes de gás inicialmente *in situ* na ordem de 174 TsCF, dos quais cerca de 126 TsCF são considerados recuperáveis, posicionando Moçambique entre os países com maiores reservas de gás natural do continente africano.

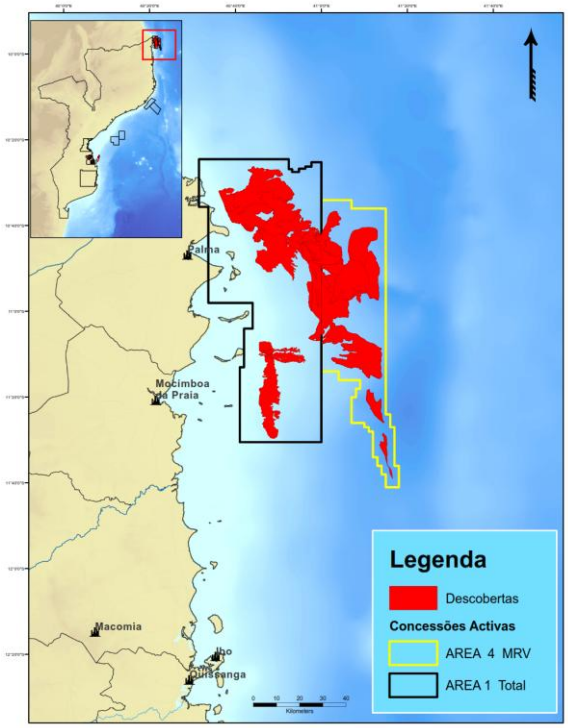


Figura 7 – Descobertas na Bacia do Rovuma (Fonte: INP)

4.2 Produção (Requisito 3.2)

O objectivo deste requisito é assegurar a compreensão pública dos níveis de produção dos recursos extractivos e da valorização da produção extractiva, constituindo uma base para a avaliação das receitas públicas esperadas provenientes das indústrias extractivas e do potencial de perdas de receitas do Estado associadas à subdeclaração da produção.

a) Os países implementadores devem divulgar, de forma atempada, dados de produção, incluindo volumes e valores produzidos por recurso. Sempre que disponível, a informação deve ser

[28] Bacia do Rovuma, Offshore – Área Activa – INP – acedido em 16 de Janeiro de 2026

adicionalmente desagregada por projecto. Sempre que aplicável e disponível, deve ser divulgada uma estimativa da produção resultante de actividades de mineração artesanal e de pequena escala.

b) Devem ser divulgadas as fontes e os métodos utilizados para o cálculo dos volumes e valores de produção. Os países implementadores devem igualmente divulgar os mecanismos existentes para monitorizar e verificar a exactidão dos dados de produção, bem como documentar as respectivas conclusões, incluindo eventuais fragilidades relacionadas com a abrangência e a fiabilidade dos dados de produção disponibilizados ao público.

c) Os países implementadores devem apresentar os dados de produção utilizando normas nacionais e internacionais de classificação de produtos.

d) As empresas são encorajadas a divulgar os volumes e valores de vendas efectivamente realizados, desagregados por projecto.

De acordo com a informação disponibilizada pelo INAMI e INP, os volumes e os valores da produção de minerais e hidrocarbonetos referentes aos exercícios de 2023 e 2024 encontram-se apresentados nas tabelas seguintes. A informação detalhada por título mineiro, tipo de licença e entidade titular (para o sector mineiro) e volumes de produção, preço por contrato (para o sector de hidrocarbonetos) é igualmente divulgada no Anexo 3 – Dados de Produção, permitindo uma análise mais desagregada da actividade extractiva no período em referência.

Produtos	U.M.	2023	2024
Minerais Metálicos			
Ouro	kg	1.666	1.626
Tantalite	kg	204.805	138.995
Ilmenite	t	3.373.210	3.516.228
Zircão	t	143.505	124.525
Rutilo	t	8.382	9.825
Concentrado de areais pesadas	t	17.222	16.716
Minerais Não Metálicos			
Berilo	t	584	78
Berilo Regufo	t	297	1.442
Grafite	t	97.346	34.899
Quartzo Diverso	kg	2.796.613	2.775.257
Quartzo Rosa	kg	1.391.344	958.570
Corundo	kg	13.388	5.780
Corundo Refugo	kg	1.317	6.585
Bentonite	t	71.593	23.810
Diatomite	t	29.633	33.098
Calcário	t	2.409.885	2.621.891
Areias para construção	m^3	2.736.863	3.139.644
Argila	t	2.328.373	1.925.511
Bauxite	t	5.481	4.487
Água Mineral	m^3	83.954	62.820
Pedra para construção (brita)	m^3	1.490.734	1.369.905

Produtos	U.M.	2023	2024
Guano	t	59	91
Rochas Ornamentais			
Granito em Blocos	m^3	7.587	8.915
Pedras Preciosas e Semi- Preciosas			
Turmalinas	kg	6.731	1.381
Turmalina Refugo	kg	92.445	52.577
Granada	kg	194.473	6.593
Granada Refugo	kg	84.763	359.071
Águas Marinhas	kg	51	106
Águas Marinhas Refugo	kg	255	22
Morganite	kg	489	78
Rubí	cts	2.710.618	3.946.507
Rubi Refugo	cts	-	-
Durmortierite	kg	117.000	15.008
Rodonite	kg	6	-
Ágata	kg	751.032	886.589
Safira	kg	28	4
Granada Hesonite	kg	246.891	60.001
Esmeralda	kg	0	5
Amazonite	kg	115.840	23.223
Topázio	kg	397	500
Minerais Combustíveis			
Carvão Coque	t	7.212.589	7.676.548
Carvão Térmico	t	7.763.290	8.636.067
Hidrocarbonetos			
Gás Natural	PJ/a	195.52	193,93
Gás Natural Liquefeito	MMBTU	142.459.405,00	173.614.203,00
Condensado	kbbl	1.611,18	1.893,13

Tabela 24 – Dados de produção de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP)

No sector mineiro, o INAMI esclareceu que a fonte de captação de dados para a produção dos referidos mapas são os Serviços Provinciais de Infraestruturas (SPI), Delegações do INAMI, UGPK e Relatórios de actividades submetidos pelos titulares mineiras. Estes dados, só são validados para o consumo após o processo de harmonização das diferentes instituições envolvidas, junto a Direcção de Planificação e Cooperação (DPC).

O INAMI esclareceu também que contratou serviços especializados para inspecção de dados de produção, preços e exportação de minerais junto à empresa SGS Moçambique, Limitada, no sentido de aumentar o grau de fiabilidade dos respectivos dados, sobretudo dados relativos ao controlo de produção, especificação do produto mineral, exportação, stock inicial e final, e respectiva conciliação

dos dados, estando neste momento num processo de harmonização de procedimentos para a sua implementação.

Por outro lado, indicou que a gestão dos minerais ao abrigo do Regulamento de Comercialização de Diamantes, Metais Preciosos e Gemas encontram-se sob alçada da UGPK, pelo que, toda a cadeia é controlada nesse órgão.

4.3 Exportações (Requisito 3.3)

O objectivo deste requisito é assegurar a compreensão pública dos níveis de exportação dos recursos extractivos e da valorização das exportações extractivas, constituindo uma base para a avaliação das receitas públicas esperadas provenientes das indústrias extractivas e do potencial de perdas de receitas do Estado associadas à subdeclaração das exportações.

a) Os países implementadores devem divulgar, de forma atempada, dados de exportação, incluindo os volumes exportados e os respectivos valores, por recurso e por empresa exportadora. Os países implementadores devem proceder à desagregação dos dados de exportação por transacção. Sempre que aplicável e disponível, deve ser divulgada uma estimativa das exportações resultantes de actividades de mineração artesanal e de pequena escala.
b) Devem ser divulgadas as fontes e os métodos utilizados para o cálculo dos volumes e valores de exportação. Os países implementadores devem divulgar os mecanismos existentes para monitorizar e verificar a exactidão dos dados de exportação, bem como documentar as respectivas conclusões, incluindo eventuais fragilidades relacionadas com a abrangência e a fiabilidade dos dados de exportação disponibilizados ao público. Tal poderá incluir a análise de eventuais desvios entre os valores de exportação e os preços de mercado e/ou os valores de importação reportados pelo país de destino.
c) Os países implementadores devem apresentar os dados de exportação utilizando normas nacionais e internacionais de classificação de produtos.
d) As empresas exportadoras e os compradores de recursos, incluindo comerciantes de *commodities*, são encorajados a divulgar os volumes e valores de vendas efectivamente realizados, desagregados por projecto.
e) Os países implementadores são encorajados a apresentar os dados de exportação por região, destino e comprador. As empresas exportadoras e os países implementadores são igualmente encorajados a divulgar se o comprador é uma parte relacionada.

Os dados relativos à exportação de recursos minerais e de hidrocarbonetos, referentes aos exercícios de 2023 e 2024, são apresentados nas tabelas seguintes.

Produtos	U.M.	2023	2024
Minerais Metálico			
Ouro	kg	537	711
Tantalite	kg	135.744	121.659
Ilmenite	t	2.895.799	2.447.583
Zircão	t	100.547	88.626

Produtos	U.M.	2023	2024
Rutilo	t	8.151	3.699
Concentrado de areais pesadas	t	16.762	11.792
Minerais Não Metálicos			
Berilo	t	556	0
Berilo Regufo	t	360	1.574
Grafite	t	96.671	55.707
Bentonite	t	59.410	40
Diatomite	t	-	60
Bauxite	t	4.833	4.897
Quartzo Diverso	kg	3.570.098	3.318.494
Corundo	kg	31.435	5.975
Rochas Ornamentais			
Granito em Blocos	m^3	2.704	4.006
Pedras Preciosas e Semi- Preciosas|Precious and Semi-Precious Stones			
Turmalinas	kg	64	54
Turmalina Refugo	kg	56.272	7.247
Águas Marinhas	kg	25	3
Águas Marinhas Refugo	kg	378	59
Granada Refugo	kg	116.992	311.476
Morganite	kg	566	98
Rubí	cts	2.880.203	2.851.113
Ágata	kg	541.312	154.134
Quartzo Rosa	kg	1.635.075	1.030.190
Durmortierite	kg	117.000	15.000
Rodonite	kg	6	-
Amazonite	kg	116.750	7.500
Granada	kg	380.422	157
Corundo Refugo	kg	4.590	25.035
Granada Hesonite	kg	322.100	356
Esmeralda	kg	0,06	-
Safira	kg	322	10
Topázio	kg	397	500
Minerais Combustíveis			
Carvão Coque	t	6.334.645	7.273.367
Carvão Térmico	t	9.430.553	8.806.653
Hidrocarbonetos			
Gás Natural	PJ/a	159,92	160,79
Gás Natural Liquefeito	MMBTU	138.886.490,00	173.611.450,00
Condensado	kbbl	1.483,95	500,15

Tabela 25 – Dados de exportação de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP)

Adicionalmente, a informação detalhada de exportação detalhada por código de licença, empresa, bem como outras informações relevantes podem ser encontradas no Anexo 4 – Dados de exportação.

4.4 Consumo interno

Os dados relativos ao consumo de recursos minerais e de hidrocarbonetos no mercado nacional, referentes aos exercícios de 2023 e 2024, são apresentados de seguida.

Produtos	U.M.	2023	2024
Minerais Combustíveis			
Carvão Térmico	t	2.979	29.039
Minerais Não Metálicos			
Diatomite	t	29.633	33.038
Calcário	t	1.990.315	1.019.230
Argila	t	17.059	37.483
Areias para construção	m^3	1.295.377	809.544
Água Mineral	m^3	65.013	65.424
Bentonite	t	381	1.806
Guano	t	56	85
Pedra para construção (brita)	m^3	1.046.460	683.818
Minerais Metálicos			
Ouro	kg	172	374
Hidrocarbonetos			
Gás Natural	PJ/a	32,6	33,14

Tabela 26 – Dados de consumo de minérios e hidrocarbonetos em 2023 e 2024 (Fonte: MIREME, INAMI e INP)Adicionalmente, a informação detalhada sobre o consumo interno por código de licença e empresa, bem como outros detalhes relativos ao sector de hidrocarbonetos podem ser encontradas no Anexo 5 – Dados de consumo interno.

4.5 Emissões de gases com efeito de estufa (Requisito 3.4)

a) As empresas são encorajadas a divulgar informações sobre as emissões de gases com efeito de estufa (GEE), em alinhamento com os principais padrões de divulgação actualmente existentes. Sempre que viável, o Comité de Coordenação (CC) é encorajado a solicitar a divulgação de informação desagregada.

O Padrão ITIE 2023 encoraja as empresas a divulgarem informação relativa às emissões de gases com efeito de estufa (GEE), em alinhamento com os principais referenciais internacionais de reporte actualmente em vigor, recomendando ainda, sempre que viável, a apresentação de dados de forma desagregada.

Importa, contudo, referir que o presente Relatório assenta num modelo de divulgação unilateral de informação por parte do Governo, não tendo sido realizada, no seu processo de elaboração, a recolha nem a solicitação sistemática de dados directamente junto das empresas titulares de direitos e licenças mineiras e petrolíferas. Em consequência, não foi possível obter nem validar, de forma abrangente, informação relativa às emissões de GEE associadas ao conjunto das actividades do sector extractivo durante o período de reporte.

Não obstante esta limitação de âmbito, o Instituto Nacional de Petróleo (INP) partilhou informação específica relativa às emissões totais de gases com efeito de estufa do projecto Coral Sul FLNG, a qual se apresenta de forma indicativa no contexto do presente Relatório. De acordo com os dados disponibilizados, as emissões totais do referido projecto ascenderam a 1.786.528 toneladas de CO_2 equivalente (tCO_2eq) em 2023 e a 1.115.104 tCO_2eq em 2024.

Sem prejuízo do exposto, reconhece-se a relevância crescente da divulgação de informação sobre emissões de GEE no contexto da transparência do sector extractivo, da transição energética e dos compromissos climáticos nacionais e internacionais. Nesse sentido, recomenda-se que, em futuros ciclos de reporte, o Comité de Coordenação avalie a viabilidade de integrar este sub-requisito de forma mais abrangente, mediante articulação com as entidades governamentais competentes e com as empresas extractivas materialmente relevantes.

5. RECEBIMENTO DE RECEITAS (REQUISITO 4)

Recebimento de receitas (Requisito 4)

Visão Geral: Uma compreensão clara dos pagamentos das empresas e das receitas do Governo pode subsidiar o debate público sobre a governança das indústrias extractivas. A ITIE exige a divulgação abrangente dos pagamentos de empresas e receitas do Governo provenientes das indústrias extractivas. Os requisitos da ITIE relacionados ao recebimento de receitas incluem:

4.1 divulgação abrangente de impostos e receitas;
4.2 venda da parcela de produção do Estado ou outras receitas recebidas em espécie;
4.3 disposições sobre infraestrutura e acordos de permuta;
4.4 receitas de transporte;
4.5 transações relacionadas a empresas estatais;
4.6 pagamentos subnacionais;
4.7 nível de desagregação;
4.8 tempestividade dos dados;
4.9 qualidade das informações divulgadas; e
4.10 custos dos projectos.

5.1 Divulgação abrangente de impostos e receitas (Requisito 4.1)

O objectivo deste requisito é assegurar a divulgação abrangente dos pagamentos efectuados pelas empresas e/ou das receitas arrecadadas pelo Governo provenientes dos sectores do petróleo, gás e mineração, como base para uma compreensão pública aprofundada do contributo das indústrias extractivas para as receitas públicas.

a) Os países implementadores devem divulgar todos os pagamentos materiais efectuados pelas empresas de petróleo, gás e mineração ao Governo ("pagamentos") e/ou todas as receitas materiais recebidas pelo Governo ou em seu nome provenientes das empresas de petróleo, gás e mineração ("receitas"), junto de um público alargado, de forma publicamente acessível, abrangente e compreensível.

   Os países implementadores e/ou as empresas devem proceder à divulgação regular da informação necessária através de mecanismos de reporte governamental e corporativo (por exemplo, sítios electrónicos e relatórios anuais), devendo igualmente compilar essa informação nos Relatórios ITIE e abordar quaisquer preocupações relativas a lacunas e à qualidade dos dados.
b) Salvo a existência de obstáculos práticos significativos, o Governo deve divulgar o montante total das receitas recebidas das empresas de petróleo, gás e mineração, desagregado por tipo de receita.
c) O Comité de Coordenação (CC) deve acordar quais os pagamentos e receitas considerados materiais e que, por essa razão, devem ser desagregados em conformidade com o Requisito 4.7. O CC deve igualmente acordar definições e limiares de materialidade adequados para os diferentes tipos de receitas e para as entidades reportantes. Os pagamentos e receitas são considerados materiais sempre que a sua omissão ou distorção possa afectar significativamente a abrangência das divulgações. Todos os tipos de receitas e os pagamentos pontuais efectuados pelas empresas de petróleo, gás e mineração devem ser considerados na

definição da materialidade. O CC deve documentar as opções consideradas e a fundamentação subjacente à definição dos critérios e limiares adoptados

d) Os países implementadores devem assegurar que todas as entidades governamentais que recebam receitas materiais provenientes de empresas de petróleo, gás e mineração divulguem essas receitas de forma abrangente, em conformidade com o âmbito acordado.

   Todas as empresas de petróleo, gás e mineração que efectuem pagamentos materiais ao Governo devem divulgar, de forma abrangente, esses pagamentos, em conformidade com o âmbito acordado.

   Uma empresa ou uma entidade governamental apenas pode ser dispensada da divulgação de pagamentos ou receitas materiais caso o Comité de Coordenação (CC) tenha acordado a divulgação unilateral por parte do Governo ou das empresas, em conformidade com o Requisito 4.9.

e) As empresas devem divulgar publicamente as suas demonstrações financeiras auditadas ou, quando estas não estejam disponíveis a nível nacional, os principais elementos financeiros (nomeadamente balanço, demonstração de resultados, fluxos de caixa e taxas efectivas de imposto).

   As empresas são encorajadas a divulgar as deduções fiscais e os incentivos aplicáveis no período em análise.

5.1.1 Processo de arrecadação de receitas

Em linha com o disposto no Requisito 2 do Padrão ITIE, o enquadramento fiscal da indústria extractiva em Moçambique caracteriza-se pela aplicação de um conjunto diversificado de impostos, taxas e contribuições incidentes sobre as actividades mineiras e as operações petrolíferas. A diversidade destes instrumentos fiscais exige que o Estado disponha de mecanismos institucionais adequados e devidamente estruturados, capazes de assegurar a arrecadação, o acompanhamento e a gestão eficiente dos fluxos de receita gerados pelo sector extractivo.

A responsabilidade pela arrecadação das receitas públicas cabe ao Ministério da Economia e Finanças (MEF)[29], através dos seus órgãos especializados, designadamente:

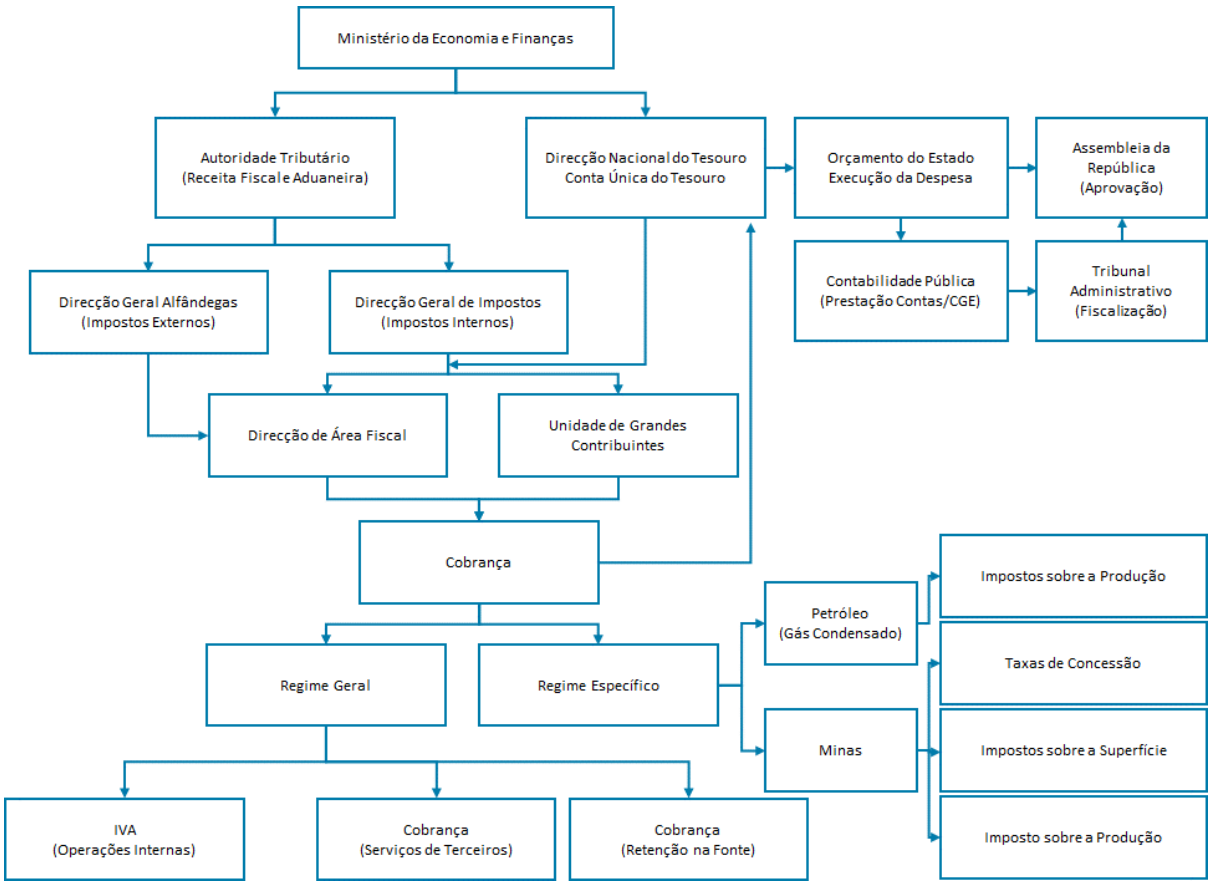
- A Autoridade Tributária (AT), responsável pela cobrança da receita tributária;
- A Direcção Nacional do Tesouro (DNT), incumbida da arrecadação da receita de capital.

No âmbito das suas atribuições, a Autoridade Tributária operacionaliza o processo de cobrança por intermédio das seguintes unidades orgânicas:

[29] Actualmente Ministério das Finanças.

- Direcção-Geral de Impostos (DGI): responsável pela fiscalização e arrecadação dos tributos enquadrados no regime geral e nos regimes fiscais específicos, através das Direcções de Área Fiscal (DAF), dos respectivos postos de cobrança e da Unidade de Grandes Contribuintes (UGC). Os pagamentos efectuados pelos contribuintes são canalizados para a Conta Única do Tesouro;
- Direcção-Geral das Alfândegas (DGA): responsável pela cobrança das receitas aduaneiras e demais imposições conexas.

O fluxo de arrecadação das receitas provenientes da indústria extractiva encontra-se representado no esquema infra.



Paralelamente, o IGEPE, enquanto entidade gestora das participações sociais do Estado, procede à arrecadação dos dividendos correspondentes às suas participações em diversas empresas. Por sua vez, o INP é responsável pela cobrança das contribuições específicas previstas nos contratos de concessão do sector de hidrocarbonetos, nomeadamente:

- Contribuição institucional;
- Fundo de projectos sociais;

- Fundo de capacitação institucional.

No que respeita às receitas em espécie, o IGEPE partilhou que, ao abrigo do Contrato de Produção de Petróleo (CPP) ou PPA em inglês, celebrado em 26 de Outubro de 2000 entre o Governo de Moçambique, a ENH e a Sasol Petroleum Temane (SPT), foi constituído um consórcio envolvendo a SPT, a CMH e a IFC, com vista à produção de gás natural e seus derivados na área de Pande e Temane, no norte da província de Inhambane. A produção actual ronda aproximadamente 183 MGJ/ano de gás natural.

Nos termos do CPP, foram celebrados três contratos de fornecimento de gás (GSA 1, GSA 2 e GSA 3), que viabilizaram o desenvolvimento do projecto, sendo que o GSA 1 e 2 servem para exportação e o GSA 3 para o abastecimento do mercado doméstico, bem como a afectação de gás natural a diversos projectos. Sobre a quantidade total produzida e comercializada, o Governo de Moçambique tem direito a 5%, correspondente ao Imposto sobre a Produção de Petróleo (royalty do gás), o que equivale a cerca de 9 MGJ/ano. Este volume é igualmente destinado ao mercado doméstico e encontra-se sob gestão e administração da ENH, nos termos do Diploma Ministerial Conjunto (MIREME–MEF), de Agosto de 2014.

O Governo procedeu à alocação deste volume anual de aproximadamente 9 MGJ a diversos projectos a serem implementados no país, conforme apresentado na tabela infra.

Alocação (MGJ/ano)	Beneficiário	Destino / Finalidade	Ponto de situação
0,5	Lonrho	Consumo industrial	Sob gestão da ENH
0,8	Autogás	Abastecimento de gás veicular	Sob gestão da ENH
1,75	GS Cimentos	Actividade industrial (cimento)	Sob gestão da ENH
3	MGC	Distribuição de gás natural (Matola)	Distribuído
3	Kuvaninga / EDM	Geração de energia eléctrica	Em operação
0,2	ENH	Rede de distribuição (Norte de Inhambane)	Em operação
≈ 9,0	—	**Total alocado pelo Estado**	—

Tabela 27 – Alocação do imposto em espécie (Fonte: IGEPE)

Adicionalmente, importa referir que, no contexto do desenvolvimento dos projectos de Gás Natural Liquefeito (GNL), foi criado o Fundo Soberano de Moçambique (FSM), enquanto instrumento destinado a enquadrar a gestão das receitas do Estado provenientes do sector do gás natural.

Não obstante, importa salientar que o presente Relatório abrange os anos de 2023 e 2024, período durante o qual o FSM se encontrava em fase de aprovação e regulamentação, tendo a sua operacionalização efectiva ocorrido apenas em 2025. Neste sentido, os fluxos de arrecadação de

receitas observados no período em análise não reflectem ainda, de forma plena, a aplicação prática dos mecanismos de afectação previstos no regime do Fundo Soberano.

Sem prejuízo do exposto, nos termos da legislação aplicável, as receitas do Estado provenientes dos projectos de GNL deverão, numa fase subsequente, ser depositadas numa conta transitória em moeda estrangeira, sendo posteriormente objecto de afectação entre o Orçamento do Estado e o FSM, de acordo com critérios legalmente definidos.

Neste contexto, o FSM constitui um elemento adicional no circuito de gestão das receitas extractivas, não substituindo os mecanismos tradicionais de arrecadação (nomeadamente via Autoridade Tributária e Direcção Nacional do Tesouro), mas introduzindo uma camada subsequente de gestão e afectação das receitas, com vista a assegurar objectivos de estabilização macroeconómica, financiamento do desenvolvimento e poupança intergeracional.

Assim, no caso específico das receitas provenientes do sector do gás natural, o fluxo financeiro deverá compreender, de forma simplificada, as seguintes etapas:

i. arrecadação pelas entidades competentes (AT, INP, entre outras);
ii. depósito em contas do Estado, incluindo contas transitórias específicas;
iii. afectação entre Orçamento do Estado e Fundo Soberano; e
iv. utilização orçamental e/ou acumulação no FSM, nos termos do respectivo regime jurídico.

A análise detalhada dos mecanismos de afectação, gestão e utilização das receitas, incluindo o funcionamento do FSM, é apresentada no Capítulo 6 do presente Relatório.

5.1.2 Volume de cobranças

5.1.2.1 Receitas tributárias

Em conformidade com a Conta Geral do Estado (CGE) de 2024, a arrecadação da Receita do Estado nos exercícios de 2023 e 2024 registou uma evolução positiva, reflectindo o reforço da capacidade de mobilização de receitas públicas e a consolidação do desempenho fiscal ao longo do período em análise.

No ano de 2023, a Receita do Estado totalizou 294.363,6 milhões de Meticais, enquanto em 2024 ascendeu a 311.924,7 milhões de Meticais, evidenciando um crescimento nominal da arrecadação. As Receitas Correntes continuaram a assumir um peso dominante na estrutura global da receita, com destaque para a componente tributária, que permaneceu como a principal fonte de financiamento do

Orçamento do Estado. Em termos macroeconómicos, a receita tributária arrecadada em 2023 e 2024 correspondeu, respectivamente, a cerca de 27,06% e 21,46 % do PIB, de acordo com a CGE de 2024.

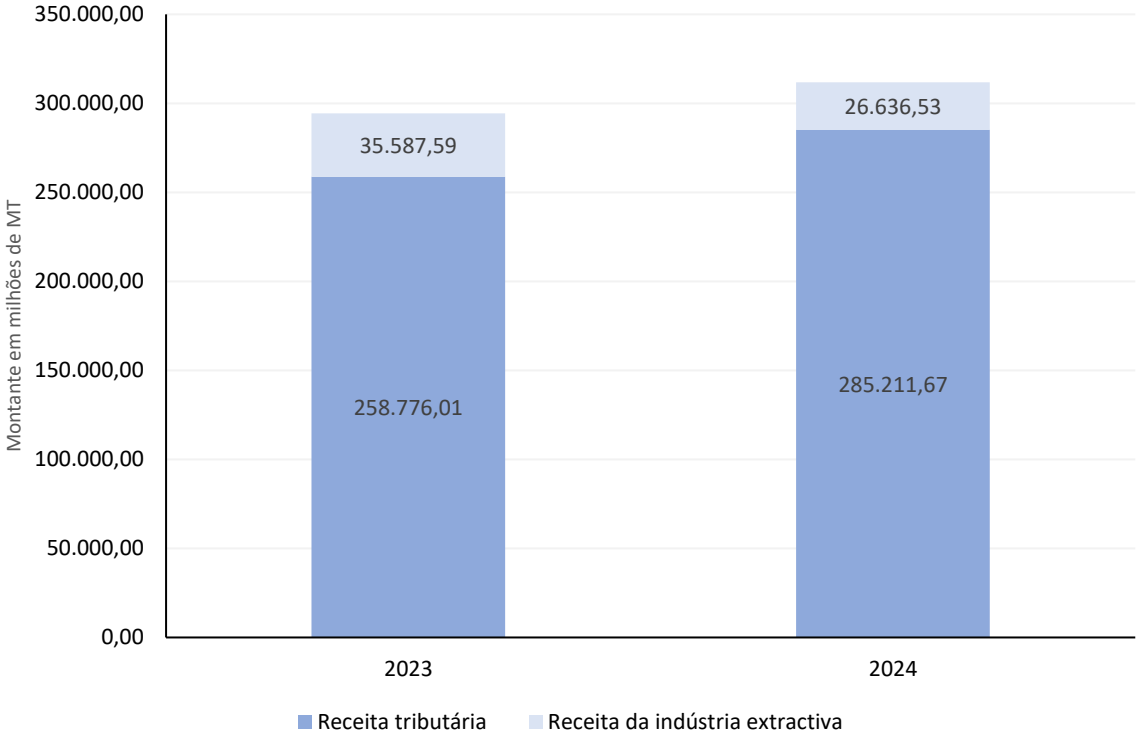


Gráfico 2 – Receitas tributárias de 2023 e 2024 (Fonte: REOE e AT)

De acordo com a informação partilhada pela AT, através das unidades especializadas no acompanhamento da indústria extractiva, uma parcela relevante da receita tributária arrecadada em ambos os exercícios têm origem no sector mineiro e de hidrocarbonetos. A contribuição da indústria extractiva manteve-se, assim, estruturalmente significativa no contexto das finanças públicas, reforçando o papel do sector como um dos pilares da base fiscal nacional.

A receita fiscal proveniente da indústria extractiva resulta, essencialmente, da aplicação dos impostos sobre o rendimento, bem como dos tributos específicos da actividade extractiva, previstos na legislação sectorial aplicável. Entre os principais impostos arrecadados destacam-se:

- o IRPC, associado aos resultados das empresas extractivas e retenções na fonte;
- os impostos específicos da produção, designadamente o IPM e o IPP; e
- o IRPS, decorrente maioritariamente da tributação dos rendimentos do trabalho gerados pelo sector.

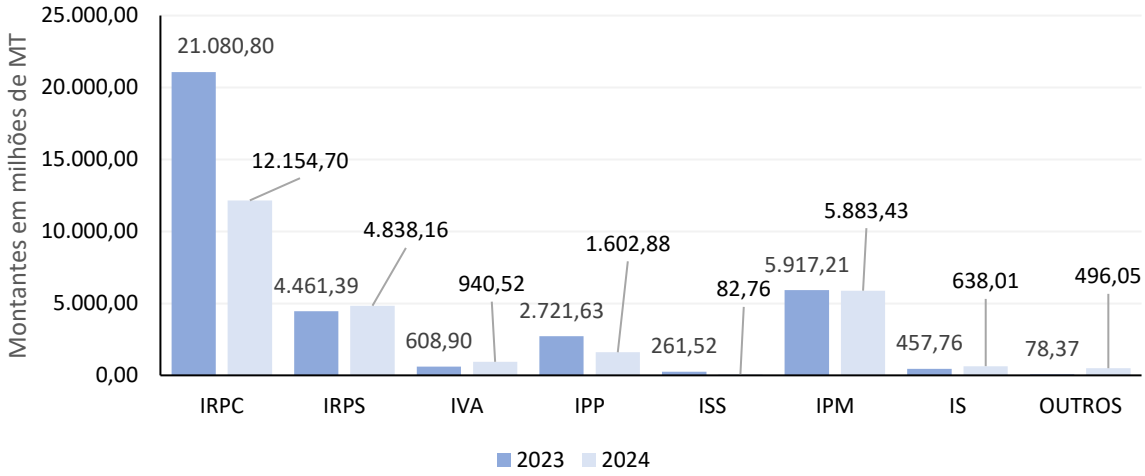


Gráfico 3 – Receitas tributária da indústria extractiva por imposto 2023 e 2024 (Fonte: AT)

A análise da estrutura da receita confirma que o IRPC continua a representar a maior componente da contribuição fiscal da indústria extractiva, seguido dos impostos específicos de produção, reflectindo o perfil económico-financeiro dos projectos em exploração e o respectivo enquadramento fiscal.

5.1.2.2 Outras Receitas

Imposto em espécie

Para além das receitas monetárias, o Estado moçambicano aufere igualmente receitas em espécie no sector dos hidrocarbonetos, decorrentes do imposto sobre a produção, nos termos previstos no Regime Específico de Tributação e de Benefícios Fiscais das Operações Petrolíferas.

No período de reporte de 2023 e 2024, o imposto em espécie materializou-se na entrega de volumes de gás natural ao Estado, os quais foram posteriormente alocados a entidades e projectos específicos, de acordo com os mecanismos de gestão e afectação definidos contratual e regulamentarmente.

Alocação	Quantidade (GJ)	
	2023	2024
ENH	1.835.357,63	2.213.116,60
MGC	1.629.328,00	2.721.103,00
Kuvaninga	2.889.295,70	2.691.983,81
Total alocado	**6.353.981,33**	**7.626.203,41**

Tabela 28 – IPP pago em espécie (Fonte: INP)

Contribuições para o INP

No período de reporte de 2023 e 2024, o INP continuou a arrecadar contribuições financeiras ao abrigo dos CCPP, em conformidade com o disposto nos respectivos instrumentos contratuais e no quadro legal aplicável às operações petrolíferas.

Estas contribuições decorrem, em particular, das cláusulas contratuais relativas aos projectos da Bacia do Rovuma e da Bacia de Moçambique, bem como dos contratos celebrados no âmbito do 5.º Concurso Público, e enquadram-se nas seguintes categorias principais:

- Apoio Institucional;
- Fundo de Projectos Sociais; e
- Fundo de Treinamento e Capacitação Institucional.

A informação detalhada sobre os montantes arrecadados em cada uma destas componentes, bem como a identificação das concessionárias contribuintes, encontra-se apresentada nas tabelas infra, com base nos dados disponibilizados pelo INP para os anos de 2023 e 2024.

Apoio Institucional

Ano	Data	Concessionária	Valor USD	Contravalor (MT)
2023	20/02/2023	Sasol Mozambique PT5-C	500.000	31.620.000
	24/01/2023	ENI Mozambique	1.000.000	63.240.000
	20/02/2023	Total Energies EP	2.000.000	126.480.000
Total 2023			**3.500.000**	**221.340.000**
2024	17/01/2024	ENI Mozambique	1.000.000	63.270.000
	22/08/2024	Sasol Mozambique PT5-C	500.000	31.635.000
	22/08/2024	Buzi Hydrocarbons	150.000	9.490.500
	13/07/2024	Total Energies EP	2.000.000	126.500.000
Total 2024			**3.650.000**	**230.895.500**

Tabela 29 – Contribuição institucional

As verbas arrecadadas no âmbito do Apoio Institucional destinam-se a assegurar o funcionamento regular das entidades públicas directamente envolvidas na promoção, regulação, fiscalização e administração das operações petrolíferas, nomeadamente o INP e o MIREME, conforme previsto nos contratos de concessão aplicáveis.

De acordo com a informação prestada pelo INP, os montantes recebidos durante o período de reporte foram utilizados, essencialmente, para cobrir despesas operacionais e institucionais, incluindo custos associados à supervisão técnica, administrativa e regulatória do sector.

Adicionalmente, o INP esclareceu que este fundo é auditado anualmente pelo Tribunal Adminsitrativo, bem como são realizadas auditorias anuais aos mesmos por um auditor independente seleccionado via concurso público.

Projectos Sociais

No que respeita ao Fundo de Projectos Sociais, as contribuições recebidas em 2023 e 2024 foram afectas à implementação de iniciativas de desenvolvimento social em benefício das comunidades localizadas nas áreas de influência directa das operações petrolíferas.

Estes projectos enquadram-se nos objectivos definidos na Lei dos Petróleos e nos respectivos contratos de concessão, visando mitigar impactos sociais associados às operações e promover melhorias sustentáveis nas condições de vida das populações locais.

A selecção e priorização dos projectos resultam de processos de auscultação comunitária, conduzidos a nível provincial, sendo posteriormente consolidados em planos de desenvolvimento e submetidos ao MIREME para validação. O INP actua como entidade guardiã e gestora financeira destes fundos.

Ano	Data	Concessionária	Valor (USD)	Contravalor (MT)
2023	21/02/2023	Total Energies EP	1.000.000	63.240.000
	15/12/2023	Sasol Mozambique PT5-C	250.000	15.810.000
	26/01/2023	Sasol Mozambique PT5-C	250.000	15.810.000
	24/01/2023	ENI Mozambique	250.000	15.810.000
	30/01/2023	Buzi Hydrocarbons	150.000	9.486.000
	23/01/2023	Buzi Hydrocarbons	150.000	9.486.000
Total 2023			**2.050.000**	**129.642.000**
2024	17/01/2024	ENI Mozambique	250.000	15.810.000
	17/10/2024	Buzi Hydrocarbons	150.000	9.486.000
	28/12/2024	Sasol PTS-C	250.000	15.810.000
	18/10/2024	Total Energies EP	1.000.000	63.240.000
Total 2024			**1.650.000**	**104.346.000**

Tabela 30 – Fundo de Projectos Sociais

De acordo com o INP, tem sido implementado projectos que visam melhorar as condições de vida das populações circunvizinhas e em o benefício das comunidades afectadas pelas Operações Petrolíferas, por forma a fazer face aos impactos sociais advindos do desenvolvimento das operações petrolíferas, e aferir o seu desempenho, como resposta ao estatuído na Lei dos Petróleos e nos demais instrumentos legais.

A implementação dos projectos sociais, resultam do engajamento das comunidades através das reuniões e fóruns comunitários de auscultação comunitária, orientados pelos Governos Provinciais aos diferentes níveis, nas quais procede-se à recolha das necessidades, dificuldades e problemas apontados que posteriormente é sistematizada, priorizada e convertida em carteira de projectos e desenhado o Plano Estratégico de Desenvolvimento Provincial.

Treinamento

As contribuições canalizadas para o Fundo de Treinamento durante os anos de 2023 e 2024 foram utilizadas para financiar programas de formação de curta e longa duração no sector de Petróleo e Gás, incluindo:

- cursos técnicos e especializados;
- seminários e conferências nacionais e internacionais;
- programas de formação avançada no exterior; e
- bolsas de estudo atribuídas a cidadãos moçambicanos.

De acordo com a informação disponibilizada, os beneficiários destes programas são, maioritariamente, funcionários de instituições públicas directamente envolvidas na promoção, regulação, fiscalização e gestão das operações petrolíferas, seleccionados com base em critérios definidos e alinhados com as necessidades institucionais do sector.

Durante o período em análise, a capacitação incidiu sobre áreas como engenharia mecânica, engenharia química, geociências do petróleo, engenharia de reservatórios, negociação de preços de petróleo, engenharia eléctrica e electrónica, entre outras disciplinas relevantes para o desenvolvimento do capital humano nacional no sector de petróleo e gás.

Ano	Data	Concessionária	Valor (USD)	Contravalor (MT)
2023	24/01/2023	ENI Mozambique	500.000	31.620.000
	26/01/2023	Sasol Mozambique PT5-C	250.000	15.810.000
	21/02/2023	Total Energies EP	1.000.000	63.250.000
	06/03/2023	MRV - Mozambique Rovuma Venture SpA	300.000	18.975.000
	09/06/2023	Buzi Hydrocarbons	150.000	9.487.500
	15/12/2023	Sasol Mozambique PT5-C	250.000	15.815.000

Ano	Data	Concessionária	Valor (USD)	Contravalor (MT)
Total 2023			**2.450.000**	**154.957.500**
2024	19/01/2024	ENI Mozambique	500.000	31.635.000
	23/02/2024	MRV - Mozambique Rovuma Venture SpA	300.000	18.981.000
	09/04/2024	Buzi Hydrocarbons	300.000	18.981.000
	11/09/2024	AITEO Americas	250.000	15.817.500
	18/10/2024	Total Energies EP	1.000.000	63.260.000
Total 2024			**2.350.000**	**148.674.500**

Tabela 31 – Fundo de Capacitação Institucional

De acordo com o INP, o este fundo foi usado para financiar cursos de longa e curta duração no sector de Petróleo e Gás, seminários, conferências e treinamentos internacionais, por outro lado este fundo é usado para financiar bolsas de estudo de moçambicanos de diversas regiões e países, como por exemplo 30 bolseiros na Malásia e 10 na Alemanha provenientes de todas as províncias do País. Estes bolseiros são seleccionados via concurso com requisitos definidos para o efeito. Os mesmos estão a formar-se nos seguintes cursos: engenharia mecânica, engenharia química, geociências de petróleo, negociação de preço de petróleo, engenharia de reservatório, engenharia eléctrica e electrónica e engenharia electrotécnica e elétrica. Durante o período em análise, foram formadas 116 funcionários sendo 65 homens e 51 mulheres,

Quanto ao critério de selecção para os formados é pertinente informar que estes são funcionários das instituições públicas que directamente trabalham na promoção, regulação, fiscalização e gestão das operações petrolíferas. Estes funcionários são selecionados de acordo com as necessidades de formação identificadas dentro das instituições, tendo em conta as dinâmicas e as deficiências individuais de cada funcionário do sector de petróleo e gás, que demanda mão de obra qualificada para poder fazer face as suas atribuições.

Dividendos pagos ao Estado

Durante os exercícios de 2023 e 2024, o Estado moçambicano recebeu dividendos resultantes das suas participações sociais em empresas do sector dos hidrocarbonetos, nomeadamente, a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH), a Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH) e a Companhia Moçambicana de Gasoduto (CMG).

Com base na CGE, o montante global de dividendos pagos ao Estado ascendeu a 1.033,50 milhões de Meticais em 2023 e a 2.604,00 milhões de Meticais em 2024, conforme discriminado por proveniência na tabela *infra*.

Montantes em milhões de MT

Proveniência	2023	2024
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos – ENH	577,7	2.200,00
Companhia Moçambicana de Hidrocarbonetos (CMH)	378,6	311,3
Companhia Moçambicana de Gasoduto (CMG)	77,2	92,7
Total	**1.033,50**	**2.604,00**

Tabela 32 – Dividendos pagos ao Estado

5.1.3 Auditoria aos custos recuperáveis

Relativamente às auditorias aos custos recuperáveis, o INP indicou que os procedimentos de fiscalização referentes aos anos de 2023 e 2024 estão em curso. Nesse sentido, os próximos relatórios da ITIE irão divulgar os resultados dessa análise.

5.2 Venda da parcela de produção do Estado ou outras receitas em espécie (Requisito 4.2)

O objectivo deste requisito é assegurar a transparência na venda de recursos de petróleo, gás e/ou minerais ou de outras receitas arrecadadas em espécie, permitindo ao público avaliar se os valores de venda correspondem aos valores de mercado e assegurando a rastreabilidade das receitas provenientes dessas vendas até ao Tesouro Nacional.

a) Quando a venda da parcela de produção do Estado ou outras receitas recebidas em espécie for significativa, exige-se que o Governo, incluindo empresas estatais, divulgue os volumes recebidos e vendidos pelo Estado (ou terceiros designados pelo Estado para vender em seu nome), as receitas auferidas com a venda e as receitas transferidas ao Estado oriundas da venda do petróleo, gás ou minérios. Quando aplicável, essas informações devem incluir pagamentos (em dinheiro ou em espécie) referentes a acordos de *swap* ou empréstimos lastreados por recursos.
   Os dados publicados devem ser desagregados por empresa compradora individual e a níveis compatíveis com o da divulgação de outros pagamentos e fluxos de receita (4.7). Os grupos Comité de Coordenações, mediante consulta com as empresas compradores, devem considerar se as informações divulgadas podem ser desagregadas individualmente por venda, tipo de produto e preço.

   As informações divulgadas poderiam incluir a propriedade do produto vendido e a natureza do contrato (por exemplo, à vista ou a prazo).

b) Os países implementadores, incluindo empresas estatais, são incentivados a divulgar uma descrição dos processos de seleção das empresas compradoras, os critérios técnicos e financeiros usados para a seleção, a lista de empresas compradoras selecionadas, eventuais desvios significativos do marco legal e regulatório aplicável que rege a seleção de empresas compradoras e os acordos de venda associados.
c) Os países implementadores são encorajados a divulgar os acordos de venda celebrados com as empresas compradoras.
d) Empresas que comprem petróleo, gás e recursos minerais do Estado, incluindo de empresas estatais (ou terceiros designados pelo Estado para vender em seu nome), são incentivadas a

divulgar os volumes recebidos do Estado ou empresa estatal e os pagamentos efetuados pela compra de petróleo, gás ou recursos minerais. Isso poderia incluir pagamentos (em dinheiro ou em espécie) relacionados a acordos de *swap* e empréstimos lastreados por recursos.

As informações divulgadas poderiam ser desagregadas individualmente por vendedor, contrato ou venda.

Para cada venda, as informações divulgadas poderiam incluir informações sobre a natureza do contrato (por exemplo, à vista ou a prazo) e porto de carga.

e) Quando houver preocupações em torno da confiabilidade dos dados e quando for viável, o grupo composto pelas várias partes envolvidas deve considerar a possibilidade de realizar esforços adicionais para abordar quais lacunas, inconsistências e irregularidades nas informações divulgadas.

Em conformidade com o disposto no Diploma Ministerial n.º 173/2014, de 10 de Outubro, a ENH é a entidade designada para receber o gás natural entregue pelos produtores a título de IPP pago em espécie, competindo-lhe a respectiva gestão e administração. A definição da alocação dos volumes de gás aos clientes finais é, contudo, da exclusiva competência do Governo.

De acordo com a informação disponibilizada pelo INP, nos exercícios de 2023 e 2024 a produção total de gás natural pelo PPA da Sasol ascendeu a 6.353.911,83 GJ e 7.626.203,41 GJ, respectivamente. Nesta conformidade, os volumes e valores correspondentes ao pagamento do IPP em espécie encontram-se sintetizados na tabela *infra*.

Descrição	Unidades	Quantidade/Valor	
		2023	2024
Total de gás natural produzido	Nm^3	4.943.128.450,43	4.665.821.190,38
Total do gás processado (produção líquida)	GJ	192.523.108,79	182.391.702,17
Total do gás natural exportado para RSA	GJ	159.922.287,21	149.249.434,45
Total do gás natural vendido no mercado nacional	GJ	32.600.821,98	25.516.144,31
Total do gás natural de royalty pago em espécie	GJ	6.353.981,33	7.626.203,41
Total do gás natural de royalty pago em dinheiro	MT	342.392.855,04	174.256.096,26

Tabela 33 – Royalty gás e condensado

O gás natural correspondente ao royalty pago em espécie foi posteriormente alocado pelo Governo aos diferentes beneficiários, conforme ilustrado na tabela seguinte.

Alocação	Quantidade (GJ)	
	2023	2024
ENH	1.835.357,63	2.213.116,60
MGC	1.629.328,00	2.721.103,00
Kuvaninga	2.889.295,70	2.691.983,81
Total alocado	**6.353.981,33**	**7.626.203,41**

Tabela 34 – Alocação do gás royalty

No que respeita aos volumes atribuídos à ENH, esta entidade informou que os mesmos são integralmente destinados ao abastecimento do mercado nacional, nomeadamente ao fornecimento de gás às indústrias e à geração de energia eléctrica.

As modalidades de pagamento são definidas em cada Contrato de Compra e Venda de Gás (Gas Sales Agreement – GSA). No final de cada mês, os clientes emitem à ENH um certificado de consumo, que reflecte as quantidades efectivamente recebidas no ponto de entrega. Com base nesse documento, a ENH procede à emissão da factura correspondente, a qual é submetida ao cliente no prazo máximo de cinco (5) dias, devendo o pagamento integral ocorrer no prazo de vinte (20) dias, por via bancária. O eventual incumprimento pode dar origem à aplicação de juros de mora, nos termos previstos em cada contrato. Refira-se que a carteira de clientes inclui consumidores industriais, comerciais e domésticos.

Relativamente aos critérios de selecção dos compradores, importa sublinhar que a atribuição dos volumes de gás é efectuada pelo Governo. Com base nessa alocação, a ENH assume a responsabilidade pela gestão das operações comerciais, incluindo a definição do preço do gás, das tarifas de transporte e respectivos pressupostos, bem como dos aspectos técnicos associados, designadamente a especificação do gás e os volumes a fornecer em base diária, mensal e anual.

Os instrumentos contratuais celebrados correspondem a contratos de compra e venda de gás, cujos pressupostos são estruturados pela ENH e formalizados com os clientes beneficiários da alocação governamental.

As tabelas seguintes apresentam, de forma detalhada, os volumes consumidos e as receitas auferidas pela ENH, EP, nos anos de 2023 e 2024, no âmbito dos contratos em vigor.

Volumes consumidos

2023

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (GJ)	EDM – Central de Temane (GJ)	Elgas (GJ)	Domésticos / Inhambane	ENH Royalty 1	MGC 3.0 (MGJ)	ENH Royalty 2	Total
jan-23	271.086,85	40.512,06	2.818,05	3.994,14	42.470,00	105.500,00	43.059,00	509.440,10
fev-23	245.599,48	38.700,25	3.904,39	3.952,79	38.360,00	140.700,00	38.892,00	510.108,91
mar-23	262.243,74	30.539,52	2.866,53	4.549,41	81.841,32	168.058,00	43.059,00	593.157,52
abr-23	253.571,10	45.344,82	4.441,41	4.736,64	82.170,00	166.133,00	41.670,00	598.066,97
mai-23	267.999,60	28.637,84	4.343,07	4.984,46	84.909,00	157.500,00	43.059,00	591.432,97
jun-23	262.293,65	28.637,84	4.343,07	4.984,46	75.630,00	157.500,00	48.600,00	581.989,02
jul-23	268.226,32	32.330,51	4.158,49	4.607,30	78.151,00	57.615,00	43.059,00	488.147,62
ago-23	230.967,83	25.220,08	3.714,26	5.912,92	78.151,00	152.400,00	43.059,00	539.425,09
set-23	217.602,84	19.593,24	3.714,26	5.912,92	75.630,00	88.600,00	41.670,00	452.723,26

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (GJ)	EDM – Central de Temane (GJ)	Elgas (GJ)	Domésticos / Inhambane	ENH Royalty 1	MGC 3.0 (MGJ)	ENH Royalty 2	Total
out-23	215.232,57	19.059,38	4.377,82	4.205,17	78.151,00	155.000,00	43.059,00	519.084,94
nov-23	179.156,11	29.108,49	5.265,05	4.269,59	75.630,00	179.156,11	41.670,00	514.255,35
dez-23	215.096,07	23.425,84	3.793,85	5.313,07	78.151,00	154.100,00	43.059,00	522.938,83
Total	**2.889.076,16**	**361.109,87**	**47.740,25**	**57.422,87**	**869.244,32**	**1.682.262,11**	**513.915,00**	**6.420.770,58**

Tabela 35 – Volumes consumidos em 2023

2024

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (GJ)	EDM – Central de Temane (GJ)	Elgas (GJ)	Domésticos / Inhambane	ENH Royalty 1	MGC 3.0 (MGJ)	MGC 1.75 (MGJ)	ENH Royalty 2	Total
jan-24	230.716,45	22.148,78	3.971,97	3.380,70	91.003,00	124.422,00	–	43.059,00	518.701,90
fev-24	209.634,46	17.421,75	4.204,20	4.159,85	95.033,00	111.544,00	–	40.281,00	482.278,26
mar-24	227.503,97	8.187,68	3.543,09	4.735,04	85.202,00	39.364,00	–	43.059,00	410.962,78
abr-24	211.554,64	22.332,90	4.441,41	4.735,75	106.830,00	40.700,00	–	41.670,00	432.264,70
mai-24	241.424,22	24.898,91	4.343,07	4.984,46	110.391,00	164.674,00	–	43.059,00	593.774,66
jun-24	221.157,79	24.898,91	4.343,07	4.984,46	110.391,00	207.679,00	–	33.295,95	606.750,18
jul-24	218.450,42	35.502,26	7.150,06	6.335,52	110.391,00	318.494,00	78.847,00	42.465,66	817.635,92
ago-24	223.003,95	52.324,66	4.019,61	5.885,09	110.391,00	397.341,00	84.316,00	42.465,66	919.746,97
set-24	200.506,34	51.692,31	2.390,31	4.785,35	98.310,00	280.086,00	21.920,00	41.096,00	700.786,31
out-24	236.480,43	46.196,89	3.238,47	5.168,51	101.587,00	291.420,00	43.900,00	42.465,66	770.456,96
nov-24	243.971,07	32.918,05	3.705,22	5.595,11	98.310,00	246.570,00	76.695,00	41.100,00	748.864,45
dez-24	227.580,07	32.696,60	4.122,77	4.997,48	101.587,00	244.418,00	27.560,00	42.470,00	685.431,92
Total	**2.691.983,81**	**371.219,70**	**49.473,25**	**59.115,32**	**1.219.426,00**	**2.466.712,00**	**333.238,00**	**496.486,93**	**7.687.655,01**

Tabela 36 – Volumes consumidos em 2024

Receitas auferidas

2023

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (MZN)	EDM – Central de Temane (MZN)	Elgas (MZN)	Domésticos / Inhambane (MZN)	ENH Royalty 1 (MZN)	MGC 3.0 (MGJ)	ENH Royalty 2 (MZN)	Total (MZN)
jan-23	54.366.112,11	3.542.272,37	726.761,53	1.104.953,45	17.384.196,34	6.157.892,37	10.110.959,37	93.393.147,54
fev-23	49.254.653,49	3.297.877,04	418.441,28	1.103.288,33	15.701.854,76	8.212.468,78	9.132.479,43	87.121.063,11
mar-23	52.592.637,99	2.602.453,19	739.023,70	1.195.696,08	33.500.013,56	9.809.318,25	10.110.959,37	110.550.102,14
abr-23	50.853.351,42	3.864.100,39	1.148.901,37	1.163.622,66	33.634.551,77	2.486.399,64	9.784.799,39	102.935.726,64
mai-23	53.755.299,74	2.440.781,91	1.110.467,41	1.196.758,10	34.761.091,15	2.357.560,80	10.112.526,72	105.734.485,83
jun-23	53.064.342,96	2.440.781,91	1.110.467,41	1.196.758,10	30.962.339,95	2.357.560,80	11.413.843,08	102.546.094,21
jul-23	53.800.775,18	2.755.505,16	1.063.272,68	1.118.291,76	31.994.417,95	862.418,19	10.112.526,72	101.707.207,64

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (MZN)	EDM – Central de Temane (MZN)	Elgas (MZN)	Domésticos / Inhambane (MZN)	ENH Royalty 1 (MZN)	MGC 3.0 (MGJ)	ENH Royalty 2 (MZN)	Total (MZN)
ago-23	46.327.475,60	2.149.488,76	949.688,75	1.293.763,44	31.994.417,95	2.281.220,74	10.112.526,72	95.108.581,96
set-23	43.646.728,90	1.669.917,42	949.688,75	1.293.763,44	30.962.339,95	1.326.221,50	9.786.316,18	89.634.976,14
out-23	43.171.300,68	1.624.416,85	1.119.352,54	1.019.282,09	31.994.417,95	2.320.139,20	10.112.526,72	91.361.436,03
nov-23	35.940.662,02	2.481.283,37	1.346.389,12	1.162.171,04	30.967.138,85	35.940.662,02	9.787.832,96	117.626.139,36
dez-23	43.150.608,45	1.996.879,65	970.214,93	1.241.333,88	31.999.376,79	8.535.992,26	10.114.094,06	98.008.500,02
Total	**579.923.948,54**	**30.865.758,02**	**11.652.669,47**	**14.089.682,37**	**355.856.156,95**	**82.647.854,55**	**120.691.390,72**	**1.195.727.460,62**

Tabela 37 – Receitas auferias em 2023 pela ENH

2024

Mês	EDM – Kuvaninga 3.00 MGJA (MZN)	EDM – Central de Temane (MZN)	Elgas (MZN)	Domésticos / Inhambane (MZN)	ENH Royalty 1 (MZN)	MGC 3.0 (MGJ)	MGC 1.75 (MGJ)	ENH Royalty 2 (MZN)	Total (MZN)
jan-24	46.284.226,37	1.888.019,59	1.015.744,18	1.084.287,34	37.738.542,96	6.985.187,94	—	10.253.023,93	105.249.032,31
fev-24	42.054.950,14	1.485.075,27	1.075.130,59	1.180.228,27	39.409.766,19	6.262.202,86	—	9.591.538,51	101.058.891,83
mar-24	45.639.767,99	697.939,13	906.065,45	1.159.808,48	35.332.893,83	2.209.938,26	—	10.253.023,93	96.199.437,07
abr-24	42.440.159,11	1.903.714,46	1.135.968,87	1.163.429,59	44.301.930,09	609.318,07	—	9.922.281,22	101.476.801,41
mai-24	48.439.826,76	2.122.779,98	1.110.817,15	1.196.758,10	45.785.755,26	2.465.709,91	—	10.254.612,80	111.376.259,96
jun-24	48.439.826,76	2.122.779,98	1.110.817,15	1.196.758,10	45.785.755,26	3.109.635,82	—	9.929.517,06	109.695.090,13
jul-24	43.830.318,68	3.026.778,88	1.828.757,17	1.436.265,58	45.785.755,26	4.768.899,84	21.545.917,30	10.113.307,34	132.336.000,05
ago-24	44.743.947,84	4.460.988,30	1.028.085,66	1.277.070,47	45.785.755,26	4.019.621,00	23.040.389,16	10.113.307,30	134.469.164,99
set-24	40.229.983,45	4.407.076,81	611.365,36	1.186.730,93	40.775.041,44	15.936.463,34	5.989.910,94	9.787.119,25	118.923.691,52
out-24	47.440.543,38	3.937.942,76	828.165,97	1.209.179,76	42.127.681,10	17.233.206,92	11.764.330,08	10.111.740,36	134.652.790,33
nov-24	48.943.247,14	2.806.020,40	947.526,89	1.249.119,33	40.768.723,65	14.589.989,23	20.552.740,21	9.786.555,27	139.643.922,12
dez-24	45.662.109,48	2.787.579,37	1.059.117,07	1.208.332,32	42.134.209,49	14.455.969,95	7.386.678,38	10.114.340,92	124.808.336,98
Total	**544.148.907,10**	**31.646.694,93**	**12.657.561,51**	**14.547.968,27**	**505.731.809,79**	**92.646.143,14**	**90.279.966,07**	**118.230.367,89**	**1.409.889.418,70**

Tabela 38 – Receitas auferias em 2024 pela ENH

Por último, importa referir que, no âmbito do Projecto Coral Sul FLNG e o PSA da Sasol, o IPP é liquidado exclusivamente em numerário. Nestes casos, o operador procede à venda integral da produção e canaliza para o Tesouro do Estado o montante correspondente ao IPP devido.

5.3 Disposições sobre infraestruturas e acordos de permuta (Requisito 4.3)

O objectivo deste requisito é assegurar a compreensão pública das disposições relativas a infra-estruturas e dos acordos de tipo troca, incluindo empréstimos garantidos por recursos naturais, que proporcionem uma parcela significativa dos benefícios do Governo decorrentes de um projecto extractivo, de forma comparável a outros pagamentos efectuados pelas empresas em numerário e às

receitas públicas provenientes dos sectores do petróleo, gás e mineração, permitindo a sua comparação com acordos convencionais.

a. O CC deve avaliar se existem acordos ou conjuntos de acordos que envolvam a prestação de bens e serviços (incluindo empréstimos, donativos e obras de infra-estruturas), em troca total ou parcial de concessões de exploração ou produção de petróleo, gás ou minerais, ou da entrega física desses recursos. Tal inclui a prestação de bens e serviços garantidos por fluxos futuros de receitas provenientes da riqueza em recursos naturais do Estado, que se enquadrem na definição de dívida soberana garantida do Fundo Monetário Internacional. Para o efeito, o CC deve obter uma compreensão integral dos termos dos acordos e contratos relevantes, das partes envolvidas, dos recursos comprometidos pelo Estado, do valor do fluxo de benefícios compensatórios (por exemplo, obras de infra-estruturas) e da materialidade desses acordos em comparação com contratos convencionais.
b. Sempre que o CC conclua que tais acordos são materiais, deve assegurar que os mesmos sejam descritos de forma abrangente ao público e que as divulgações apresentem um nível de detalhe e de desagregação comparável ao aplicado a outros pagamentos e fluxos de receitas.

   Os países implementadores são encorajados a publicar os acordos subjacentes de troca ou de infra-estruturas, incluindo os acordos de empréstimos garantidos por recursos naturais.

c. O CC deve acordar um procedimento para assegurar a qualidade dos dados e a fiabilidade da informação acima referida, em conformidade com o Requisito 4.9.

Com base na informação facultada pelas entidades reguladoras da indústria extractiva, designadamente o INAMI e o INP, no período em análise, não foi celebrado qualquer contrato com estas características.

5.4 Receitas de transporte (Requisito 4.4)

O objectivo deste requisito é assegurar a transparência das receitas do Governo e das empresas públicas decorrentes do transporte e do trânsito de petróleo, gás e minerais, como base para promover uma maior responsabilização nos regimes de transporte de recursos extractivos que envolvam o Estado ou empresas públicas.

a) Sempre que as receitas provenientes do transporte de petróleo, gás e minerais sejam materiais, o Governo e as empresas públicas devem divulgar as receitas recebidas. Os dados publicados devem apresentar um nível de detalhe e de desagregação comparável ao aplicado a outros pagamentos e fluxos de receitas, em conformidade com o Requisito 4.7.
b) Os países implementadores são encorajados a divulgar:
   i. Uma descrição dos regimes de transporte, incluindo o produto transportado, as rotas de transporte e as empresas e entidades governamentais relevantes, incluindo as empresas públicas, envolvidas no transporte.
   ii. As definições dos impostos, tarifas ou outros pagamentos relevantes associados ao transporte, bem como as metodologias utilizadas para o respectivo cálculo.
   iii. A divulgação das tarifas aplicáveis e dos volumes de recursos transportados.

iv. A divulgação das receitas arrecadadas pelas entidades governamentais e pelas empresas públicas relativamente ao transporte de petróleo, gás e minerais.

5.4.1 Área Mineira

No âmbito do presente Relatório, e em conformidade com os requisitos de transparência aplicáveis ao sector mineiro, procede-se à sistematização da informação relativa ao transporte, escoamento e exportação de produtos minerais, com base nos dados disponibilizados pelo INAMI para os anos de 2023 e 2024.

A informação apresentada reflecte os principais corredores logísticos, modalidades de transporte (rodoviário, ferroviário, marítimo e aéreo), bem como os volumes movimentados por tipo de minério e por operador, permitindo uma melhor compreensão das cadeias logísticas associadas à produção mineira em Moçambique.

Para efeitos de clareza e comparabilidade, os dados foram organizados numa tabela sintética, estruturada por minério, empresa e descrição das operações logísticas, mantendo-se, na íntegra, o conteúdo descritivo reportado pela entidade reguladora, sem prejuízo de eventuais limitações decorrentes do âmbito e do nível de detalhe da informação disponibilizada.

Minério	Empresa	Descrição
Carvão	Vulcan Moçambique, SA	A empresa Vulcan Moçambique escoa o carvão a partir de Moatize para Nacala através da linha férrea Moatize – Nacala – Velha, e o processo de manuseio do carvão é feito pela empresa CLN (Corredor Logístico de Nacala). Em 2024, a Mina Carvão Moatize produziu 13.748.684 toneladas de carvão, das quais 6.087.851 toneladas correspondem a carvão metalúrgico e 7.660.833 toneladas a carvão térmico. No mesmo ano, foram transportadas 13.708.704 toneladas de carvão (metalúrgico e térmico) pelo corredor de Nacala (ferrovia), das quais 5.831.784 toneladas correspondem a carvão metalúrgico e 7.876.920 toneladas a carvão térmico.
	Minas de Benga, Lda.	O transporte do carvão ocorre em duas etapas: 1ª etapa: A cargo da empresa LALGY Transportes, Lda., por via rodoviária, da planta de processamento até ao ramal ferroviário (ambas localizadas na Vila de Moatize). 2ª etapa: transporte do ramal ferroviário até ao Porto da Beira é feito por comboios pertencentes à empresa Benga através da Linha de Sena (sob gestão dos CFM) que liga a Vila de Moatize ao Porto da Beira num percurso de 584 km. Em 2024, foram transportadas da planta de processamento até ao ramal ferroviário e ao porto da Beira 1.184.560 toneladas de carvão, sendo 918.973 toneladas de coque e 265.587 toneladas de carvão térmico.

Minério	Empresa	Descrição
Grafite	Twigg Exploration & Mining, Limitada	A empresa Twigg Exploration & Mining, Limitada não procede ao escoamento/transporte de minério, tendo disponibilizado o minério de grafite produzido, à boca da mina, em Balama, à entidade Syrah Global DMCC. Esta, por sua vez, detém contratos de transporte e logística até ao destino final, com a empresa Grindrod Logistics Moçambique, Limitada, para transportar por rodovia a grafite produzida na Mina de Balama até ao Porto de Nacala. Durante o ano de 2024, esta empresa produziu 34.899 toneladas e exportou 55.707 toneladas de grafite.
Areias Pesadas (Ilmenite)	Africa Great Wall Mining Development Company, Lda.	O escoamento de Areias Pesadas a partir do distrito de Chinde, na província da Zambézia, para o Porto de Quelimane ocorre por via marítima a cargo da empresa chinesa Grand Ocean Shipping Holdings (HK) LTD. Em 2024, foram exportadas 256.547,69 toneladas de ilmenite.
Areias Pesadas (Ilmenite e Zircão)	Empresa Tazetta Resources	Em 2024, a Tazetta Resources extraiu Areias Pesadas através de 3 licenças, a saber: 8255C, 8256C e 7150C, das quais a última assumiu o transporte de minério, tendo exportado por via marítima 35.000 toneladas de ilmenite e 5.000 toneladas de zircão.
Areias Pesadas (Ilmenite, Zircão e Rutilo)	Kenmare Moma Mining (Mauritius), Lda.	Os produtos finais de ilmenite, zircão e rutilo são guardados num armazém com uma capacidade de 226.000 toneladas. De seguida, um tapete rolante de recarregamento de 2,4 km de extensão transporta os produtos até ao cais de 400 m de comprimento. O tapete rolante transporta o produto para um carregador de barcaças no terminal do cais, que carrega automaticamente as barcaças de transbordo denominadas Bronagh e Peg. Estas embarcações transportam os produtos para um ponto de transbordo de águas profundas a 10,5 km da costa, onde descarregam automaticamente nos navios dos clientes. Em 2024, foram exportadas 906.334 toneladas de ilmenite, 70.370 toneladas de zircão e 3.699 toneladas de rutilo.
Calcário / Argila	Cimentos de Moçambique, S.A.R.L	O transporte do calcário é feito por via ferroviária pela empresa CFM (Caminhos de Ferro de Moçambique), a partir da Matola, e por via rodoviária pelas empresas JRC, a partir do Dondo, pela empresa LSTAR, e a partir de Nacala por via rodoviária pela empresa VICTAB. O transporte da argila é feito a partir da sua fábrica na Matola, por via rodoviária pela empresa JRC.
Ouro	Mutapa Mining & Processing / MMC Resources	Foram exportados em 2024 cerca de 699,07 kg de ouro através de duas empresas: a Mutapa Mining & Processing, em Manica, e a MMC Resources, em Tete.
Rubi	Montepuez Rubi Mining, Lda.	De acordo com a MRM, o transporte de rubi a partir da mina em Cabo Delgado é feito por via aérea. Foram realizados 3 leilões em 2023 e 3 em 2024, todos a partir de Bangkok, na Tailândia.
Água Mineral	Refrigerantes Vumba, Lda.	A empresa não tem acordos de transporte, apenas transfere via rodoviária aos depósitos de venda em Maputo, Beira, Chimoio, Tete e Nampula. Caso existam transportadores disponíveis, estes devem ter capacidade de transporte de mercadoria que não exceda 30 toneladas.

Tabela 39 – Rotas de transporte dos principais minérios

Informação disponibilizada pelos CFM

Os Caminhos de Ferro de Moçambique (CFM), empresa pública responsável pela gestão do sistema ferroviário e portuário nacional, bem como pela prestação de serviços de transporte de mercadorias e passageiros e de manuseamento de carga, informaram que os acordos celebrados no âmbito da indústria extractiva incidem, essencialmente, sobre as empresas mineradoras JSPL e ICVL. Tais acordos dizem respeito ao acesso e utilização do Terminal de Carvão do Cais 8 (TCC), localizado no Porto da Beira. Não obstante, a empresa também participa no transporte de pedra (brita) e calcário, e presta serviços portuários para o grafite, minério de ferro, pedras semi-preciosas e gás condensado.

O carvão manuseado e transportado tem origem nas minas de Moatize, sendo o seu transporte efectuado ao abrigo do regime contratual de "*take or pay*", nos termos do qual é fixado um volume mínimo contratado a ser transportado, ficando eventuais diferenças por incumprimento a cargo da parte responsável. As tarifas de acesso à linha ferroviária (*access fee*) estão sujeitas a revisão sempre que se verifiquem alterações relevantes nas condições objectivas de mercado, designadamente flutuações nos preços internacionais do carvão, custos de combustíveis e outros factores económicos. No que respeita ao manuseamento portuário, este é tarifado com base numa taxa aplicada por tonelada métrica efectivamente manuseada.

As toneladas líquidas de minérios e receitas obtidas pelos CFM são detalhados nas tabelas abaixo:

Ferrovia	Toneladas líquidas 2023	Toneladas líquidas 2024
Sul	19.358	23.026
Centro	1.944.719	2.142.205
Total Geral	**1.964.077**	**2.165.231**

Tabela 40 – Quantidades transportadas na ferrovia pelos CFM

Porto Exportação	Toneladas métricas 2023	Toneladas métricas 2024
Porto da Matola	22.770	23.710
Porto da Beira - Terminal de Carvão Cais 8	2.510.336	2.692.792
Porto de Nacala	68.330	74.649
Porto de Pemba	40.347	10.081
Total	**2.641.782,78**	**2.801.231,87**

Tabela 41 – Quantidades manuseadas no porto pelos CFM

Receita Total (Ferrovia + Porto)		
Descrição	Receita Total (MT) - 2023	Total (MT) - 2024
Norte	105.130.536,1	79.505.799,9
Centro	3.604.181.068,4	4.636.265.899,0

Sul	25.098.899,3	26.408.632,7
TOTAL (Ferrovia + Porto)	**3.734.410.503,77**	**4.742.180.331,53**

Tabela 42 – Receita dos CFM relativa a ferrovia e porto

De acordo com a informação constante da Conta Geral do Estado, no período de reporte de 2023 e 2024, o Estado arrecadou receitas provenientes das concessões atribuídas ao Corredor Logístico Integrado de Nacala (CLIN)[30] e à Companhia do Desenvolvimento do Norte (CDN) [31].

Em 2023, estas receitas totalizaram 916,5 milhões de Meticais, sendo 426,2 milhões de Meticais relativos ao CLIN e 490,3 milhões de Meticais à CDN. Já em 2024, o montante global arrecadado ascendeu a 571,1 milhões de Meticais, correspondendo a 167,1 milhões de Meticais do CLIN e 404,0 milhões de Meticais da CDN.

Valores em milhões de meticais

Concessão	2023	2024
Corredor Logístico Integrado de Nacala (CLIN)	426,2	167,1
Companhia do Desenvolvimento do Norte (CDN)	490,3	404,0
Total	**916,5**	**571,1**

Tabela 43 – Receitas das concessões

5.4.2 Área de hidrocarbonetos

De acordo com o INP, as principais rotas de transporte de hidrocarbonetos e entidades envolvidas são indicadas na tabela abaixo:

Rotas de transporte de hidrocarbonetos	Descrição dos acordos	Produto	Empresa estatal envolvida	Capacidade de transporte (PJ)
Gasoduto MSP	Gasoduto Moçambique Secunda (MSP), operado pela ROMPCO no âmbito do Contrato de Gasoduto, que visa a ROMPCO financiar, construir, ser proprietária e operar o sistema de gasoduto de acordo com o Plano de Desenvolvimento do Gasoduto e condições estabelecidas no contrato,	Gás natural	CMG	212

[30] Trata-se do projecto de linha férrea ligando Moatize à Nacala, passando por Malawi incluindo a terminal de carvão em Nacala-a-velha. Neste projecto o CFM, aparece em parceria com a Vale, formando a sociedade CLN (de tipo PPP Participação Público-privada) que é a concessionária dos novos trechos deste corredor logístico.

[31] CDN tem como objectivo a gestão, reabilitação e exploração comercial de forma integrada das infraestruturas do Porto de Nacala e da rede ferroviária do norte de Moçambique sobre forma de concessão.

Rotas de transporte de hidrocarbonetos	Descrição dos acordos	Produto	Empresa estatal envolvida	Capacidade de transporte (PJ)
	bem como realizar o transporte de gás natural e actividades conexas relativamente ao Sistema de Gasoduto.			
Gasoduto Ressano Garcia – Matola	Gasoduto Ressano Garcia – Matola, operado pela Matola Gas Company (MGC), no âmbito do Contrato de Concessão de Gasoduto, que visa a MGC financiar, construir, ser proprietária e operar o sistema de gasoduto de acordo com o Plano de Desenvolvimento do Gasoduto e condições estabelecidas no contrato a partir de Ressano Garcia à Matola, bem como comprar volumes de gás de royalty do governo conforme nos termos e condições do contrato.	Gás natural	ENH	22

Tabela 44 – Rotas de transporte de hidrocarbonetos

Gasoduto Moçambique Secunda (MSP)

A ROMPCO, detentora do Gasoduto de transmissão Moçambique-Secunda pipeline (MSP) firmou acordos de transporte de gás com as empresas tomadoras de gás (vide a tabela abaixo), para o transporte de gás de Temane e entrega na região sul de Moçambique e na África do Sul.

2023

Empresas	Quantidade a transportar (PJ/a)	Quantidade transportada (PJ/a)
ROMPCO-CTRG	11	10,32
ROMPCO-ENH	2	1,98
ROMPCO -MGC	8	7,27
ROMPCO-ENH Kogas	6	5,95
ROMPCO-ENH (Royalty gas do PPA)	9	7,63
ROMPCO-Sasol Gas (GSA1-PPA)	120	122,55
ROMPCO-Sasol Gas (GSA2-PPA)	27	26,70
ROMPCO-Sasol Gas (GSA4-PSA)	13	11,54

Tabela 45 – Acordos de Transporte da ROMPCO no ano de 2023 (Fonte: INP)

2024

Empresas	Quantidade a transportar (PJ/a)	Quantidade transportada (PJ/a)
ROMPCO-CTRG	11	11,11
ROMPCO-ENH	2	2,02

Empresas	Quantidade a transportar (PJ/a)	Quantidade transportada (PJ/a)
ROMPCO -MGC	8	7,13
ROMPCO-ENH Kogas	6	5,97
ROMPCO-ENH (Royalty gas do PPA)	9	6,35
ROMPCO-Sasol Gas (GSA1-PPA)	120	132,84
ROMPCO-Sasol Gas (GSA2-PPA)	27	25,08

Tabela 46 – Acordos de Transporte da ROMPCO no ano de 2024 (Fonte: INP)

Importa salientar que os contratos celebrados entre a ROMPCO e a Sasol Gas têm por objecto exclusivo o transporte de gás natural destinado ao mercado sul-africano. Em contraste, os restantes contratos firmados pela ROMPCO, conforme evidenciado na tabela precedente, destinam-se ao transporte de gás natural para o mercado nacional.

Não obstante, no âmbito da autorização concedida pelo MIREME, a ENH encontra-se habilitada a transportar um volume de até 2 MGJ, tanto para abastecimento do mercado moçambicano como para o mercado sul-africano. Acresce que, para além do gás movimentado ao abrigo dos contratos acima referidos, é igualmente transportado através do gasoduto da ROMPCO o gás natural correspondente ao royalty pago em espécie, afecto aos projectos da Kuvaninga e da Matola Gas Company.

Gasoduto de transmissão Ressano Garcia – Matola

De acordo com a informação disponibilizada pelo INP, a MGC, enquanto titular do gasoduto de transmissão, celebrou contratos de transporte de gás natural com as entidades tomadoras de gás, assegurando o fornecimento a partir de Temane, com entrega no ponto de toma de Ressano Garcia, bem como o abastecimento das zonas industriais da Matola, Machava e Beluluane.

5.5 Transacções relacionadas a empresas estatais (Requisito 4.5)

O objectivo deste requisito é assegurar a rastreabilidade dos pagamentos e das transferências que envolvam empresas públicas, bem como reforçar a compreensão pública sobre se as receitas devidas ao Estado são efectivamente transferidas para o Estado e sobre o nível de apoio financeiro prestado pelo Estado às empresas públicas.

a) O CC deve assegurar que o processo de reporte aborde de forma abrangente o papel das empresas públicas, incluindo a divulgação completa e fiável dos pagamentos materiais efectuados pelas empresas às empresas públicas, das transferências realizadas pelas empresas públicas para entidades governamentais e das transferências efectuadas pelo Governo para as empresas públicas.

O enquadramento institucional e o papel das empresas estatais encontram-se descritos no Requisito 2.6. No período de reporte de 2023 e 2024, registaram-se transferências de dividendos para o Estado, cuja distribuição e valores são apresentados no quadro infra.

Montantes em milhões de MT

Proveniência	2023	2024
Empresa Nacional de Hidrocarbonetos – ENH	577,7	2.200,00
Companhia Moçambicana e Hidrocarbonetos (CMH)	378,6	311,3
Companhia Moçambicana de Gasoduto (CMG)	77,2	92,7
Total	**1.033,50**	**2.604,00**

Tabela 47 – Dividendos pagos ao Estado

Adicionalmente, a CGE de 2023 e 2024 referem que o Governo fixou o montante máximo de 32.600 milhões de Meticais e 32.000 milhões de Meticais, respectivamente, para emissão de garantias a favor do Sector Empresarial do Estado. Entretanto, nos períodos em análise não foram emitidas quaisquer Garantias e Avales para o sector empresarial do Estado da indústria extractiva.

5.6 Pagamentos subnacionais (Requisito 4.6)

O objectivo deste requisito é permitir que as partes interessadas compreendam os benefícios que revertem a favor dos governos locais, através da transparência dos pagamentos directos efectuados pelas empresas a entidades subnacionais, bem como reforçar a fiscalização pública da gestão, por parte dos governos subnacionais, das receitas extractivas por si geradas.

a) O CC deve determinar se os pagamentos directos (no âmbito dos fluxos de benefícios acordados, efectuados pelas empresas a entidades governamentais subnacionais) são materiais. Sempre que tais pagamentos sejam considerados materiais, o CC deve assegurar a divulgação dos pagamentos efectuados pelas empresas às entidades governamentais subnacionais, bem como do respectivo recebimento. O CC deve igualmente acordar um procedimento para assegurar a qualidade dos dados e a fiabilidade da informação relativa aos pagamentos subnacionais, em conformidade com o Requisito 4.9. Da análise feita ao *EITI Guidance*, extrai-se da rúbrica *Guidance on subnational payments* que os pagamentos subnacionais se referem àqueles que as entidades efectuam directamente para os Governos distritais, as autarquias e aos líderes comunitários.

O Requisito 4.6 do Padrão ITIE tem como finalidade reforçar a transparência e a responsabilização pública relativamente aos benefícios que revertem para os governos subnacionais, mediante a

divulgação dos pagamentos directos efectuados pelas empresas extractivas a entidades governamentais locais, incluindo governos distritais, autarquias e autoridades comunitárias.

No âmbito do presente Relatório, importa referir que o exercício de reporte foi definido, nos respectivos Termos de Referência, como um exercício de divulgação unilateral de informação por parte das entidades governamentais, não contemplando a recolha directa de dados junto das empresas titulares de direitos mineiros e petrolíferos.

Neste contexto, não foi possível obter informação sistematizada relativa à existência, materialidade ou realização de pagamentos subnacionais, uma vez que tal informação não foi reportada pelas entidades governamentais competentes no período em análise. Adicionalmente, importa salientar que, em relatórios ITIE anteriores, a divulgação de pagamentos subnacionais resultou essencialmente de informação prestada directamente pelas empresas extractivas, no âmbito de exercícios de reconciliação ou de reporte bilateral, metodologia que não foi aplicada no presente ciclo de reporte.

Em consequência, o presente Relatório não apresenta dados sobre pagamentos directos efectuados pelas empresas a entidades subnacionais, nem sobre o respectivo recebimento por estas entidades, não sendo igualmente possível proceder a uma avaliação da sua materialidade, nos termos do Requisito 4.6(a) do Padrão ITIE 2023.

Não obstante, o Comité de Coordenação da ITIE Moçambique reconhece a relevância deste requisito para a compreensão dos impactos locais da indústria extractiva e para o reforço da fiscalização pública ao nível descentralizado, recomendando-se que, em futuros ciclos de reporte, seja ponderada a inclusão de mecanismos específicos que permitam a recolha, validação e divulgação de informação relativa a pagamentos subnacionais, em articulação com as empresas extractivas e as entidades governamentais locais competentes.

6. ALOCAÇÕES DE RECEITAS (REQUISITO 5)

Alocações de receitas (Requisito 5)

6

Visão Geral: A ITIE exige divulgações de informações relacionadas a alocações de receita, permitindo às partes interessadas compreender como as receitas são registadas no orçamento nacional e, se aplicável, nos orçamentos subnacionais, bem como acompanhar os gastos sociais das empresas. Os Requisitos da ITIE relacionados a alocações de receitas incluem: (5.1) distribuição de receitas; (5.2) transferências subnacionais; e (5.3) gestão de receitas e gastos.

6.1 Distribuição das receitas da Indústria Extractiva (Requisito 5.1)

O objectivo deste requisito é assegurar a rastreabilidade das receitas extractivas até ao Orçamento do Estado, bem como garantir o mesmo nível de transparência e responsabilização relativamente às receitas extractivas que não sejam registadas no orçamento nacional.

a) Os países implementadores devem divulgar uma descrição da forma como as receitas provenientes das indústrias extractivas são distribuídas.
b) Os países implementadores devem indicar quais as receitas das indústrias extractivas, quer em numerário quer em espécie, que são registadas no orçamento nacional. Sempre que determinadas receitas não sejam registadas no orçamento nacional, deve ser explicada a afectação e o valor de cada tipo de receita, devendo ser disponibilizadas ligações para os relatórios financeiros relevantes, quando aplicável (por exemplo, fundos soberanos e de desenvolvimento, governos subnacionais, empresas públicas e outras entidades extra-orçamentais).
c) O CC é encorajado a fazer referência aos sistemas nacionais de classificação das receitas e a normas internacionais, tais como o Manual de Estatísticas de Finanças Públicas (GFS) do Fundo Monetário Internacional.

De acordo com a informação disponibilizada pelo Centro de Desenvolvimento de Sistemas de Informação de Finanças (CEDSIF)[32], o Sistema de Administração Financeira do Estado (SISTAFE) constitui o quadro estruturante da gestão das finanças públicas em Moçambique, estabelecendo princípios, regras e procedimentos integrados aplicáveis à planificação, orçamentação, execução, controlo, monitoria e avaliação da utilização dos recursos públicos.

Actualmente, o SISTAFE encontra-se regulado pela Lei n.º 14/2020, de 23 de Dezembro, que reforçou o seu alcance institucional e operacional, em particular no contexto do processo de descentralização administrativa e financeira, passando o sistema a aplicar-se igualmente às autarquias locais, governos provinciais e secretarias de Estado. Entre as principais inovações introduzidas destaca-se a criação do Subsistema de Planificação e Orçamentação (SPO), em substituição do anterior subsistema do

[32] https://www.cedsif.gov.mz/cedsifportal/?page_id=159 – acedido em 16 de Janeiro de 2026

Orçamento do Estado, com o objectivo de estruturar de forma integrada o ciclo de planificação e de definição das prioridades orçamentais.

Nos termos da Lei n.º 14/2020, o SISTAFE passa a integrar seis subsistemas, designadamente: (i) Planificação e Orçamentação; (ii) Contabilidade Pública; (iii) Tesouro Público; (iv) Património do Estado; (v) Monitoria e Avaliação; e (vi) Auditoria Interna. O diploma consagra ainda um regime específico de infracções financeiras, fraudes e sanções, estabelecendo mecanismos de responsabilização aplicáveis aos Funcionários e Agentes do Estado pelo incumprimento das normas e procedimentos legalmente previstos.

Princípios e objectivos do SISTAFE

Nos termos do artigo 5 da Lei n.º 14/2020, o SISTAFE rege-se por princípios fundamentais, entre os quais se destacam a legalidade, a regularidade financeira, a economicidade, a eficiência, a eficácia, a segregação de funções, a transparência, a boa-fé, a responsabilidade e a coordenação e articulação da administração pública.

Por sua vez, o artigo 4 do mesmo diploma estabelece como objectivos centrais do SISTAFE: (i) harmonizar as regras e procedimentos de gestão das finanças públicas; (ii) assegurar a produção de informação fiável e atempada sobre o orçamento e o património do Estado; (iii) implementar sistemas contabilísticos e de controlo adequados à avaliação do desempenho da actividade financeira pública; e (iv) garantir a adopção de normas de controlo interno e de auditoria interna alinhadas com padrões internacionalmente aceites.

Alocação e gestão das receitas públicas

Nos termos do artigo 26 da Lei n.º 14/2020, constituem receitas públicas todos os recursos monetários ou em espécie colocados à disposição do Estado, independentemente da sua origem ou natureza, com excepção das situações em que o Estado actua como mero depositário temporário. A criação, cobrança e inscrição das receitas no Orçamento do Estado estão subordinadas ao princípio da legalidade e à sua prévia previsão no orçamento aprovado.

Os procedimentos aplicáveis à previsão, cobrança, contabilização e recolha das receitas próprias e consignadas encontram-se definidos em diplomas e circulares do Ministério da Economia e Finanças, designadamente a Circular n.º 01/GAB-MF/2010, de 6 de Maio, cujas disposições continuam a ser observadas na execução orçamental, em articulação com os módulos do e-SISTAFE.

As receitas tributárias geradas pela indústria extractiva seguem, em regra, o circuito normal de arrecadação e inscrição no Orçamento do Estado, com excepção do imposto sobre a produção de petróleo pago em espécie, cujo tratamento específico é abordado noutra secção do presente Relatório.

O Ministério da Economia e Finanças divulga anualmente a CGE, documento que reflecte a execução orçamental e financeira do exercício anterior, incluindo o desempenho da arrecadação das receitas públicas.

Consignação de receitas no sector extractivo

A Lei do SISTAFE consagra, como princípio geral, a não consignação das receitas públicas, admitindo, contudo, excepções legalmente previstas. No sector extractivo, constitui uma dessas excepções a consignação de 10% das receitas do IPM e do ISS ao INAMI, nos termos do Decreto n.º 7/2013, de 7 de Abril, cujos efeitos foram mantidos após a extinção do Instituto Geológico-Mineiro e a transferência das suas atribuições para o INAMI.

De acordo com a informação disponibilizada pelo INAMI, nos exercícios de 2023 e 2024 foram consignadas receitas num montante global de 787.649.203,43 MT e 1.177.406.076,04 MT, respectivamente, , provenientes de taxas, ISS e IPM, conforme sistematizado na tabela respectiva.

Montantes em MT

Tipo de receita	2023	2024
Taxas	50.830.873,67	52.461.427,36
Imposto sobre a superfície	34.484.431,72	12.458.231,28
Imposto sobre a produção mineira	702.333.898,04	1.112.486.417,40
Total	**787.649.203,43**	**1.177.406.076,04**

Tabela 48 – Receitas consignadas ao INAMI em 2023 e 2024

6.2 Transferências subnacionais (Requisito 5.2)

O objectivo deste requisito é permitir que as partes interessadas a nível local avaliem se a transferência e a gestão das transferências subnacionais de receitas extractivas estão em conformidade com os direitos legalmente estabelecidos.

a) Quando as transferências entre entidades governamentais nacionais e subnacionais estiverem relacionadas a receitas geradas pelas indústrias extractivas e forem impostas pela constituição nacional, lei ou outro mecanismo nacional de compartilhamento de receitas, exige-se que o Comité de Coordenação garanta que as transferências relevantes sejam divulgadas. Os países implementadores devem divulgar a fórmula de compartilhamento de receitas, se houver, assim como qualquer discrepância entre o montante da transferência calculado de acordo com a fórmula de compartilhamento de receitas e o montante efetivo transferido entre o Governo

central e cada entidade subnacional relevante. O grupo Comité de Coordenação é incentivado a acordar um procedimento para avaliar a qualidade dos dados e a garantia das informações sobre transferências subnacionais, em conformidade com o Requisito 4.9. Quando houver obstáculos constitucionais ou barreiras práticas significativas à participação de entidades governamentais subnacionais, o grupo Comité de Coordenação poderá buscar a implementação adaptada, de acordo com o Artigo 1 dos procedimentos do Comité Diretor da ITIE para a supervisão da implementação da ITIE.

b) O grupo Comité de Coordenação é incentivado a garantir que qualquer transferência relevante discricionária ou *ad hoc* também seja divulgada e a acordar um procedimento para avaliar a qualidade dos dados e a garantia das informações sobre essas transferências, em conformidade com o Requisito 4.9.

c) O Comité de Coordenação também pode desejar relatar como são geridas as receitas do sector extractivo destinadas a programas ou investimentos específicos no nível subnacional, bem como os desembolsos efetivamente realizados.

A legislação mineira e petrolífera estabelece que uma parcela das receitas fiscais geradas pelas actividades de exploração de recursos minerais e hidrocarbonetos deve ser destinada à promoção do desenvolvimento das comunidades localizadas nas áreas de implantação dos respectivos projectos. Esta afectação é operacionalizada através do OE, no qual é definido, anualmente, o montante a alocar, em função das prioridades de política pública de cada exercício económico.

Historicamente, os critérios orientadores para a implementação de projectos financiados por receitas provenientes da exploração mineira e petrolífera encontravam-se previstos na Circular n.º 1/MPD-MF/2013, a qual estabelecia que os recursos deveriam ser canalizados para projectos prioritários, definidos em articulação com os Conselhos Consultivos de Localidade, as Direcções Provinciais de Plano e Finanças e os Serviços Distritais competentes. Nos termos dessa Circular, a gestão e correcta aplicação dos fundos alocados cabia às Secretarias Distritais, incidindo, designadamente, sobre as seguintes áreas: educação, saúde, agricultura e silvicultura comunitária.

Em consonância com este enquadramento, o OE para 2023, aprovado pela Lei n.º 29/2022 de 30 de Dezembro, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2023, define no seu artigo 6, a percentagem de 2.75% do IPM e IPP para os programas destinados ao desenvolvimento das comunidades das áreas onde se localizam os respectivos empreendimentos, nos termos do artigo 20 da Lei n.º 20/2014, Lei de Minas e o artigo 48 da Lei n.º 21/2014, Lei de Petróleos, ambas de 18 de Agosto. A CGE de 2023 indica que a totalidade da dotação orçamental prevista para este fim foi executada.

Entretanto, em 2022, as Leis de Minas e dos Petróleos foram objecto de revisão, passando a consagrar que 10% das receitas fiscais arrecadadas com o IPM e IPP devem ser destinadas ao desenvolvimento

das províncias, distritos e comunidades locais onde se localizam os empreendimentos extractivos, remetendo para regulamentação específica a definição dos critérios de alocação e gestão desses recursos.

Nesse contexto, foi aprovado o Decreto n.º 40/2023, de 7 de Julho, que veio estabelecer o regime aplicável à alocação, gestão e aplicação da percentagem referida, clarificando os mecanismos institucionais, os níveis territoriais beneficiários e os princípios de governação associados à utilização dessas receitas.

Com a entrada em vigor deste diploma, no exercício de 2024 procedeu-se, pela primeira vez, à alocação efectiva de 10% das receitas do Imposto sobre a Produção Mineira e Petrolífera, em conformidade com o disposto no artigo 5 do Decreto n.º 40/2023, materializando, assim, o novo quadro legal de repartição de benefícios a favor das províncias, distritos e comunidades directamente afectadas pelas actividades extractivas.

Em anexo 6 são apresentados os valores alocados nos anos de 2023 e 2024.

6.3 Informação adicional sobre a gestão das receitas e as despesas (Requisito 5.3)

O objectivo deste requisito é reforçar a fiscalização pública da gestão das receitas extractivas, da utilização dessas receitas para o financiamento de despesas públicas específicas e dos pressupostos subjacentes ao processo orçamental, incluindo considerações relacionadas com a sustentabilidade das receitas.

a) Os países implementadores são encorajados a divulgar informação adicional sobre a gestão das receitas e as despesas, incluindo:
   i. Uma descrição das receitas extractivas afectas a programas específicos, incluindo programas relacionados com a igualdade de género, ou a regiões geográficas determinadas. Esta informação deve incluir uma descrição dos mecanismos destinados a assegurar a responsabilização e a eficiência na utilização dessas receitas.
   ii. Uma descrição dos processos orçamentais e de auditoria do país, bem como ligações para a informação publicamente disponível sobre o orçamento, as despesas públicas e os relatórios de auditoria.
   iii. Informação atempada que reforce a compreensão pública e o debate em torno de questões relacionadas com a sustentabilidade das receitas e a dependência de recursos naturais. Tal poderá incluir os pressupostos subjacentes aos anos futuros do ciclo orçamental e a proporção das receitas fiscais futuras que se prevê provenham do sector extractivo.

b) Os países implementadores devem divulgar quaisquer previsões relativas a receitas futuras provenientes do sector extractivo, sempre que existam, incluindo os pressupostos subjacentes aos níveis de produção projectados, aos custos projectados dos projectos e aos preços

projectados das commodities. O Governo é encorajado a explicar de que forma as considerações relativas à transição energética e aos riscos climáticos foram tidas em conta na elaboração das previsões de receitas.

c) Sempre que solicitado pelo CC, as empresas de petróleo, gás e mineração são encorajadas a divulgar os níveis de produção projectados dos projectos, bem como os calendários estimados relacionados com a recuperação de custos.

O Requisito 5.3 do Padrão ITIE 2023 tem como objectivo reforçar a fiscalização pública da gestão das receitas provenientes do sector extractivo, da sua afectação ao financiamento de despesas públicas e dos pressupostos subjacentes ao processo orçamental, incluindo considerações relacionadas com a sustentabilidade das receitas e a dependência de recursos naturais.

No caso de Moçambique, a relevância deste requisito tornou-se particularmente acentuada com o início da geração de receitas do projecto Coral Sul FLNG, no âmbito da Área 4 da Bacia do Rovuma, bem como com a adopção de um quadro jurídico específico para a gestão das receitas provenientes do gás natural liquefeito. Com efeito, a gestão destas receitas deixou de se colocar apenas no plano da arrecadação fiscal, passando a exigir uma análise mais ampla sobre os mecanismos de afectação, estabilização, poupança intergeracional, transparência e sustentabilidade fiscal.

6.3.1 Gestão das receitas do gás natural e enquadramento do Fundo Soberano de Moçambique

Neste contexto, importa destacar a criação do FSM, enquanto instrumento central da arquitectura de gestão das receitas do gás. Conforme informação constante do presente Relatório e do Cenário Fiscal de Médio Prazo 2025–2027[33], a Lei do Fundo Soberano estabelece que as receitas do Estado provenientes dos projectos de GNL sejam depositadas numa conta transitória em moeda estrangeira, sendo subsequentemente repartidas entre o Orçamento do Estado e o Fundo Soberano, de acordo com a fórmula legalmente definida. O CFMP indica expressamente que, até 2038, 60% das receitas projectadas do GNL deverão ser canalizadas para o Orçamento do Estado, revertendo o remanescente para o FSM, com o objectivo de apoiar simultaneamente o financiamento do desenvolvimento, a estabilização orçamental e a poupança para as gerações futuras.

[33] https://www.mef.gov.mz/index.php/publicacoes/politicas/cenario-fiscal-de-medio-prazo-cfmp/2182-cenario-fiscal-de-medio-prazo-2025-2027/file

A informação analisada permite concluir que o Estado moçambicano já dispõe, pelo menos ao nível normativo e de planeamento macrofiscal, de um mecanismo formal de gestão das receitas do gás. Com base no enquadramento apresentado, o FSM prossegue três finalidades essenciais: (i) apoiar o desenvolvimento económico e social do país; (ii) acumular poupanças para as gerações futuras; e (iii) contribuir para a estabilização do Orçamento do Estado. O próprio CFMP refere ainda que o mecanismo visa reduzir a transmissão directa da volatilidade das receitas do GNL para a despesa pública anual, mediante a utilização de uma projecção suavizada das receitas como base para a afectação orçamental.

Todavia, para efeitos do Requisito 5.3, não basta a mera existência do quadro legal. É igualmente necessário avaliar, na medida do possível, em que termos esse quadro está a ser implementado na prática. Neste sentido, considerando que o FSM foi aprovado em 2023, regulamentado em 2024 e entrou na sua fase de funcionamento efectivo em 2025, próximos relatórios da ITIE devem procurar apreciar, com base na informação disponível, os seguintes aspectos:

- se as receitas do GNL estão efectivamente a ser canalizadas através dos mecanismos e contas previstos na legislação aplicável;
- se a repartição entre Orçamento do Estado e FSM está a observar os critérios legais de afectação;
- se os órgãos, procedimentos e instrumentos de governação do FSM se encontram operacionalizados;
- se existe informação pública suficiente sobre as transferências efectuadas, a sua base de cálculo, a sua aplicação orçamental e a parcela retida para poupança ou investimento;
- e se os mecanismos de prestação de contas, reporte e supervisão associados ao FSM já permitem um nível adequado de escrutínio público.

6.3.2 Projecções de receitas extractivas: curto, médio e longo prazo

Outro elemento central do Requisito 5.3 prende-se com a divulgação de previsões de receitas futuras provenientes do sector extractivo, sempre que existam, bem como dos respectivos pressupostos.

A este respeito, o presente Relatório identifica informação relevante no CFMP 2025–2027, que incorpora projecções de receitas provenientes da exploração do gás natural da Área 4 da Bacia do Rovuma, com destaque para o projecto Coral Sul e, em perspectiva, para a entrada em produção do Coral Norte.

As projecções constantes do CFMP assentam, entre outros, em pressupostos relativos aos volumes de produção e exportação de GNL e condensado, preços internacionais das *commodities*, taxa de câmbio, parâmetros fiscais aplicáveis (incluindo IPP e mecanismos de partilha de produção), limites de recuperação de custos e factor R, bem como nos calendários previstos de desenvolvimento dos projectos.

Pressupostos das Receitas do Gás – Área 4	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	Real	Real	<< Projecção CFMP >>			
Exportação de GNL Coral (mmBtu)	9.233.040	138.886.490	160.957.599	160.957.599	160.957.599	196.725.955
Exportação de Condensado da Coral (bbl)	200.203	1.237.572	1.153.800	1.153.800	1.153.800	1.410.200
Preço do Petróleo (USD/bbl)	86,17	82,49	74,12	78,11	77,88	73,32
Preço efectivo de Condensado (USD/bbl)	69,18	72,39	64,48	67,96	67,79	63,79
Preço efectivo de GNL (USD/mmBtu)	9,92	8,73	7,61	8,02	8	7,53
Taxa de Câmbio	63,9	63,3	63,9	63,9	63,9	63,9
Taxa do IPP	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Limite Recuperação de Custos	75%	75%	75%	75%	75%	75%
Factor R (R<1)	15%	15%	15%	15%	15%	15%

Tabela 49 – Pressupostos das receitas do Gás-Área 4

Com vista a reforçar a transparência e a compreensibilidade da informação, apresentam-se de seguida as principais projecções de receitas do Estado provenientes do GNL, conforme constantes do CFMP 2025–2027:

Previsão da Receita do GNL – Área 4	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Média CFMP
	Real	Real	<< Projecção CFMP >>				
Receitas do Estado (milhões USD)	**0,7**	**73,4**	**74,5**	**78,5**	**78,3**	**90,1**	**82,3**
Bónus de Produção	-	2	-	-	-	-	-
IPP	0,7	25,8	26,7	28,2	28,1	32,3	29,5
Petróleo Lucro	-	45,6	47,7	50,3	50,2	57,7	52,7
Receitas do Estado (milhões MZN)	**51,0**	**4.688,2**	**4.754,2**	**5.016,2**	**5.003,4**	**5.751,0**	**5.256,8**
Bónus de Produção	-	127,8	-	-	-	-	-
IPP	51,0	1.647,7	1.706,1	1.802,0	1.795,6	2.064,0	1.887,2
Petróleo Lucro	-	2.912,8	3.048,0	3.214,2	3.207,8	3.687,0	3.369,7
Receitas do Estado (% PIB)	**0,00%**	**0,35%**	**0,31%**	**0,25%**	**0,21%**	**0,21%**	**0,22%**
Bónus de Produção	-	0,01%	-	-	-	-	-
IPP	0,004%	0,12%	0,11%	0,09%	0,08%	0,08%	0,08%
Petróleo Lucro	-	0,22%	0,20%	0,16%	0,13%	0,13%	0,15%

Tabela 50 – Previsão da Receita do Estado provenientes do GNL

Com base na informação constante do CFMP, verifica-se que as receitas do Estado provenientes do GNL deverão atingir níveis crescentes no período em análise, sendo compostas essencialmente por IPP e Petróleo Lucro, com afectação parcial ao Orçamento do Estado nos termos da Lei do FSM.

Importa ainda referir que, para efeitos do enquadramento orçamental, apenas a parcela das receitas legalmente transferível ao Orçamento do Estado é considerada no quadro fiscal anual, em conformidade com o regime de afectação estabelecido para o FSM.

Neste plano, constata-se que Moçambique já dispõe de um nível inicial de divulgação de projecções de curto e médio prazo das receitas do gás, o que constitui um desenvolvimento positivo para efeitos do Requisito 5.3(b), sendo reforçado pela inclusão de informação quantitativa em instrumentos oficiais como o CFMP.

Contudo, subsistem limitações relevantes:

- A informação projectiva permanece concentrada no segmento do gás natural, não existindo ainda uma apresentação consolidada para o conjunto do sector extractivo;
- Não são apresentadas, de forma sistemática, análises de sensibilidade ou cenários alternativos;

6.3.3 Sustentabilidade das receitas, dependência do sector e riscos

O Requisito 5.3 visa igualmente reforçar o debate público sobre a sustentabilidade das receitas extractivas e a dependência de recursos naturais. Neste domínio, a experiência moçambicana demonstra que, embora o gás natural represente um potencial relevante de geração de receitas, a sua contribuição efectiva para as finanças públicas permanece condicionada por múltiplos factores, incluindo: a estrutura contratual e fiscal dos projectos, os limites de recuperação de custos, a evolução dos preços internacionais, os ritmos de produção, a estabilidade operacional dos projectos e a conjuntura energética global.

O próprio CFMP reconhece que as receitas efectivamente arrecadadas poderão divergir das previsões, devido à volatilidade dos preços do petróleo e do gás e à incerteza associada ao comportamento futuro do mercado. Reconhece igualmente que a parcela considerada no quadro fiscal reflecte apenas a componente orçamental legalmente mobilizável, nos termos do regime do Fundo Soberano.

7. GASTOS SOCIAIS E AMBIENTAIS DAS EMPRESAS EXTRACTIVAS

(REQUISITO 6)

Gastos sociais e ambientais das empresas extractivas (Requisito 6)

7 **Visão Geral:** A ITIE incentiva a divulgação de informações relacionadas à gestão de receitas e gastos, ajudando as partes interessadas a avaliar se o sector extractivo está gerando os impactos e resultados sociais, económicos e ambientais desejáveis. Os requisitos da ITIE relacionados a alocações de receitas incluem: (6.1) gastos sociais e ambientais das empresas; (6.2) gastos parafiscais de empresas estatais; (6.3) visão geral da contribuição das indústrias extractivas para a economia; e (6.4) impacto ambiental das actividades extractivas.

7.1 Gastos sociais e ambientais das empresas extractivas (Requisito 6.1)

O objectivo deste requisito é permitir a compreensão pública das contribuições sociais e ambientais das empresas extractivas e fornecer uma base para a avaliação do cumprimento, por parte dessas empresas, das suas obrigações legais e contratuais em matéria de despesas sociais e ambientais.

a) Nos casos em que as empresas sejam obrigadas a realizar gastos sociais significativos por força da lei ou do contrato com o Governo que rege os investimentos extractivos, os países implementadores devem divulgar essas transações. Quando esses benefícios forem oferecidos em espécie, exige-se que os países implementadores divulguem a natureza e o valor estimado da transação em espécie. Se o beneficiário do gasto social obrigatório for um terceiro, ou seja, não for um órgão governamental, exige-se que o nome e a função do beneficiário sejam divulgados. Se a conciliação não for viável, os países devem fornecer divulgações unilaterais das empresas e/ou do Governo sobre essas transações.

b) Nos casos em que as empresas sejam obrigadas a efetuar pagamentos significativos ao Governo relacionados ao meio ambiente em virtude de uma lei, regulação ou contrato que rege os investimentos extractivos, tais pagamentos devem ser divulgados.

   Sempre que os pagamentos ambientais sejam impostos por contrato, os países implementadores devem divulgar os respectivos contratos.

c) Exige-se que o CC acorde um procedimento para avaliar a qualidade dos dados e a garantia das informações sobre gastos sociais e ambientais, em conformidade com o Requisito 4.9.

   O CC é encorajado a incluir nesse procedimento uma avaliação sobre se as obrigações legais ou contratuais relativas a despesas e pagamentos sociais e ambientais são efectivamente cumpridas na prática.

d) Quando concordar que os gastos e transferências sociais e ambientais discricionários são significativos, o grupo Comité de Coordenação é incentivado a desenvolver um processo de

divulgação de informações que ofereça o mesmo nível de transparência que o exigido para os demais pagamentos e fluxos de receita.

O CC é igualmente encorajado a acordar um procedimento para assegurar a qualidade dos dados e a fiabilidade da informação acima referida, em conformidade com o Requisito 4.9.

7.1.1 Despesas sociais obrigatórias

Área mineira

No sector mineiro, as alíneas c), e), f) e h) do n.º 2 do artigo 8 da Lei de Minas determinam que os contratos mineiros devem conter disposições relativas, entre outras, a:

- emprego local e planos de formação técnico-profissional;
- acções de responsabilidade social a serem implementadas pelo titular do título mineiro;
- memorandos de entendimento entre o Governo, as empresas e as comunidades locais; e
- mecanismos de envolvimento e de benefício das comunidades localizadas nas áreas de implantação dos projectos mineiros.

Não obstante este enquadramento legal, importa esclarecer que o presente Relatório foi elaborado com base num modelo de divulgação unilateral de informação por parte do Governo, não tendo sido efectuada, no âmbito do seu processo de elaboração, a recolha directa de dados junto das empresas titulares de direitos mineiros.

Em resultado desta limitação de âmbito, o Relatório não apresenta informação relativa às despesas sociais obrigatórias, a qual, em ciclos anteriores de reporte, era normalmente disponibilizada pelas próprias empresas no contexto do exercício de recolha e reconciliação de dados.

Acresce que a ausência de divulgação desta informação por parte do regulador do sector mineiro pode indiciar limitações nos mecanismos de monitoria e acompanhamento do cumprimento das obrigações legais das empresas em matéria de despesas sociais obrigatórias, nomeadamente no que respeita à implementação efectiva das acções de responsabilidade social previstas nos contratos mineiros.

Recomenda-se, assim, que o Comité de Coordenação avalie, em futuros ciclos de reporte, a pertinência de reintegrar este tipo de informação no âmbito do Relatório, bem como a definição de mecanismos

institucionais que permitam aferir, de forma sistemática e transparente, o cumprimento das obrigações legais das empresas relativamente às despesas sociais obrigatórias.

Área de hidrocarbonetos

No sector de hidrocarbonetos, a obrigação de realização de gastos sociais, quer em espécie quer em numerário, encontra-se prevista no quadro jurídico aplicável às operações petrolíferas, visando complementar as acções do Estado na promoção do bem-estar social e do desenvolvimento das áreas e comunidades onde decorrem as operações, em salvaguarda do interesse nacional.

Este enquadramento legal resulta, designadamente, do disposto no artigo 48 da Lei n.º 21/2014, de 18 de Agosto (Lei dos Petróleos), nos n.os 1 do artigo 2 e 1 e 2 do artigo 52 do Decreto n.º 34/2015, de 31 de Dezembro (Regulamento das Operações Petrolíferas), bem como do artigo 16.6 da Resolução n.º 25/2016, de 3 de Outubro, que aprova o Modelo de Contrato de Concessão de Pesquisa e Produção, integrando-se igualmente nos termos contratuais acordados entre o Governo de Moçambique e as concessionárias.

No período em análise, foram efectuadas contribuições sociais no âmbito das operações petrolíferas, conforme descrito na secção 5.1.2.2.

Relativamente às entidades beneficiárias, aos programas específicos apoiados e às regiões geográficas abrangidas, a tabela seguinte apresenta a síntese dos projectos sociais implementados.

Designação do Projecto	Localização	Objectivos	Entidade Beneficiária	Custo Total (MT)
Electrificação das Localidades do país	Posto Administrativo de Campo, Distrito de Mopeia, Província da Zambézia	Extensão e reforço da rede eléctrica, no âmbito da iniciativa Presidencial (Acesso universal à electricidade até 2030 em Moçambique)	FUNAE	44.000.000,00
Construção de Sistema de Abastecimento de Água	Bairro Chudi, Vila de Mueda, Província de Cabo Delgado	Expansão da rede de abastecimento de água à população	Município da Vila Sede de Mueda	8.452.530,00
Construção do Centro de Formação Profissional	Distrito de Muidumbe, Província de Cabo Delgado	Melhoramento e expansão das condições de Ensino Técnico Profissional no país	Ministério da Educação e Cultura	67.151.586,20
Apetrechamento do Centro de Formação Profissional	Distrito de Muidumbe, Província de Cabo Delgado	Apetrechamento e melhoramento das condições de Ensino Técnico Profissional no país	Ministério da Educação e Cultura	30.000.000,00

Tabela 51 – Projectos sociais realizados em 2023 e 2024 (Fonte: INP)

7.1.2 Despesas sociais discricionárias

As despesas sociais discricionárias correspondem a contribuições efectuadas voluntariamente pelas empresas extractivas, para além das obrigações legais ou contratuais, no âmbito das suas políticas de responsabilidade social empresarial, podendo assumir a forma de apoio financeiro, fornecimento de bens ou prestação de serviços a comunidades, instituições públicas ou organizações da sociedade civil.

Não obstante a relevância desta informação para a compreensão do impacto social das actividades extractivas, importa esclarecer que o presente Relatório foi elaborado com base num modelo de divulgação unilateral de dados por parte do Governo. Neste contexto, e à semelhança do verificado noutras secções do Relatório, não foi realizada a recolha directa de informação junto das empresas do sector mineiro e de hidrocarbonetos.

Em resultado desta limitação de âmbito, o Relatório não apresenta informação relativa às despesas sociais discricionárias realizadas pelas empresas durante o período de reporte, informação essa que, em ciclos anteriores de reporte da ITIE Moçambique, era normalmente disponibilizada pelas próprias empresas no âmbito do exercício de recolha e reconciliação de dados.

Sem prejuízo do exposto, importa referir que a implementação de acções de responsabilidade social empresarial no sector extractivo encontra enquadramento na Política de Responsabilidade Social Empresarial para a Indústria Extractiva de Recursos Minerais, aprovada pela Resolução n.º 21/2014, de 16 de Maio, a qual estabelece princípios orientadores destinados a assegurar que estas iniciativas contribuam para a redução da pobreza, a promoção do desenvolvimento sustentável e o alinhamento com os planos e programas de desenvolvimento nacional e local.

Entre os princípios consagrados neste instrumento destacam-se, designadamente, a legalidade, transparência e responsabilização; a consulta e participação das comunidades potencialmente afectadas; a integração e complementaridade com os programas de desenvolvimento socioeconómico; e a responsabilidade ambiental, associada à partilha de benefícios com as comunidades impactadas pelas operações extractivas.

7.2 Gastos parafiscais (Requisito. 6.2)

Quando a participação estatal nas indústrias extractivas gerar pagamentos de receitas significativos, os países implementadores devem incluir divulgações das empresas estatais sobre seus gastos parafiscais. Exige-se que o grupo Comité de Coordenação desenvolva um processo de divulgação de informações que ofereça o mesmo nível de transparência que o exigido para outros fluxos de pagamentos e receitas e deve incluir subsidiárias estatais e *joint ventures*.

Gastos parafiscais incluem acordos por meio dos quais empresas estatais assumem gastos sociais públicos como pagamentos por serviços sociais, infraestrutura pública, subsídios a combustíveis,

serviço da dívida pública etc., fora do processo orçamentário nacional. Os países implementadores e grupos Comité de Coordenaçãos podem desejar levar em conta a definição de gastos parafiscais adotada pelo FMI ao determinar se um gasto é considerado parafiscal.

Os gastos parafiscais ou extra-orçamentais podem ter um impacto significativo na economia local e nacional, e na posição orçamental do país. Em muitos países, as empresas estatais realizam despesas parafiscais em nome do Estado, tais como pagamentos de serviços sociais, infraestruturas públicas, subsídios de combustível e serviço da dívida nacional, que não são registados no Orçamento do Estado.

Os gastos parafiscais efectuados pelas empresas estatais caracterizam-se por estarem expostos a maiores riscos de fraude, a falta de auditoria, e/ou efectuadas com prejuízo ou abaixo da taxa de lucro habitual. Os gastos parafiscais são frequentemente considerados menos aconselháveis em comparação com as despesas fiscais reportadas no orçamento do Estado, que normalmente tem supervisão parlamentar.

Neste sentido, este requisito, aplicável às empresas estatais, exige que se desenvolva um processo de divulgação de informação que ofereça o mesmo nível de transparência que o exigido para outros fluxos de pagamentos e receitas e deve incluir as subsidiárias das empresas estatais e *joint ventures*.

De acordo com o Estudo sobre as Empresas do Sector Empresarial do Estado (SEE) realizado no âmbito da ITIE Moçambique, que abrange os Requisitos 2.6, 4.2, 4.5 e 6.2 do Padrão ITIE, a análise das Demonstrações Financeiras das empresas do SEE que operam na indústria extractiva não evidenciou a existência de gastos parafiscais.

Adicionalmente, da apreciação da Lei n.º 3/2018, de 19 de Junho, que estabelece os princípios e regras aplicáveis ao sector empresarial do Estado, bem como do respectivo Regulamento aprovado pelo Decreto n.º 10/2019, de 26 de Fevereiro, não resulta qualquer disposição que imponha às empresas estatais a realização de despesas em nome ou por conta do Governo.

Não obstante, importa assinalar que, à luz da definição de gastos parafiscais anteriormente apresentada, o Administrador Independente considera que este tipo de despesas pode, em determinados contextos, ser confundido com despesas sociais discricionárias realizadas por empresas públicas, o que reforça a necessidade de uma clara distinção conceptual e de reporte entre ambas as categorias.

7.3 Contribuição da indústria extractiva para a economia (Requisito 6.3)

O objectivo deste requisito é assegurar a compreensão pública do contributo das indústrias extractivas para a economia nacional e do grau de dependência da economia em relação aos recursos naturais.

a) Os países implementadores devem divulgar informação sobre o contributo das indústrias extractivas para a economia no exercício fiscal abrangido pela implementação da ITIE. Esta informação deve incluir, sempre que disponível:
   i. A dimensão das indústrias extractivas em termos absolutos e enquanto percentagem do Produto Interno Bruto (PIB), bem como uma estimativa da actividade do sector informal, incluindo, entre outros, a mineração artesanal e de pequena escala.
   ii. O total das receitas públicas geradas pelas indústrias extractivas (incluindo impostos, royalties, bónus, taxas e outros pagamentos), em termos absolutos e enquanto percentagem do total das receitas públicas.
   iii. As exportações provenientes das indústrias extractivas, em termos absolutos e enquanto percentagem do total das exportações.
   iv. O emprego nos sectores público e privado das indústrias extractivas, em termos absolutos e enquanto percentagem do emprego total. A informação deve ser desagregada por género e por nível ocupacional, sempre que disponível, e adicionalmente desagregada por empresa e por projecto, bem como entre trabalhadores nacionais e estrangeiros.
   As empresas são encorajadas a divulgar informação sobre a disparidade salarial entre géneros.
   v. As principais regiões ou áreas onde a produção se encontra concentrada.

7.3.1 Tamanho da Indústria Extractiva

Com base nos dados do INE[34], no ano de 2023, o nível de actividade económica, mensurada pelo PIB real (ano base 2019), aumentou em cerca de 5,5% face ao ano anterior. Em 2024, o crescimento económico desacelerou para 2,1% em termos anuais.

34 https://www.ine.gov.mz/documents/20119/255473/PIB_Optica_Produ%C3%A7%C3%A3o.29.05.2024.xlsx/6576deed-bb75-47c9-08fb-43e28c9411f0?version=1.1&t=1719230535346&download=true – acedido em 30 de Janeiro de 2026

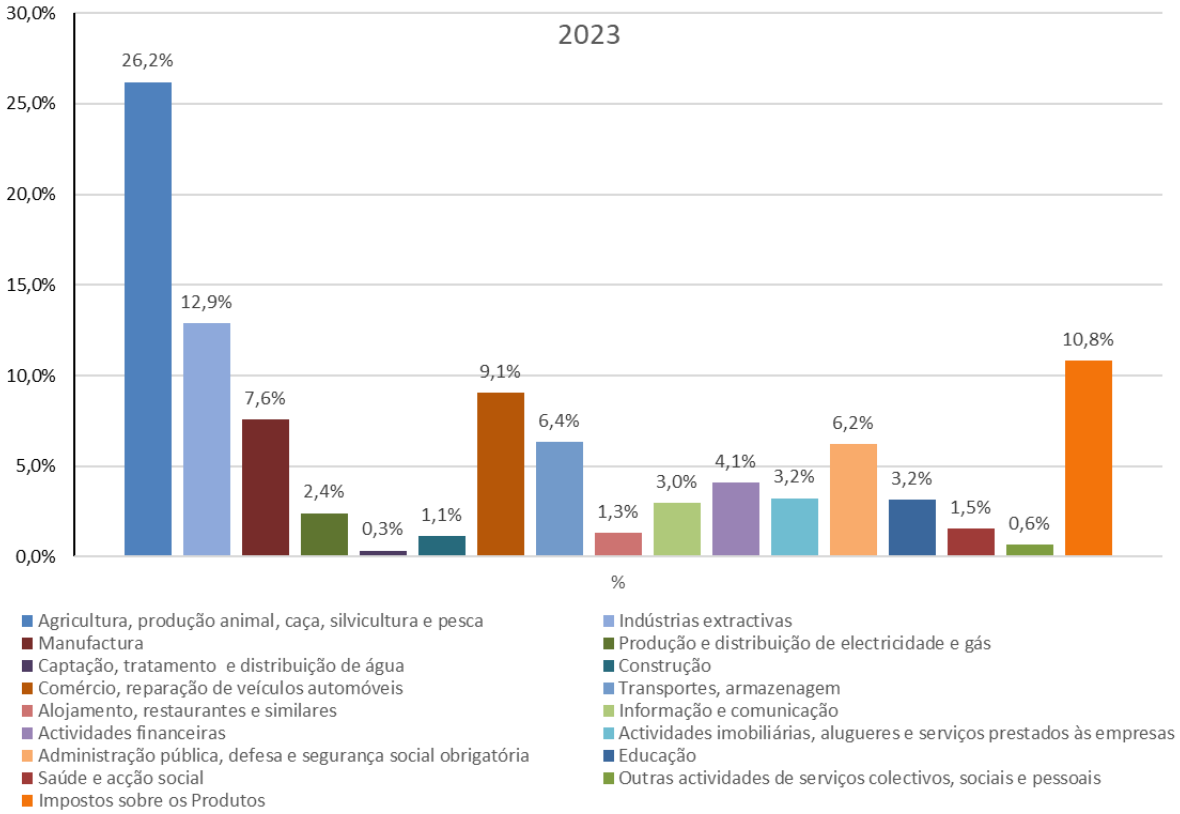


Gráfico 4 – Variação percentual de Volume por sector de actividade 2023 (Fonte: INE)

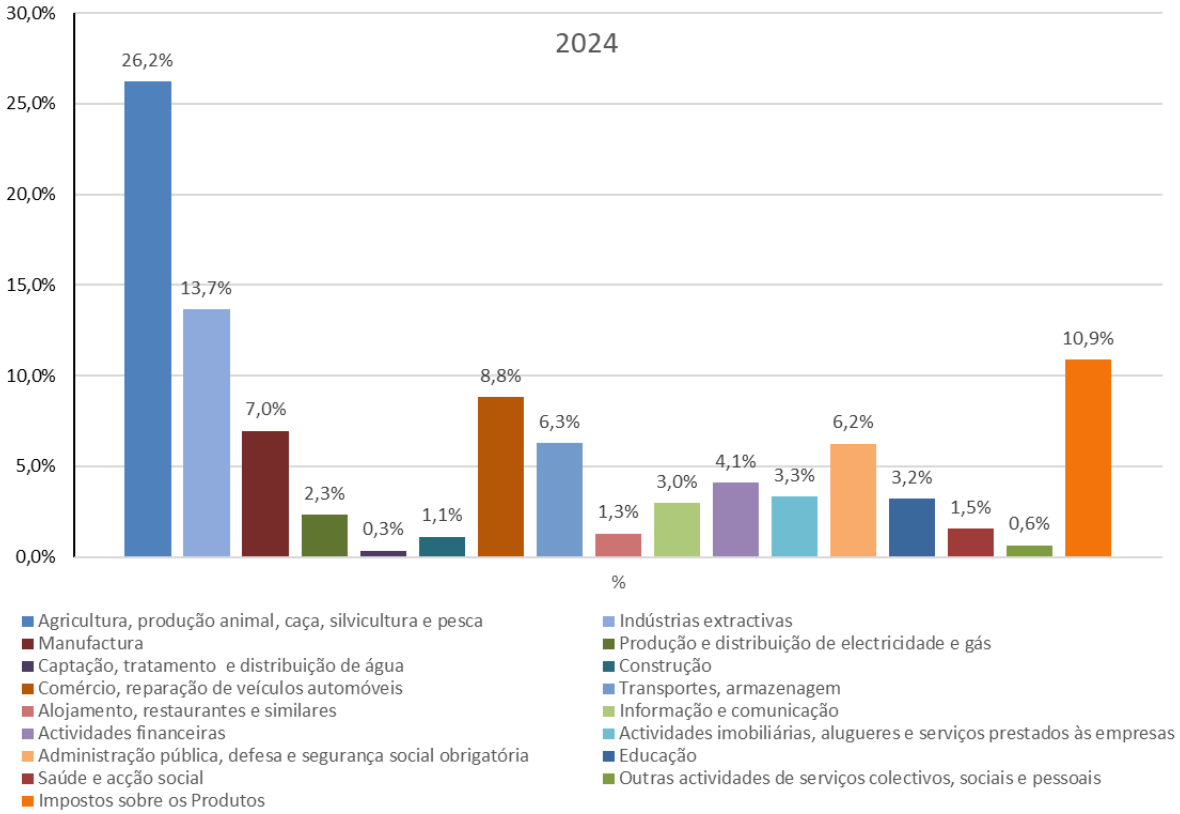


Gráfico 5 – Variação percentual de Volume por sector de actividade 2024 (Fonte: INE)

Em termos de composição sectorial do PIB, a estrutura manteve-se relativamente estável entre 2023 e 2024. O sector da Agricultura, produção animal, caça, silvicultura e pesca continuou a assumir a maior contribuição para o PIB, representando 26,2% em ambos os anos. Seguiu-se o sector das Indústrias extractivas, cuja contribuição aumentou de 12,9% em 2023 para 13,7% em 2024, reforçando o seu peso relativo na economia nacional.

Os Impostos sobre os Produtos mantiveram igualmente uma contribuição significativa, passando de 10,8% em 2023 para 10,9% em 2024. O Comércio e reparação de veículos automóveis apresentou uma ligeira redução do seu peso relativo, de 9,1% para 8,8%, enquanto a Manufactura registou uma diminuição da sua participação de 7,6% em 2023 para 7,0% em 2024.

Outros sectores relevantes, como os Transportes e armazenagem, a Administração pública, defesa e segurança social obrigatória, as Actividades financeiras e a Educação, mantiveram contribuições relativamente estáveis no período, reflectindo uma evolução moderada e consistente da actividade económica nesses ramos.

Relativamente à indústria extractiva, ao longo dos últimos anos a contribuição da indústria extractiva para PIB tem se mantido estável, tendo assinalado uma contribuição máxima no ano de 2024, na ordem dos 13,7%. No ano de 2023 a contribuição foi de 12,9%.

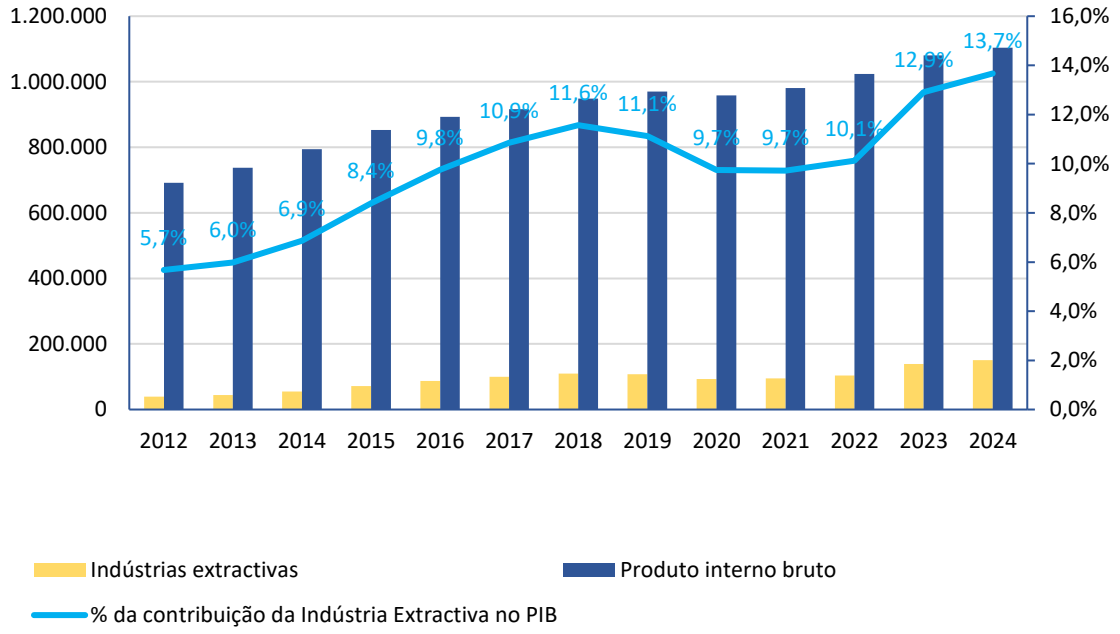


Gráfico 6 – Contribuição da Indústria Extractiva no PIB (Fonte: INE)

Mineração artesanal

Em 2021, o MIREME, através do INAMI, em parceria com o Instituto Nacional de Estatística (Instituto Nacional de Estatística), conduziu o Censo de Mineradores Artesanais de Moçambique (CEMAM)[35], constituindo o primeiro exercício censitário desta natureza realizado no país.

O Censo permitiu identificar 2.162 focos de mineração artesanal, dos quais 1.577 se encontravam activos e 585 inactivos. As províncias da Zambézia, Tete e Manica concentraram o maior número de focos activos, evidenciando uma forte incidência da mineração artesanal nestas regiões.

Província	Situação do foco		Total
	Activo	Inactivo	
Niassa	78	23	101
Cabo Delgado	93	36	129
Nampula	207	49	256
Zambézia	310	68	378
Tete	239	103	342
Manica	228	110	338
Sofala	94	33	127
Inhambane	129	67	196
Gaza	157	61	218
Maputo	42	35	77
Total	**1.577**	**585**	**2.162**

Tabela 52 – Distribuição de focos de mineração artesanal, por situação, segundo Província

Relativamente ao tipo de mineral explorado, verificou-se que cerca de 31% dos focos activos se dedicam à extracção de ouro, seguindo-se a pedra de construção, com aproximadamente 24%. A extracção de argila e areia também apresenta expressão relevante, enquanto a exploração de tantalite e carvão mineral ocorre de forma residual e localizada. Destaca-se que a Província da Zambézia é a única com focos activos de extracção de tantalite, enquanto Tete é a única com extracção artesanal de carvão mineral.

Mineral extraído	Focos activos	
	%	N
Ouro	30,6	483
Pedras Preciosas e Semi-Preciosas	9,3	147
Tantalite	0,9	14
Argila	18,8	297
Pedra de Construção	24,2	382

[35] https://www.ine.gov.mz/documents/d/guest/censo-de-mineradores-artesanais-de-mocambique-outubro-2022?download=true – acedido em 30 de Janeiro de 2026

Mineral extraído	Focos activos	
	%	N
Areia	15,6	246
Carvão mineral	0,5	8
Total	**100**	**1.577**

Tabela 53 – Distribuição percentual de focos activos, segundo mineral extraído

No plano geográfico da extracção de ouro, sobressaem as províncias de Tete, Manica e Nampula, que concentram o maior número de focos activos associados a este mineral, reforçando a sua importância no contexto da mineração artesanal nacional.

Província	Mineral extraído							Total
	Ouro	Pedras Preciosas e Semi-Preciosas	Tantalite	Argila	Pedra de Construção	Areia	Carvão mineral	
Niassa	51	2	-	9	11	5	-	78
Cabo Delgado	51	14	-	1	15	12	-	93
Nampula	59	38	-	1	68	41	-	207
Zambézia	39	62	14	32	91	72	-	310
Tete	155	15	-	24	18	19	8	239
Manica	114	16	-	21	43	34	-	228
Sofala	14	-	-	38	27	15	-	94
Inhambane	-	-	-	21	91	17	-	129
Gaza	-	-	-	122	11	24	-	157
Maputo	-	-	-	28	7	7	-	42
Total	**483**	**147**	**14**	**297**	**382**	**246**	**8**	**1.577**

Tabela 54 – Distribuição de focos activos de mineração artesanal, por tipo de mineral extraído e segundo Província

O Censo identificou ainda 229.680 operadores mineiros, dos quais 88,3% são do sexo masculino. A actividade caracteriza-se por uma forte participação de jovens e adultos em idade activa, sendo predominantes os homens entre os 15 e 34 anos e entre os 35 e 64 anos. No que respeita ao trabalho infantil, foram registadas 5.080 crianças, com idades entre 5 e 14 anos, correspondendo a 2,2% do total de operadores, o que evidencia a persistência de desafios sociais relevantes no sector.

Para além dos operadores de nacionalidade moçambicana, o CEMAM identificou 21.494 operadores estrangeiros, representando cerca de 9% do total, sendo igualmente maioritária a participação masculina, tanto entre nacionais como entre estrangeiros.

Quanto ao nível de escolaridade, a maioria dos operadores apresenta escolaridade primária (cerca de 60%), seguindo-se um grupo significativo sem qualquer nível de escolaridade concluído. As

percentagens de operadores com ensino básico, médio e superior são relativamente reduzidas, sendo consistente a predominância masculina em todos os níveis de instrução.

Do ponto de vista territorial, as províncias de Cabo Delgado, Tete, Manica e Nampula concentram as maiores percentagens de operadores mineiros artesanais. Em todas as províncias, mais de 65% dos operadores identificados são homens, confirmando o carácter marcadamente masculino da actividade mineira artesanal em Moçambique.

Características seleccionadas	Sexo		Total	N
	Homens	Mulheres		
Grupo de idades				
5 - 14	82,5	17,5	100	5.080
15 - 34	91,3	8,7	100	156.638
35 - 64	82,2	17,8	100	66.164
65+	67,2	32,8	100	1.798
Área de residência				
Urbana	74,3	25,7	100	34.376
Rural	90,8	9,2	100	195.304
Província				
Niassa	98,9	1,1	100	21.322
Cabo Delgado	97,4	2,6	100	40.477
Nampula	97,9	2,1	100	33.977
Zambézia	71,5	28,5	100	24.787
Tete	87,5	12,5	100	35.947
Manica	85,6	14,4	100	35.523
Sofala	83,8	16,2	100	7.817
Inhambane	65,3	34,7	100	17.860
Gaza	82,9	17,1	100	3.912
Maputo	98,5	1,5	100	8.058
Nacionalidade				
Moçambicana	87,4	12,6	100	208.169
Estrangeira	96,6	3,4	100	21.494
Desconhecida	-	-	-	17
Nível de escolaridade				
Nenhum	76,5	23,5	100	57.017
Primário	91,8	8,2	100	137.787
Básico	92,5	7,5	100	24.784
Médio	97,1	2,9	100	9.885
Superior	100	0	100	140
Não sabe	100	0	100	67

Tabela 55 – Distribuição percentual de operadores mineiros por sexo, segundo características seleccionadas

Ademais, o INAMI indicou que até o ano de 2024, foram formalizadas 66 cooperativas mineiras em todo o país, dos quais 36 dedicam-se a extracção de ouro, 16 na extracção de Gemas, 4 extraem argila, 3 extraem calcário, 4 extraem pedra de construção, e 3 extraem areia para construção;

O país conta com 80 Associações de mineradores artesanais. Dos quais, 35 dedicam-se a extracção de ouro, 15 extraem gemas, 19 ocupam-se na extracção de argila, 10 extraem pedra de construção e 1 exerce actividades na área na extracção de calcário.

O controlo de produção dos mineradores artesanais está incluso na matriz geral de produção por minerais. Estes dados são fornecidos pelas associações e cooperativas mineiras às Delegações Provinciais, que por sua vez, procedem à sua verificação, compilação e envio, de forma consolidada, ao NAMI, para fins de análise, monitoria e tomada de decisão.

7.3.2 Total de receitas do Governo

Vide ponto 5.3.

C) Exportações

Os dados de exportação dos produtos mineiros e hidrocarbonetos no período de reporte são apresentados na secção 4.3 - Exportação.

Com relação à contribuição percentual das exportações da indústria extractiva para o total das exportações do país, os dados do Banco de Moçambique apontam para a percentagem de 50% nos anos de 2023 e 2024, conforme detalhado abaixo.

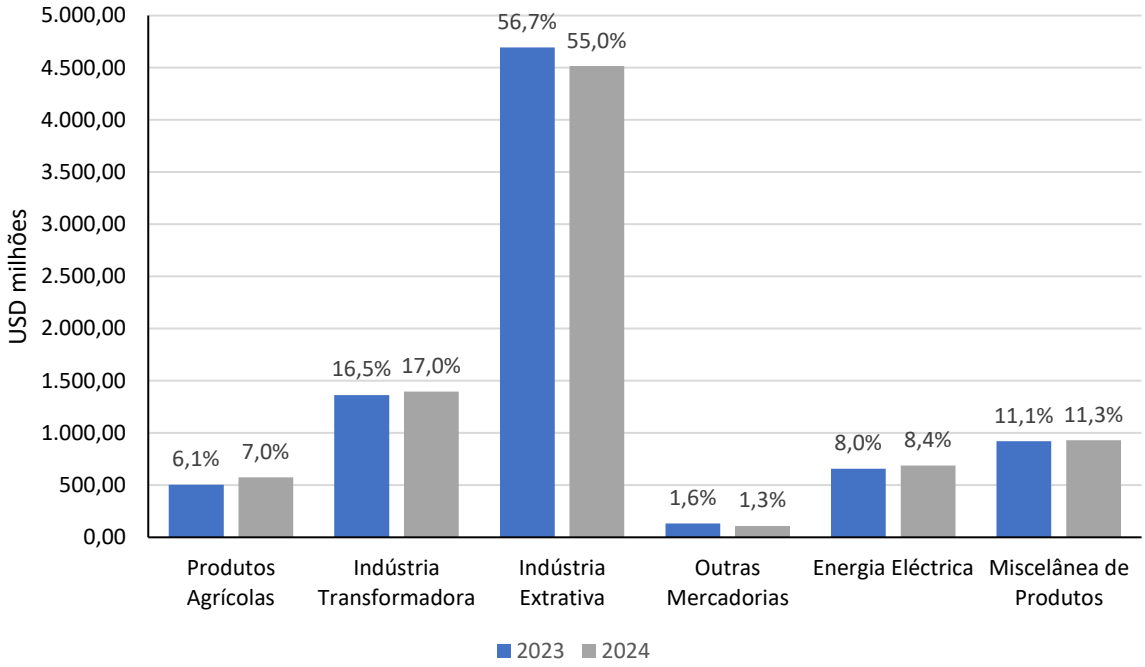


Gráfico 7 – Exportações de bens (Fonte: Banco de Moçambique)

7.3.3 Emprego

A presente secção apresenta informação relativa ao emprego gerado pela indústria extractiva em Moçambique, no período de reporte de 2023 e 2024, com desagregação por sector e por género, em conformidade com o Requisito 6.2 do Padrão ITIE 2023. Os dados apresentados resultam da informação disponibilizada pelas entidades reguladoras competentes para os sectores mineiro e de hidrocarbonetos.

Sector mineiro

No sector mineiro, em 2023, foram reportados 5.553 trabalhadores, dos quais 5.116 eram homens e 437 mulheres, evidenciando uma participação predominantemente masculina na força de trabalho do sector. A presença feminina representou uma parcela reduzida do total de trabalhadores, concentrando-se maioritariamente em funções de apoio e serviços associados às operações mineiras.

Em 2024, o número de trabalhadores no sector mineiro foi de 2.522, incluindo 2.372 homens e 150 mulheres. Tal como no ano anterior, a estrutura do emprego manteve-se maioritariamente masculina, com uma participação feminina residual no conjunto da força de trabalho.

Número de trabalhadores

Anos	Homens	Mulheres	Total
2023	5.116	437	5.553
2024	2.372	150	2.522

Tabela 56 – Nível de emprego no sector mineiro

O INAMI esclareceru que os dados sobre emprego são extraídos dos relatórios das empresas, e não são reportados de forma uniforme em todas as empresas, sendo que algumas empresas apresentam e outras não, como é o caso de informação sobre o género. Entretanto, o INAMI tem notificado as empresas mineiras a reportar estes dados aquando das análises dos seus relatórios não tendo logrado resultados positivos, pelo que está planificada para o ano de 2026, a notificação massiva das empresas no sentido de actualizarem dentre outros dados, os referentes a mão de obra, de modo que se tenha maior detalhe dos mesmos.

Sector de hidrocarbonetos

No sector de hidrocarbonetos, a informação disponibilizada pelo INP evidencia a participação de trabalhadores nacionais nos principais projectos de petróleo e gás natural em curso no país, localizados nas bacias do Rovuma e de Moçambique.

De acordo com os dados reportados, os projectos Mozambique LNG (Área 1 da Bacia do Rovuma), operado pela TotalEnergies, Rovuma LNG (Área 4 da Bacia do Rovuma), operado pela Mozambique Rovuma Venture SpA (MRV), Coral Sul FLNG (Área 4 da Bacia do Rovuma), operado pela Mozambique Rovuma Venture SpA, bem como os projectos de Pande e Temane, operados pela Sasol, concentraram a maior parte da força de trabalho nacional afectada às operações petrolíferas e de gás natural.

Os dados indicam níveis diferenciados de emprego entre os projectos, reflectindo as distintas fases de desenvolvimento, produção e operação em que cada empreendimento se encontrava durante o período de reporte:

- Mozambique LNG – Total da Forca de trabalho – 163 dos quais 38 estrangeiros e os 125 trabalhadores nacionais. Destes, 47 do sexo feminino nacionais e 78 do sexo masculino nacionais. Dos estrangeiros 20 do sexo masculino e 10 do sexo feminino.
- Rovuma LNG – Total - 24, todos nacionais, dos quais 14 trabalhadores do sexo feminino e 10 do sexo feminino.
- Coral Sul FLNG – Total de for'ca de trabalho- 1.147 dos quais 1.138 nacionais (trabalhadores directos 296, trabalhadores indirectos 842), e 9 estrangeiros . Dos trabalhadores nacionais directos 109 trabalhadores são do sexo feminino e 287 trabalhadores do sexo masculino,

distribuídas pelas seguintes regiões: Maputo – 204 trabalhadores, Pemba – 27 trabalhadores, Plataforma – 65 trabalhadores.

- PPA – Total da Forca de traballho1.255 dos quais 1242 nacionais (310 trabalhadores directos, 932 trabalhadores indirectos), e 13 trabalhadores estrangeiros. Dos trabalhadores directos nacionais 76 trabalhadores são do sexo feminino, e 234 são do sexo masculino, distribídos pelas seguintes regiões: Vilankulo – 54, Inhassoro – 28, Govuro – 4,Resto de Inhambane -11, Resto de Moçambique – 213.
- PSA – Total da Forca de trabalho 2.216, dos quais 1954 nacionais e 262 – estrangeiros, dos trabalhadores nacionais 189 trabalhadores do sexo feminino e 1765 são do sexo masculino. Os trabalhadores nacionais estão distribuídos pelas seguintes regiões: Vilanculo – 221, Govuro – 118, Inhassoro – 870, outros distritos – 119, outras províncias excepto Inhambane – 626.

7.3.4 Principais áreas/regiões onde a produção está concentrada

Os dados referentes às principais áreas/regiões onde a produção está concentrada é apresentada no Anexo 2 referente aos dados da produção. Adicionalmente, são apresentadas as áreas de ocorrência dos recursos minerais, esta informação está organizada por tipo de recurso e província.

7.4 Impacto ambiental das actividades extractivas (Requisito 6.4)

O objectivo deste requisito é proporcionar uma base que permita às partes interessadas avaliar a adequação do enquadramento regulatório e dos esforços de monitorização destinados à gestão dos impactos ambientais e sociais das indústrias extractivas, bem como avaliar o grau de cumprimento, por parte das empresas extractivas, das suas obrigações ambientais e sociais.

a) Os países implementadores devem divulgar uma visão geral das disposições legais e das regras administrativas relevantes que regem a gestão e a monitorização dos impactos ambientais e sociais no sector extractivo. Esta informação deve incluir as regras relativas a licenças e autorizações ambientais, incluindo as avaliações de impacto ambiental, social e de género, bem como os programas de reabilitação, desmantelamento e encerramento. Deve igualmente incluir informação sobre os papéis e responsabilidades das entidades governamentais competentes na implementação das regras e regulamentos aplicáveis.

O CC é encorajado a incluir igualmente informação sobre quaisquer reformas planeadas ou em curso.

b) Os países implementadores e as empresas reportantes devem assegurar que as avaliações de impacto ambiental, social e de género, os relatórios de monitorização, as licenças e as autorizações exigidos por lei ou por contrato sejam, na prática, publicamente acessíveis.

c) As empresas são encorajadas a divulgar informação adicional sobre a sua gestão e os seus impactos sociais, de género e ambientais.

d) Os países implementadores são encorajados a divulgar informação sobre as práticas de monitorização e fiscalização relacionadas com os impactos ambientais e sociais das actividades extractivas. Tal poderá incluir informação sobre actividades de monitorização ambiental e social realizadas em matérias como a água, o solo, as emissões e os direitos humanos, bem como os resultados dessas actividades.

e) Os países implementadores são encorajados a divulgar informação sobre os processos de aplicação de sanções ambientais, incluindo quaisquer sanções aplicadas.

7.4.1 Legislação

Com o objectivo de prevenir e mitigar os riscos ambientais inerentes às actividades de exploração mineira e petrolífera, bem como de promover uma gestão eficiente e responsável dos recursos do sector extractivo, orientada para o desenvolvimento sustentável do país no médio e longo prazo, o Governo aprovou um conjunto de instrumentos legais estruturantes, dos quais se destacam:

- Decreto n.º 26/2004, de 20 de Agosto, que aprovou o Regulamento Ambiental para a Actividade Mineira, estabelecendo normas destinadas à prevenção, controlo, mitigação, reabilitação e compensação dos impactos ambientais resultantes da actividade mineira. Este diploma foi alterado pelo Decreto n.º 42/2008, de 4 de Novembro, e posteriormente revogado e substituído pelo Decreto n.º 54/2015, de 31 de Dezembro;
- Decreto n.º 56/2010, de 22 de Novembro, que aprova o Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas, definindo, entre outros aspectos, os procedimentos aplicáveis no âmbito da Avaliação de Impacto Ambiental;
- Resolução n.º 13/2016, de 10 de Agosto, da Assembleia da República, que institui a Agência Nacional para o Controlo da Qualidade Ambiental (AQUA), com vista ao reforço dos mecanismos de controlo e monitoria da qualidade ambiental; e
- Diploma Ministerial n.º 118/2022, de 21 de Novembro, que aprova o Regulamento sobre o Processo de Avaliação do Impacto Ambiental (AIA), consolidando e actualizando os procedimentos aplicáveis a projectos com potencial impacto ambiental significativo.

No sector mineiro, compete ao INAMI a promoção de acções de controlo da qualidade ambiental, visando a conservação da biodiversidade e a protecção dos demais componentes ambientais, bem como a implementação de projectos piloto de desenvolvimento, testagem e aplicação de tecnologias orientadas para o processamento mineiro e para a prevenção e mitigação da degradação ambiental.

Por sua vez, no sector de hidrocarbonetos, é da competência do INP assegurar o cumprimento dos requisitos legais e regulamentares em matéria de segurança operacional, protecção ambiental, bem como de emergência e contingência, no âmbito das operações petrolíferas.

7.4.2 Procedimentos de monitoria

No que respeita aos procedimentos de inspecção, fiscalização e monitorização dos impactos ambientais associados às actividades extractivas, o quadro legal aplicável — designadamente o Regulamento Ambiental para a Actividade Mineira e o Regulamento Ambiental para as Operações Petrolíferas — estabelece que a realização das auditorias ambientais compete ao Ministério que tutela a área do ambiente, através da AQUA, em articulação com as entidades sectoriais competentes.

Neste contexto, as empresas titulares de direitos mineiros e petrolíferos mantêm a responsabilidade de proceder à monitorização regular dos parâmetros ambientais relevantes, em conformidade com os respectivos Planos de Gestão Ambiental (PGA), devendo submeter os relatórios de monitoria e conformidade às autoridades competentes.

De acordo com a informação disponibilizada pela AQUA, no período de reporte correspondente aos anos de 2023 e 2024, foram realizadas dezanove (19) auditorias ambientais no sector extractivo, abrangendo auditorias de natureza pública e privada, das quais nove (9) tiveram lugar em 2023 e dez (10) em 2024. As acções de fiscalização e auditoria permitiram identificar diversas constatações recorrentes, designadamente fragilidades nos sistemas de monitoria da qualidade das águas superficiais e subterrâneas, deficiências na gestão de bacias de rejeitos, problemas relacionados com a drenagem e tratamento de efluentes, bem como situações de incumprimento dos procedimentos previstos nos Planos de Gestão Ambiental. Em função destas constatações, foram emitidas recomendações técnicas, notificações formais e, em alguns casos, propostas de suspensão de actividades até à correcção das irregularidades identificadas, bem como submissão de processos às autoridades judiciais competentes.

Relativamente ao sector de hidrocarbonetos, destaca-se a realização, entre 15 e 18 de Outubro de 2023, de uma Auditoria Ambiental às Operações de Perfuração da Sasol Petroleum Temane, na

província de Inhambane, conduzida pela AQUA, em coordenação com o INP e a Agência Norueguesa para o Ambiente (NEA). Esta auditoria teve como objectivo avaliar o funcionamento e o grau de maturidade do sistema de gestão ambiental da operadora, bem como a conformidade legal e o cumprimento das melhores práticas internacionais aplicáveis à indústria de petróleo e gás. O exercício incluiu igualmente a verificação do grau de implementação das medidas de prevenção e mitigação dos impactos ambientais, conforme previsto no respectivo PGA, tendo os resultados sido consolidados no relatório de auditoria correspondente.

No que concerne ao ano de 2024, o INP informou que não participou na realização de auditorias ambientais, por não ter recebido convite formal por parte da AQUA, entidade legalmente responsável pela planificação e execução das auditorias ambientais.

Fundo desmobilização

Relativamente a desmobilização, de acordo com a informação disponibilizada pelo INAMI, o quadro legal actualmente aplicável à actividade mineira encontra-se em processo de desenvolvimento no que respeita à definição de critérios técnicos e metodológicos para a elaboração, avaliação e aprovação dos Planos de Encerramento, Desactivação e Reabilitação de Minas, bem como para a determinação do valor das cauções financeiras associadas. Em particular, foi referido que os instrumentos legais existentes poderão beneficiar de um maior nível de detalhe quanto aos termos de referência, estrutura, conteúdos mínimos e critérios de avaliação destes planos, de modo a promover maior consistência técnica na sua elaboração e análise.

Neste contexto, o INAMI indicou ter submetido à Direcção Nacional de Geologia e Minas (DNGM) uma proposta para o desenvolvimento de um instrumento legal específico que permita reforçar o enquadramento jurídico aplicável, designadamente no que respeita à definição de critérios para o conteúdo dos planos de encerramento e à metodologia de cálculo das cauções financeiras, o que constitui um desenvolvimento positivo no sentido do fortalecimento do quadro regulatório do sector.

Por seu turno, o INP partilhou que, no âmbito da implementação do Projecto Coral Sul FLNG, cuja produção se iniciou em 2022, e em cumprimento do disposto no CCPP relativamente ao fundo de desmobilização, foi aberta, em 2023, uma conta a prazo no Banco Vista, com um saldo inicial de USD 10.000. Esta informação evidencia a existência de mecanismos financeiros destinados a assegurar o cumprimento das obrigações futuras de desmobilização, constituindo um exemplo prático de implementação de instrumentos previstos contratualmente.

Neste sentido, considera-se relevante que, em futuros ciclos de reporte, seja progressivamente reforçada a divulgação de informação relativa à supervisão exercida pelo Estado sobre os processos de encerramento e desmantelamento de projectos, incluindo: (i) os critérios técnicos aplicáveis à aprovação dos planos de encerramento; (ii) os mecanismos de determinação e monitoria das garantias financeiras; e (iii) os instrumentos financeiros constituídos para assegurar a execução das obrigações de reabilitação, em alinhamento com o Requisito 6.4 do Padrão ITIE 2023.

8. OUTROS ASPECTOS

Componente Temática – Grafite e Gás Natural Liquefeito (GNL)

8.1 Enquadramento, âmbito e metodologia

8 Esta componente temática apresenta uma análise do desempenho económico, fiscal e institucional de projectos seleccionados de exploração de grafite e de gás natural liquefeito (GNL) em Moçambique, com enfoque nos exercícios económicos de 2023 e 2024. Sempre que pertinente, a leitura é complementada por referências comparativas a 2022 e por uma análise evolutiva do período 2020–2024, com o objectivo de identificar tendências gerais e variações relevantes.

O objectivo central consiste em fornecer uma leitura analítica focalizada em duas dimensões-chave: (i) impacto fiscal; e (ii) impacto económico.

Do ponto de vista metodológico, importa salientar que esta componente não constitui uma auditoria financeira nem um exercício de reconciliação de pagamentos. A análise limitou-se à informação disponível e publicamente divulgada em Relatórios da ITIE Moçambique e por entidades reguladoras e governamentais competentes, complementada por pesquisa documental. Os dados relativos as contribuições fiscais de 2020 a 2022 foram retirados dos relatórios de ITIE publicados nos anos passados, enquanto as contribuições de 2023 e 2024 foram retirados dos mapas partilhados pela Autoridade Tributária. Atendendo ao tempo disponibilizado para a elaboração do presente Relatório, não foi possível proceder a uma análise mais aprofundada ou ao desenvolvimento de exercícios analíticos adicionais, designadamente de natureza comparativa ou prospectiva, para além da apreciação da completude, consistência temporal e fiabilidade geral dos dados analisados.

8.2 Projectos analisados

A análise incide sobre o conjunto de projectos dos subsectores do grafite e do gás indicados abaixo, permitindo contextualizar os resultados fiscais e económicos apresentados nas secções subsequentes.

Sector mineiro (grafite):

- Twigg Mining Exploration
- GK Ancuabe Graphites Mine

Sector de hidrocarbonetos (petróleo e gás):

- Sasol Petroleum Temane (SPT)
- Mozambique Rovuma Venture SpA (MRV)
- Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH, EP)
- Matola Gas Company (MGC)

8.3 Mensagens-chave | Síntese 2023–2024

Indicador	2023	2024	Variação	Nota analítica
Exportações de GNL – Coral Sul FLNG (MMBTU)	138.886.490	173.611.450	↑ (crescimento) (≈ +25%)	Como resultado da conjugação de factores operacionais, técnicos e de mercado típicos da fase inicial de um projecto de gás
Exportações de grafite (t)	96.671	55.707	↓ (redução) (≈ – 42%)	Devido a queda acentuada dos preços internacionais, resultante do abrandamento da procura.
Contribuição fiscal total – Mozambique Rovuma Venture SpA (milhões de MT)	8.403,37	6.905,99	↓ (redução) (≈ – 18%)	Redução acentuada, resultante da queda dos preços internacionais, com impacto na diminuição do IRPC.
Emprego directo – sector mineiro (nº de trabalhadores)	5553	2522	↓ (redução) (≈ – 55%)	Queda relevante do emprego reportado
Despesas em treinamento (MT)	154.957.500,00	148.674.500,00	Ligeira redução - (≈ – 4%)	Manutenção do esforço de capacitação, com ligeira redução do total agregado em 2024.

Tabela 57 – Síntese do impacto económico do grafite e GNL

8.4 Impacto Fiscal

A avaliação do impacto fiscal analisa as receitas arrecadadas pelo Estado associadas aos projectos de grafite e gás, desagregadas por fluxo de receita e por empresa. A análise privilegia a evolução no período 2020–2024, com enfoque comparativo entre 2023 e 2024.

8.4.1 Sector mineiro (grafite)

No subsector do grafite, a estrutura de contribuição fiscal é dominada pelo IRPS e pelo IPM, reflectindo, de alguma forma, a natureza intensiva em mão-de-obra das operações e a incidência directa da tributação sobre os volumes produzidos.

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	13,02	15,34	21,15	23,44	11,66	**84,61**
IRPS	154,18	128,65	152,23	144,13	182,29	**761,48**
ISS	0,00	1,71	0,66	0,66	0,00	**3,04**
IPM	5,62	22,63	91,90	116,39	20,89	**257,43**
IS	0,00	0,007	0,00	0,00	0,00	**0,01**
Outros (contribuições e taxas)	0,00	0,00	0,00	5,37	0,00	**5,37**
M/B Geral	0,003	2,00	0,00	0,00	0,00	**2,00**
TOTAL	**172,83**	**170,34**	**265,94**	**289,99**	**214,84**	**1.113,94**

Tabela 58 – Contribuição fiscal da Twigg Mining Exploration

A Twigg Mining Exploration apresenta volumes de contribuição fiscal elevados e relativamente estáveis ao longo do período, com destaque para o IRPS, que representa a principal fonte de receita fiscal, evidenciando a importância do emprego directo na base tributária do projecto. O pico observado em 2023 resulta do aumento simultâneo do IPM e do IRPS, associado a maiores níveis de produção e actividade.

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	0,12	0,03	3,22	0,03	0,22	**3,62**
IRPS	8,96	0,00	7,70	6,91	2,84	**26,41**
ISS	0,17	0,00	0,00	0,00	0,20	**0,37**
IPM	6,41	0,00	3,54	5,08	1,30	**16,33**
IS	0,00	0,00	0,00	0,71	0,00	**0,71**
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
M/B Geral	0,0004	2,00	0,0002	0,00	0,00	**2,00**
TOTAL	**15,66**	**2,03**	**14,46**	**12,73**	**4,56**	**49,44**

Tabela 59 – Contribuição fiscal da GK Ancuabe Graphites Mine

A GK Ancuabe Graphites Mine evidencia uma contribuição fiscal mais reduzida e volátil, compatível com uma escala operacional inferior e com flutuações significativas na actividade produtiva. A redução acentuada em 2024 reflecte a quebra da produção e das exportações registada nesse exercício.

8.4.2 Sector de hidrocarbonetos (GNL)

No sector de hidrocarbonetos, a arrecadação fiscal é dominada pelo IRPC e pelo IPP, com forte concentração nos projectos em fase de produção.

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	3.428,63	1.487,05	3.431,25	6.939,71	5.267,23	**8.346,93**
IRPS	145,00	184,10	300,70	329,86	291,55	**1.251,20**
ISS	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	**0,06**
IPP	181,37	388,75	419,61	387,17	222,36	**1.599,27**
IVA	0,00	0,00	0,00	281,75	124,73	**406,48**
IS	0,00	0,01	0,00	0,00	22,65	**22,66**
M/B Geral	0,90	0,05	0,00	0,00	0,00	**0,95**
Outros	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**0,00**
TOTAL	**3.755,90**	**2.060,02**	**4.151,56**	**7.938,49**	**5.928,52**	**11.627,54**

Tabela 60 – Contribuição fiscal da Sasol Petroleoum Temane, Lda

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	1.982,80	1.329,10	1.211,90	3.258,00	562,10	**8.343,90**
IRPS	137,04	18,14	22,60	23,43	25,22	**226,43**
ISS	-	0,30	-	-	-	**0,30**
IPP[36]	-	-	50,45	1.631,41	1.948,87	**3.630,72**
Petróleo-Lucro[37]	-	-	-	2.884,04	3.462,01	**6.346,05**
Bónus de Produção	-	-	-	126,54	316,35	**442,89**
IVA	-	-	-	23,09	-	**23,09**
IS	170,46-	248,85	208,10	456,87	591,44	**1.505,26**
M/B Geral	7,93	-		-	-	**7,93**
Outros	-	-	-	-	-	**0,00**
TOTAL	**2.127,77**	**1.596,39**	**1.493,05**	**8.403,37**	**6.905,99**	**20.526,57**

Tabela 61 – Contribuição fiscal da MRV - Mozambique Rovuma Venture SPA

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	23,81	6,37	14,79	54,99	136,95	**236,91**
IRPS	178,22	246,34	237,46	328,85	312,54	**1.303,42**
ISS	-	-	-	-	-	**-**
IPP	128,17	-	215,06	303,98	343,54	**990,74**
IVA	-	-	66,07	6,52	31,86	**104,45**
IS	-	2,22	-	-	6,38	**8,60**
M/B Geral	13,65	-	0,77	-	-	**14,42**
Outros	-	-	-	-	-	**-**
TOTAL	**343,84**	**254,93**	**534,15**	**694,34**	**831,27**	**2.658,54**

Tabela 62 – Contribuição fiscal da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, ENH – EP

[36] Relativamente aos anos de 2023 e 2024 efectuou-se a soma dos dados partilhados pela AT e a informação disponível no *website* do FSM (https://fundosoberano.mz/).

[37] Dados disponíveis no *website* do FSM (https://fundosoberano.mz/receitas-lng/).

Montantes em milhões de meticais

Imposto	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
IRPC	453,32	162,22	256,05	165,00	100,41	**1.137,00**
IRPS	65,99	86,08	108,29	118,25	114,84	**493,45**
ISS	-	-	-	-	-	**-**
IPP	143,98	95,68	173,42	175,60	220,67	**809,35**
IVA	-	0,80	119,18	94,28	75,88	**290,14**
IS	-	0,02	-	-	17,05	**17,07**
M/B Geral	0,17	-	0,39	-	-	**0,56**
Outros	-	-	-	0,52	0,44	**0,96**
TOTAL	**663,46**	**344,81**	**657,33**	**553,65**	**529,29**	**2.748,54**

Tabela 63 – Contribuição fiscal da Matola Gas Company, SARL

A MRV, operadora do projecto Coral Sul FLNG, assume particular relevância fiscal. Em 2023, a MRV registou uma contribuição fiscal total de 8.403,37 milhões de MT, valor que reduziu para 6.905,99 milhões de MT em 2024. Esta variação resulta sobretudo da diminuição do IRPC (de 3.258,0 para 562,1 milhões de MT) e do IPP (de 1.854,88 para 609,33 milhões de MT).

A estrutura mostra que a receita se encontra muito concentrada em 3 rubricas: IRPC, Petróleo-Lucro e IPP, representado cerca de 88,5% do total. Por outro lado, esta concentração, torna a receita pública mais exposta à volatilidade do sector extrativo.

A Sasol Petroleum Temane mantém-se como um dos principais contribuintes fiscais do subsector onshore, registando níveis elevados e relativamente estáveis de IRPC e IPP ao longo do período analisado. Este padrão reflecte a maturidade operacional dos jazigos de Pande e Temane, bem como a previsibilidade da produção e dos fluxos de caixa associados, características típicas de projectos em fase avançada do seu ciclo de vida. A redução moderada da contribuição fiscal em 2024 é consistente com oscilações normais de produção e preços, não indiciando, contudo, uma alteração estrutural relevante no desempenho fiscal do projecto.

A ENH e a Matola Gas Company apresentam igualmente contribuições fiscais relevantes, com particular incidência no IRPS e no IPP, evidenciando o seu papel central na cadeia de valor do gás natural, tanto ao nível operacional como comercial. No caso da ENH, a evolução positiva da contribuição fiscal em 2024 reflecte o reforço da sua participação nos projectos em produção e o aumento da base tributável associada à actividade. Já a Matola Gas Company mantém um perfil contributivo estável, compatível com a sua função de transporte, distribuição e comercialização de gás no mercado interno, desempenhando um papel estruturante na monetização do recurso e no abastecimento da economia nacional.

8.5 Impacto Económico

A análise do impacto económico complementa a dimensão fiscal, evidenciando os efeitos dos projectos ao nível do emprego, formação de capital humano, exportações e geração de receitas cambiais.

8.5.1 Emprego e capital humano

O impacto económico dos projectos analisados manifesta-se de forma significativa ao nível do emprego directo e do investimento em capital humano.

Número de Trabalhadores			
Anos	Homens	Mulheres	Total
2023	5116	437	5553
2024	2372	150	2522

Tabela 64 – Dados de emprego 2023 e 2024 – Sector mineiro

No sector mineiro, observa-se uma redução significativa do emprego em 2024, em linha com a diminuição da actividade produtiva e das exportações de grafite. A redução afecta tanto trabalhadores homens como mulheres, mantendo-se, contudo, a predominância masculina no emprego do subsector.

Bacia	Área de Concessão	Operador	Projecto	Força de Trabalho nacional	Força de Trabalho estrangeira	Data de Referência
Rovuma	Área 1 da Bacia do Rovuma	Total Energies	Mozambique LNG	125	38	Até Set. de 2024
	Área 4 da Bacia do Rovuma	Mozambique Rovuma Venture SpA	Rovuma LNG	24	0	Até Dez de 2024
	Área 4 da Bacia do Rovuma	Mozambique Rovuma Venture SpA	Coral Sul FLNG	1.311	9	Até Out. de 2024
Moçambique	Jazigos de Pande e Temane (PPA)	Sasol Petroleum Temane (SPT)	PPA	1.247	13	Até Dez de 2024
	Blocos de Pande e Temane (PSA)	Sasol Petroleum Mozambique	PSA	1.954	262	

Tabela 65 – Dados de emprego 2023 e 2024 – Sector de hidrocarbonetos

Os dados evidenciam que os projectos onshore de Pande e Temane concentram níveis mais elevados de emprego directo, reflectindo a natureza contínua e intensiva em mão-de-obra das operações em terra, bem como a sua maior maturidade operacional. Em contraste, o Coral Sul FLNG destaca-se como

o principal empregador no segmento offshore, o que decorre da sua fase plena de produção e da complexidade técnica associada às operações em ambiente marítimo profundo.

8.5.2 Produção, exportação e implicações macroeconómicas

Em conformidade com o Requisito 3.2 do Padrão ITIE 2023, esta secção apresenta informação sobre produção e exportação por contrato e por tipo de recurso, com base exclusivamente na informação disponibilizada pelas entidades governamentais competentes e publicada no âmbito do processo ITIE.

A exportação de grafite e de hidrocarbonetos exerce um impacto directo sobre a balança de pagamentos, influenciando a conta de bens, as receitas em moeda externa e, indirectamente, a acumulação de reservas internacionais. As variações observadas entre 2023 e 2024 reflectem, em larga medida, diferenças nos níveis de produção, no contexto operacional dos projectos e nas condições de mercado.

Produtos	U.M.	2020	2021	2022	2023	2024
Grafite	t	18,159	77,116	165,932	97,346	34,899

Tabela 66 – Quantidades produzidas de grafite em toneladas (2020 – 2024)

Os dados evidenciam um crescimento expressivo da produção de grafite até 2022, seguido de uma redução significativa em 2023 e, de forma mais acentuada, em 2024. Esta trajectória sugere um abrandamento da actividade produtiva no subsector, com impactos directos ao nível das exportações e da arrecadação fiscal associada.

Contrato/ Projecto	Hidrocarbone-tos	Unidade	Produção 2023	Produção 2024	Exportação 2023	Exportação 2024
PPA	Gás Natural	Pj/a	192,5	182,4	159,9	149,3
	Condensado	kbbl	247	288,9	247,2	292,8
PSA	Gás Natural	Pj/a	----	11,5	----	11,5
	Condensado	kbbl	----	17,2	----	14
Coral Sul FLNG	GNL	MMBTU	142.459.405	173.614.203	138.886.490	173.611.450
	Condensado	kbbl	1363,5	1587,1	1236,8	193,3

Tabela 67 – Quantidades produzidas e exportadas de hidrocarbonetos em 2023 e 2024

No subsector dos hidrocarbonetos, destaca-se o aumento substancial da produção e exportação de GNL no projecto Coral Sul FLNG em 2024, o que se traduz num reforço das receitas de exportação e da posição externa do país. Em contraste, observa-se uma ligeira redução da produção e exportação de gás natural no âmbito do PPA, compatível com a maturidade dos jazigos de Pande e Temane.

Produtos	U.M.	2023	2024
Grafite	t	96,671	55,707

Tabela 68 – Dados de exportação do grafite 2023 e 2024

A redução do volume exportado de grafite em 2024, face a 2023, constitui um factor de pressão negativa sobre a diversificação da base exportadora e sobre a contribuição do subsector mineiro para a balança comercial. Em termos macroeconómicos, este comportamento contrasta com o desempenho do GNL, reforçando a crescente dependência das exportações de hidrocarbonetos na estrutura das receitas externas do país.

Avaliação da Implementação e Potencial de Utilização do G-Factor no Contexto da ITIE Moçambique

9.1 Enquadramento e objectivo do G-Factor

9

O G-Factor para Recursos Naturais, desenvolvido pelo grupo Gemfields Group, constitui um indicador sintético concebido para medir, de forma padronizada, a contribuição fiscal directa das empresas que operam na extracção e comercialização de recursos naturais para os Estados anfitriões. O mecanismo visa traduzir, num único indicador percentual, o peso relativo das principais transferências financeiras efectuadas pelas empresas para o Estado, em relação à sua receita total.

O G-Factor foi concebido como uma *rule-of-thumb*[38], permitindo uma leitura agregada, simples e inteligível da contribuição fiscal directa das empresas extractivas, sem prejuízo da divulgação detalhada e desagregada de informação exigida por outros instrumentos de transparência, designadamente o Padrão ITIE.

O G-Factor é expresso como uma percentagem e resulta da seguinte fórmula:

$$\text{G-Factor}_p = \frac{A_p + B_p + C_p + D_p}{E_p}$$

em que:

- A corresponde ao total de *royalties* mineiros ou petrolíferos (impostos sobre a produção) pagos pela empresa ao Estado no período;
- B corresponde ao imposto sobre o rendimento das pessoas colectivas efectivamente pago;
- C corresponde aos dividendos pagos ao Estado, sempre que este detenha participação accionista na empresa reportante;
- D corresponde aos impostos ou taxas incidentes sobre exportações;
- E corresponde à receita total da empresa no período;
- p corresponde ao período de referência, geralmente apurado para: (i) o último exercício; (ii) os últimos cinco anos; e (iii) os últimos dez anos.

[38] Métrica de orientação

O modelo assenta exclusivamente em valores efectivamente pagos durante o período de referência, excluindo montantes meramente reconhecidos contabilisticamente ou ainda não liquidados, reforçando assim a consistência do indicador numa perspectiva de fluxos financeiros reais. Refira-se que o processo de reconciliação da ITIE também segue este pressuposto.

9.2 Avaliação crítica do instrumento

O G-Factor apresenta limitações que devem ser consideradas na sua interpretação e eventual aplicação:

- trata-se de um indicador simplificado, que não pretende captar a totalidade da contribuição económica das empresas para o Estado;
- ficam excluídos diversos impostos e contribuições indirectas relevantes, tais como IVA, direitos aduaneiros, contribuições para a segurança social, impostos sobre salários, impostos de superfície, bem como investimentos sociais obrigatórios ou voluntários;
- a diversidade geológica, económica e operacional dos projectos extractivos limita a comparabilidade directa entre empresas, sectores ou jurisdições.

Estas limitações são reconhecidas pelos próprios proponentes do modelo, que sublinham que o G-Factor não substitui análises fiscais detalhadas, nem avaliações da progressividade, equidade ou eficiência dos regimes fiscais aplicáveis ao sector extractivo.

9.3 Articulação com o Padrão ITIE 2023

O G-Factor não constitui um requisito autónomo do Padrão ITIE 2023. Contudo, o seu racional encontra-se alinhado com os objectivos centrais da Iniciativa, nomeadamente:

- a promoção da transparência sobre as receitas geradas pelo sector extractivo;
- a melhoria da compreensibilidade e acessibilidade da informação para o público em geral;
- a contextualização das receitas extractivas no quadro mais amplo da economia nacional.

Neste sentido, o G-Factor pode ser entendido como um instrumento complementar, que poderá reforçar a comunicação e interpretação da informação fiscal já divulgada ao abrigo dos Requisitos 4, 5

e 6 do Padrão ITIE, sem prejuízo da obrigatoriedade de divulgação desagregada e sistemática das diferentes categorias de receitas.

No contexto de Moçambique, a eventual utilização do G-Factor poderá apresentar vantagens relevantes, desde que enquadrada de forma adequada:

- permitir uma leitura sintética da contribuição fiscal directa das empresas mineiras e petrolíferas;
- facilitar a análise da evolução temporal da contribuição fiscal de determinados projectos ou empresas;
- reforçar a comunicação pública e a compreensão dos fluxos financeiros do sector extractivo.

Todavia, a adopção do G-Factor de forma integral implicaria desafios técnicos e metodológicos, incluindo a harmonização com as categorias de receitas utilizadas pela ITIE Moçambique, a capacidade das empresas para apurar o indicador de forma consistente e a mitigação do risco de interpretações excessivamente simplificadas.

Neste contexto, considera-se que, em futuros ciclos de reporte, a ITIE Moçambique poderá ponderar o lançamento de uma fase piloto para a aplicação do G-Factor, limitada às empresas seleccionadas para o exercício de reconciliação de receitas.

Uma abordagem desta natureza permitiria testar, de forma controlada, a viabilidade técnica e a utilidade prática do indicador no contexto nacional, tirando partido da informação financeira já recolhida no âmbito do processo de reconciliação conduzido pelo AI. A fase piloto poderia igualmente contribuir para identificar desafios metodológicos, necessidades de harmonização conceptual e eventuais ajustamentos ao modelo original do G-Factor, assegurando a sua compatibilidade com o Padrão ITIE, antes de se equacionar uma eventual aplicação mais alargada em ciclos de reporte subsequentes.

10. RECOMENDAÇÕES

Recomendações

10.1 Recomendações do 13º Relatório

I. Limitação de Âmbito

10

Tendo em conta a limitação de âmbito adoptada no presente Relatório — assente na divulgação unilateral de informação por parte das entidades do Estado, sem exercício de reconciliação de receitas nem recolha de informação unilateral complementar junto das empresas extractivas — recomenda-se que o CC da ITIE Moçambique avalie, em futuros ciclos de reporte, a reposição progressiva dos mecanismos tradicionais previstos no Padrão ITIE.

Em particular, recomenda-se que o CC:

1. Reavalie a realização do exercício de reconciliação de receitas, assegurando a comparação sistemática entre os pagamentos declarados pelas empresas e os recebimentos reportados pelas entidades do Estado;

2. Considere a selecção de empresas materialmente relevantes para efeitos de recolha de informação unilateral complementar, incluindo dados operacionais e contextuais que reforcem a compreensão do sector extractivo;

3. Assegure condições institucionais e operacionais adequadas para o trabalho do Administrador Independente, incluindo acesso atempado à informação e prazos realistas de execução;

A implementação destas recomendações contribuirá para reforçar a transparência, a robustez e a credibilidade do Relatório ITIE Moçambique, em conformidade com os objectivos e princípios do Padrão ITIE 2023.

II. Mecanismos de Fixação de Preços do Carbono

Considerando o disposto no sub-requisito c) do Requisito 3.1 do Padrão ITIE 2023, que encoraja a divulgação de informação relativa aos mecanismos de fixação de preços do carbono ou a impostos sobre o carbono materialmente relevantes para as indústrias extractivas, recomenda-se que o CC da ITIE Moçambique avalie, em futuros ciclos de reporte, a inclusão progressiva desta temática no âmbito do Relatório ITIE.

Em particular, recomenda-se que o CC:

1. Promova a articulação com as entidades governamentais competentes, nomeadamente os sectores responsáveis pelo ambiente, finanças públicas e energia, com vista à identificação de

políticas, reformas em curso ou iniciativas planeadas relacionadas com a tributação ambiental e a transição climática; e

2. Assegure a divulgação de informação sumária e contextual, sempre que existam mecanismos de precificação do carbono aplicáveis às indústrias extractivas, incluindo a sua natureza, objectivos, entidades responsáveis e base de incidência.

III. Requisito 2.5 – Beneficiários efectivos

Tendo em consideração o enquadramento legal vigente em Moçambique em matéria de beneficiários efectivos, bem como as limitações identificadas no âmbito da elaboração do presente Relatório, recomenda-se que o Comité de Coordenação da ITIE Moçambique reforce, de forma progressiva e estruturada, os mecanismos de divulgação pública da titularidade efectiva das entidades que operam nas indústrias extractivas, em estrita conformidade com o Requisito 2.5 do Padrão ITIE 2023.

Em particular, recomenda-se que o Comité de Coordenação, em articulação com as entidades governamentais competentes, promova a definição e implementação de um modelo funcional de acesso público à informação sobre beneficiários efectivos, privilegiando a utilização de registos oficiais existentes, nomeadamente o Registo das Entidades Legais.

Adicionalmente, recomenda-se que o Comité de Coordenação avalie a viabilidade de estabelecer mecanismos institucionais que permitam, em futuros ciclos de reporte, a verificação sistemática da existência e actualização das declarações de beneficiário efectivo das empresas extractivas materialmente relevantes, bem como a identificação e divulgação de eventuais lacunas de reporte, em especial nos casos de incumprimento dos prazos legais ou de ausência de informação sobre pessoas politicamente expostas.

IV. Requisito 3.1 e 3.2 (Fontes, métodos e verificação dos dados de produção)

Atendendo ao disposto no sub-requisito b) do Requisito 3.4 do Padrão ITIE 2023, que estabelece a necessidade de divulgação das fontes e dos métodos utilizados para o cálculo dos volumes e valores de produção, bem como dos mecanismos existentes para monitorizar e verificar a exactidão dos dados de produção, recomenda-se que o CC adopte medidas específicas para assegurar o cumprimento progressivo deste sub-requisito em futuros ciclos de reporte.

V. Requisito 3.4 – Emissões de gases com efeito de estufa

À luz do disposto no Requisito 3.4 do Padrão ITIE 2023, relativo à divulgação de informação sobre emissões de gases com efeito de estufa (GEE), e considerando que, no presente ciclo de reporte, foi possível obter informação pontual junto do INP relativa às emissões totais do projecto Coral Sul FLNG, recomenda-se que, em futuros ciclos de reporte, o CC da ITIE Moçambique avalie a integração progressiva e estruturada deste sub-requisito no âmbito do reporte nacional.

Em particular, recomenda-se que o CC:

1. Capitalize a experiência existente, tomando como ponto de partida a informação já disponibilizada pelo INP relativa a projectos petrolíferos em produção, avaliando a possibilidade de institucionalizar a recolha e divulgação periódica de dados agregados sobre emissões de GEE no sector de hidrocarbonetos;

2. Avalie a viabilidade institucional e técnica de solicitar, de forma faseada e preferencialmente voluntária, às empresas extractivas materialmente relevantes a divulgação de informação sobre emissões de GEE, em alinhamento com padrões internacionais de reporte reconhecidos;

3. Reforce a articulação com as entidades governamentais competentes, designadamente nos sectores do ambiente, energia e recursos minerais, com vista à harmonização de abordagens e ao aproveitamento de informação já existente no âmbito dos processos de licenciamento ambiental, estudos e relatórios de impacto ambiental, planos de gestão ambiental ou outros instrumentos regulatórios;

4. Integre a temática das emissões de GEE no diálogo multilateral da ITIE, promovendo a participação activa do Governo, das empresas e da sociedade civil, como parte integrante dos esforços de transparência, transição energética e alinhamento com os compromissos climáticos nacionais e internacionais assumidos por Moçambique.

A implementação destas recomendações permitirá reforçar a relevância e utilidade do Relatório ITIE como instrumento de transparência e prestação de contas, contribuindo para uma compreensão mais informada do impacto ambiental das indústrias extractivas e para a consolidação de boas práticas de governação do sector.

VI. Requisito 6.4: Desmobilização, desmantelamento e encerramento de projectos

No âmbito do Requisito 6.4 do Padrão ITIE 2023, e atendendo à relevância ambiental, social e económica associada aos processos de desmobilização, desmantelamento e encerramento de

projectos extractivos, recomenda-se que o Comité de Coordenação (CC) da ITIE Moçambique promova o reforço da divulgação pública de informação relativa ao acompanhamento efectuado pelo Estado a estes processos.

Importa reconhecer que já se verificam desenvolvimentos relevantes nesta matéria, nomeadamente: (i) iniciativas em curso visando o reforço do enquadramento jurídico aplicável aos planos de encerramento e às cauções financeiras no sector mineiro; e (ii) a existência de mecanismos financeiros associados à desmobilização no sector de hidrocarbonetos, conforme evidenciado pela constituição de um fundo de desmobilização no âmbito do Projecto Coral Sul FLNG.

Não obstante estes avanços, a informação disponível permanece limitada, pelo que se recomenda que, em futuros ciclos de reporte, o CC avalie a viabilidade de incluir no Relatório ITIE informação estruturada sobre:

i. os mecanismos institucionais e o enquadramento legal aplicável à supervisão e monitoria dos planos de encerramento, desmantelamento e reabilitação ambiental dos projectos mineiros e petrolíferos, incluindo desenvolvimentos normativos em curso;
ii. o grau de implementação dos planos de desmobilização e encerramento aprovados, bem como o nível de cumprimento das obrigações ambientais e sociais assumidas pelas empresas ao longo e no final do ciclo de vida dos projectos;
iii. a existência, constituição, gestão e utilização de garantias financeiras, fundos de reabilitação ou outros instrumentos (incluindo fundos de desmobilização previstos contratualmente), assegurando a transparência quanto aos montantes, regras de financiamento, entidades gestoras e mecanismos de supervisão;
iv. as principais constatações resultantes de acções de fiscalização, auditorias ou inspecções realizadas no âmbito dos processos de desmantelamento e encerramento, incluindo eventuais medidas correctivas ou sanções aplicadas.

O reforço da transparência nesta matéria contribuirá para uma melhor compreensão pública dos riscos e impactos associados ao encerramento de projectos extractivos, para o fortalecimento da responsabilização das empresas e das entidades reguladoras, e para a promoção de boas práticas de governação ambiental e social no sector extractivo em Moçambique.

VII. G-Factor

O G-Factor, desenvolvido pelo grupo Gemfields Group, pode constituir um indicador inicial de análise da contribuição fiscal directa das empresas do sector extractivo, permitindo uma leitura sintética e

comparável dos principais fluxos financeiros pagos ao Estado, sem prejuízo das limitações metodológicas inerentes ao modelo.

A sua adopção deverá ser entendida como complementar à divulgação detalhada e desagregada de receitas exigida pelo Padrão ITIE 2023, não substituindo análises fiscais aprofundadas nem os exercícios de reconciliação.

Neste contexto, considera-se que, em futuros ciclos de reporte, poderá ser ponderada a implementação de uma fase piloto do G-Factor, numa base voluntária e limitada às empresas seleccionadas para o exercício de reconciliação de receitas, permitindo testar, de forma controlada, a viabilidade técnica, a consistência metodológica e a utilidade prática do indicador no contexto moçambicano.

10.2 Seguimento das Recomendações dos Relatórios Anteriores

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
No sector mineiro, para além do sistema de cadastro mineiro que permite visualizar diversa informação sobre os títulos mineiros, recomendamos que o INAMI publique no seu website, em formato aberto, os mapas que contém os dados dos títulos mineiros, conforme o INP efectua.	10º Relatório	INAMI	Os dados são publicados e actualizados regularmente pelo INAMI, entretanto, continuam a ser disponibilizados em formato PDF.
O CC deve decidir sobre o mecanismo de divulgação da informação dos beneficiários efectivos. No entanto, entendemos que a divulgação dos beneficiários legais pode representar uma	10º Relatório	CC	A nível da legislação comercial já existe obrigatoriedade das empresas disponibilizarem a informação relativa aos beneficiários efectivos. Do esclarecimento prestado pela Direcção de Registos e Notariados da Cidade de Maputo, esta informação está disponível para

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
solução temporária, dada a dificuldade de se encontrar a informação dos beneficiários efectivos.			consulta por parte das autoridades de supervisão. Com efeito, recomenda-se ao CC a tomar iniciativas que permitam a divulgação da informação dos beneficiários efectivos das empresas que operam no sector extractivo. Note-se que, para o presente relatório, solicitou a informação dos beneficiários efectivos das empresas selecionadas para o presente relatório (vide secção 3.5).
Recomendamos que os dados de produção de minérios e hidrocarbonetos sejam disponibilizados em formato aberto nos sites do MIREME, INAMI, INP e ITIEM.	10º Relatório	MIREME, INAMI, INP e ITIEM	Os dados são publicados e actualizados regularmente, entretanto, continuam a ser disponibilizados em formato PDF.
Recomendamos que a AT reveja, na sua base de dados, as empresas classificadas como operadoras da indústria extractiva, pois, estão nela incluídas empresas que não realizam operações mineiras e petrolíferas, e faltam empresas que efectivamente desenvolvem este tipo de operações. Adicionalmente, recomendamos que se crie uma plataforma de	10º Relatório	AT e MIREME	Ainda por resolver. Existem ainda empresas que estão enquadradas no sector, mas não fazem parte da lista da AT (ex: Companhia Moçambicana de Gasoduto, ENH Kogás e ROMPCO)

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
comunicação entre o MEF e MIREME para mitigar estas situações.			
Recomenda-se que o CC efectue o mapeamento dos fluxos de receita referentes aos pagamentos subnacionais e decida se os mesmo devem fazer parte do processo de reconciliação.	10º Relatório	CC	Este relatório não compreendeu a componente de reconciliação pelo que, não foi recolhida e informação relativa aos pagamentos subnacionais. Entretanto, recomenda-se ao CC a realizar um trabalho específico dedicado a esta matéria e se posicionar quanto a necessidade de reconciliar estes fluxos de receita.
O CC deve recomendar ao governo a divulgar o racional que está por detrás dos 2,75% alocado a cada comunidade e para quais despesas/projectos foi alocado o dinheiro. Adicionalmente, o CC poderia ajudar o governo a desenhar um plano para utilizar este valor alocado as comunidades, tomando em consideração as suas necessidades específicas.	10º Relatório	CC e Governo	As Leis de Minas e Petróleos foram alteradas em 2022, bem como foi criado o Decreto nº 40/2023, de 07 de Julho, com o objectivo de melhor o quadro regulatório relativo aos critérios de alocação e gestão da percentagem das receitas destinadas ao desenvolvimento das províncias, distritos e comunidades locais onde se implementam empreendimentos de exploração mineira e petrolífera.
Recomendamos que o CC, em parceria com os reguladores do sector mineiro e hidrocarbonetos, efectuem o mapeamento de todas as despesas sociais obrigatórias, de modo a decidir se as mesmas devem ser reconciliadas.	10º Relatório	CC	Ainda por resolver. No entanto, ao abrigo dos relatórios da ITIE, são divulgados os dados apresentados pelas empresas que fazem parte do processo de reconciliação. Este relatório apenas reportou a informação do sector de hidrocarbonetos

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Recomenda-se que a informação sobre os procedimentos de monitoria e auditoria ambiental levados a cabo pelas entidades competentes sejam divulgados de forma rotineira nos seus respectivos *website*, bem como no site da ITIEM.	10º Relatório	MITADER	Ainda por resolver. No entanto, ao abrigo dos relatórios da ITIE, são divulgadas as informações relacionadas aos procedimentos de monitoria e auditoria ambiental levadas à cabo pelas entidades reguladoras.
Para a aferição da eficiência e efectividade dos mecanismos escolhidos, e patentes na Lei de Minas e Petróleo, recomendamos a realização de um estudo específico sobre a parte prática do mecanismo adoptado, que podia incluir uma auscultação dos principais intervenientes do sector e a sociedade civil ou que seja publicado o trabalho realizado que deu lugar a criação da Lei de Minas e Petróleo.	9º Relatório	MIREME	O trabalho recomendado não foi realizado.
No sector mineiro, para além do sistema de cadastro mineiro que permite visualizar diversa informação sobre os títulos mineiros, recomendamos que o INAMI publique no seu *website*, em formato aberto, os mapas que contém os dados dos títulos mineiros.	9º Relatório	INAMI	Cumprido. O INAMI já publica de forma rotineira sobre os títulos mineiros. Apenas falta divulgar esta informação em formato aberto (ex. excel ou csv).

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Apesar do presente relatório apresentar informações sobre a participação do Estado na indústria extractiva, através do seu sector empresarial, de modo a responder integralmente a este requisito, e aos requisitos 4.2, 4.5 e 6.2, o CC iniciou o processo de contratação de um estudo específico que verse sobre esta temática. Recomenda-se que os resultados deste estudo sejam publicados assim que estiverem disponíveis.	9º Relatório	CC	Cumprido. O Estudo sobre o SEE foi publicado. O CC deve estabelecer a política relativa a periodicidade para a actualização do estudo.
Recomendamos que os dados de produção de minérios e hidrocarbonetos seja desagregada por todas as empresas que operam no país e sejam disponíveis em formato aberto nos sites do MIREME, INAMI, INP e ITIEM.	9º Relatório	INAMI, INP e MIREME	Os dados de produção são desagregados por todas as empresas que operam no país e se encontram disponíveis nos *websites* dos reguladores. No entanto, existe a necessidade de os mesmos estarem disponíveis em formato aberto.
Recomendamos que a AT reveja, na sua base de dados, as empresas classificadas como operadoras da indústria extractiva, pois, estão nela incluídas empresas que não realizam operações mineiras e petrolíferas, e faltam empresas que efectivamente desenvolvem este tipo de operações. Adicionalmente, recomendamos que se crie uma plataforma de comunicação entre o MEF e MIREME para mitigar estas situações.	9º Relatório	AT e MIREME	Continuam a existir empresas que operam no sector de hidrocarbonetos, mas que, de acordo com o classificador da AT, não integram o conjunto de empresas que operam nesse sector (por exemplo: Companhia Moçambicana de Gasoduto, ENH-Kogás e Republic of Mozambique Pipeline Company).

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Recomenda-se que o CC efectue o mapeamento dos fluxos de receita referentes aos pagamentos subnacionais e decida se os mesmo devem fazer parte do processo de reconciliação.	9º Relatório	CC	Para este relatório, as empresas não partilharam os pagamentos subnacionais, uma vez que, não houve lugar a esta fase de reconciliação por decisão do CC. Entretanto, recomenda-se ao CC a realizar um trabalho específico dedicado a esta matéria e se posicionar quanto a necessidade de reconciliar estes fluxos de receita, para os próximos relatórios.
Quanto as 2,75% destinados às comunidades, o CC deve incentivar ao governo a divulgar o racional que está por detrás do valor alocado a cada comunidade e para quais despesas/projectos o dinheiro foi alocado. Adicionalmente, o CC poderia ajudar o governo a desenhar um plano para utilizar este valor alocado as comunidades, tomando em consideração as suas necessidades específicas.	9º Relatório	Governo de Moçambique e CC	Em 2022, as Leis de Minas e de Petróleos foram actualizadas, tendo sido aumentada a percentagem dos valores canalizados para as comunidades, isto é, passou-se dos 2,75% para os 10%. No ano de 2023 foi publicado o Decreto nº 40/2023, de 07 de Julho, que Regulamenta os critérios de alocação e gestão da percentagem das receitas destinadas ao desenvolvimento das províncias, distritos e comunidades locais onde se implementam empreendimentos de exploração mineira e petrolífera. No ano de 2024 foi feita a primeira alocação com base neste normativo.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Recomendamos que o CC, em parceria com os reguladores do sector mineiro e hidrocarbonetos, efectuem o mapeamento de todas as despesas sociais obrigatórias, de modo a decidir se as mesmas devem ser reconciliadas.	9º Relatório	CC	A informação relativa as despesas sociais obrigatórias era divulgada pelas empresas seleccionadas. Porém, no presente relatório não houve processo de reconciliação. Relativamente às despesas canalizadas ao INP, são reconciliadas anualmente pelo Tribunal Administrativo, bem como, são realizadas auditorias anuais por um auditor independente seleccionado via concurso público.
O Administrador Independente entende que a definição de despesas parafiscais incluída no Padrão da ITIE pode permitir que as mesmas sejam facilmente confundidas com as despesas sociais discricionárias efectuadas por empresas públicas, pelo que, existe a necessidade do CC definir claramente quais são os gastos enquadráveis como sendo parafiscais.	9º Relatório	CC	Cumprido. De acordo com o Estudo do SEE não foram realizadas pelas EE despesas parafiscais.
Recomenda-se que a informação sobre os procedimentos de monitoria e auditoria ambiental levados a cabo pelas entidades competentes sejam divulgados de forma rotineira nos seus respectivos site, bem como no site da ITIEM.	9º Relatório	MITADER	Esta informação ainda não é divulgada de forma pública.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Actualizar o seu sistema de cobranças de modo a permitir a visualização das guias de pagamento pelos serviços centrais da DGI.	8º Relatório	Direcção Geral de Impostos	Com base no último relatório da ITIE, esta recomendação não foi cumprida. Para o presente relatório não foi possível verificar se os sistemas da AT permitem a visualização das guias de pagamento pelos serviços centrais da DGI, contanto que não foi efectuada a reconciliação.
Reduzir o período de análise do relatório para um ano, conforme recomenda o padrão, o que permite a redução dos esforços por parte dos AI's em recolher informações e por parte das empresas em sistematizar os dados e preparar os respectivos suportes documentais.	3º, 4º, 5º, 7º e 8º Relatório	ITIEM	Desde o 9.º Relatório da ITIE Moçambique, o processo de reporte tem assumido uma periodicidade anual. No entanto, o presente Relatório abrange dois anos de reporte, conforme os fundamentos e constrangimentos expostos na secção introdutória.
Realizar o concurso de selecção do AI e dar início às actividades para a elaboração do relatório de reconciliação com um prazo mínimo de 5 meses antes da data prevista para a submissão do relatório ao Secretariado Internacional.	8º Relatório	ITIEM	O serviço do AI continua a ser adjudicado em momento muito próximo do prazo de submissão do Relatório ao Secretariado Internacional da ITIE, coincidindo, em regra, com o período de encerramento do ano civil, durante o qual diversos intervenientes institucionais se encontram em regime de férias. Esta circunstância tem dificultado de forma significativa o acesso atempado do AI à informação necessária para a execução adequada do seu mandato. Adicionalmente, no âmbito do presente Relatório, o trabalho foi adjudicado com um prazo de execução de apenas um mês, o que se revela manifestamente exíguo face à complexidade e à extensão das actividades a desenvolver,

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
			condicionando a profundidade das análises e a abrangência do processo de recolha e validação da informação
Propor a incorporação na legislação de Minas a obrigatoriedade de reporte dos dados para efeitos de transparência da indústria extractiva tal como já existe no caso da Lei de Petróleos (artigo 50º) e alargar nesta última o âmbito a questões de natureza comercial.	8º e 7º Relatórios	ITIEM	A Lei de Minas foi actualizada, no entanto, não se verifica a inclusão da provisão sobre a obrigatoriedade de reporte para efeitos da ITIE.
Rever o critério de materialidade para a selecção das empresas do sector mineiro para efeitos de reconciliação dos impostos pagos	8º e 7º Relatórios	ITIEM	Cumprido.
Desenvolver a Memória Institucional do ITIEM por forma a facilitar a recolha de dados quando estes já foram colhidos para os relatórios anteriores.	8º e 7º Relatórios	ITIEM	Os relatórios da ITIE estão publicados no respectivo *website* desta iniciativa dedicado para Moçambique. Entretanto, constata-se que o website nem sempre está em funcionamento e também existe a necessidade de publicar os dados em formato aberto.
Efectuar uma acção de sensibilização por parte do Comité de Coordenação do ITIE no sector privado, sobretudo na área mineira, uma vez que a percentagem de empresas que não responde aos inquéritos é elevada.	7º Relatório	ITIEM	O presente relatório não compreendeu o processo de reconciliação por decisão do CC.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Garantir a actualização das licenças activas no Cadastro Mineiro. O Cadastro Mineiro fornecido pelo INAMI apresentou deficiências quanto ao Estado das licenças e a validade das mesmas.	8 º e 7º Relatório	Instituto Nacional de Minas	De acordo com o INAMI este é um processo contínuo e está em curso. Nos termos do artigo 146 do Regulamento da Lei de Minas, os requerentes e titulares mineiros devem comunicar a mudança de domicílio ou mandatário ao INAMI sob pena de penalização em 60 salários mínimos ou mais. Esta medida tem sido aplicada. O INAMI tem efectuado acções de sensibilização dos titulares mineiros visando actualizar os seus contactos tendo sido introduzida uma ficha de actualização dos contactos no Balcão do Cadastro Mineiro que se encontra em uso desde 02.04.2018 e que é continuamente distribuída aos titulares mineiros. A partir de 2019 com criação do *website* do INAMI têm sido divulgadas mensagens no referido portal visando sensibilizar os titulares mineiros a comunicarem a mudança de endereço físico assim como informando sobre as penalizações que podem incorrer em caso de incumprimento.
Harmonização dos dados do Cadastro Mineiro com os dados de registos da Autoridade Tributária (SICR). A inscrição no cadastro mineiro deve ser com base na declaração de registo fiscal da actividade da empresa para garantir a consistência da informação e recomenda-se que o NUIT faça parte dos elementos a introduzir no Cadastro (como campo obrigatório)	7º Relatório	Instituto Nacional de Minas	Não foi possível verificar a situação de cumprimento desta recomendação pois o trabalho não compreendeu a reconciliação, por decisão do CC.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
uma vez que esse é o elemento essencial para cruzamento de dados entre o INAMI e a Autoridade Tributária.			
Aumentar o nível de penalizações para as empresas que não actualizam os seus contactos (moradas, telefones, contactos do representante) tanto na Autoridade Tributária como no INAMI e garantir que os dados são actualizados atempadamente pela respectiva instituição.	8 º e 7º Relatório	Instituto Nacional de Minas	Continuam a existir dados desactualizados por parte das empresas, o que demonstra a falta de cumprimento dessa regra. As penalizações para as empresas que não actualizam os seus contactos constam do Regulamento da Lei de Minas, artigo 146.
Registar as transferências de licenças mineiras e actualizar o cadastro mineiro por forma a que sejam seleccionadas as empresas que efectivamente estão a fazer uso da licença quer sob a forma de subconcessionamento quer sob a forma de contrato de gestão ou exploração.	7º Relatório	Instituto Nacional de Minas	Cumprido. Esta informação é divulgada pelo INAMI no seu *website*.
Garantir que as cobranças de impostos são registadas com o NUIT da empresa (e não com o NUIT das Direcções Provinciais dos Recursos Minerais e dos outros Ministérios) embora tenha havido formações neste sentido, o problema persiste. Tendo sido apontada a rotatividade do pessoal como razão para a recorrência deste facto, há necessidade de se reforçar as acções de formações e garantir que o conhecimento seja transmitido para os funcionários que validam as guias de pagamento. A introdução	2º, 3º, 7 º e 8º Relatório	Autoridade Tributária e Instituto Nacional de Minas	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, considerando que não houve reconciliação.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
de instruções de preenchimento da guia de pagamento é essencial.			
Criar um classificador das empresas para identificar as que se enquadram na Indústria extractiva, de forma que a informação da receita da indústria seja abrangente, e não apenas considerar os mega projectos como actualmente está a ser feito. Assegurar um mecanismo comum de reporte dos dados da indústria por parte da Autoridade Tributária e do ITIEM.	8 º e 7º Relatório	Direcção Geral de Impostos	A informação disponibilizada pela AT continua a não reflectir a contribuição de todas as empresas que operam na indústria extractiva.
Concluir a preparação da guia de pagamento dos impostos específicos da Indústria extractiva que julgamos irá resolver algumas situações encontradas como: falta de campo para identificação do NUIT do contribuinte no Modelo B; classificação errada dos impostos pagos.	7º Relatório	Direcção Geral de Impostos	Cumprido. Foram publicados em 2021 as guias de pagamento dos impostos específicos.
Actualização do Sistema de Cobranças de modo a permitir que a informação reflicta a totalidade dos pagamentos efectuados pelas empresas, garantido assim que o critério de selecção das empresas não seja colocado em causa.	7º Relatório	Direcção Geral de Impostos	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados.
No processo de licenciamento mineiro, o INAMI, através do Cadastro Mineiro, deve cruzar os dados sobre os contactos das empresas com a informação que	6˚ Relatório	Instituto Nacional de Minas	Trata-se de um trabalho contínuo.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
consta no SICR da Autoridade Tributária.			
As transmissões de títulos mineiros devem ser documentadas e informatizadas no Cadastro Mineiro, de modo a permitir a colecta das taxas feitas sobre essas concessões; Este facto foi identificado no processo de reconciliação na medida em que os recebimentos confirmados pelo Estado divergiam dos pagamentos declarados pelas empresas seleccionadas, pelo facto do título mineiro encontrar-se concessionado a um terceiro e os pagamentos declarados restringiam-se a esta concessionária. A título de exemplo, a ENOP é detentora da licença e a mesma encontra-se concessionada a Mabalane Resources e a Ceta efectuou a transmissão do título mineiro a Britanor.	6˚ Relatório	Instituto Nacional de Minas	Cumprido.
As Direcções Provinciais dos Recursos Mineiras e Energia, devem obrigar as empresas a efectuarem os pagamentos de impostos e taxas usando os seus respectivos NUITs em detrimento do NUIT da DIPREME; deste modo, deve haver um alinhamento entre o DIPREME e DPEF de modo a garantir que se use efectivamente o NUIT das referidas empresas.	6˚ Relatório	Instituto Nacional de Minas	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
Recomenda-se, portanto, que o Cadastro Mineiro detenha toda a informação relevante sobre os projectos licenciados devidamente actualizada, inclusive o NUIT, endereço e contactos dos projectos e dos seus representantes, o que não ocorre actualmente.	6˚ Relatório	Instituto Nacional de Minas	Trabalho contínuo.
Todas as empresas detentoras de licenças, mas que as mesmas estejam concessionadas a outra entidade, devem comunicar ao INAMI de modo a permitir a colecta dos impostos que incidem somente na respectiva licença.	6˚ Relatório	Instituto Nacional de Minas	O INAMI tem levado a cabo campanhas de sensibilização dos titulares mineiros para formalizar as transmissões.
Actualização do Sistema do Controlo de Cobranças do Ministério das Finanças de modo a permitir que a informação obtida por parte desta instituição represente a totalidade dos pagamentos efectuados pelos projectos, de modo que o critério de selecção das empresas com base nas confirmações do Estado não seja colocado em causa e o processo de reconciliação seja eficiente. Um dos riscos associados é a possibilidade de exclusão de projectos que possam ter efectivamente contribuído com valores significativos para as receitas do Estado, com base em dados incompletos.	5˚ e 6º Relatório	Ministério da Economia e Finanças (Autoridade Tributária)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.
Informatização das fichas dos projectos da área mineira, arquivados no INAMI. Parte dos dados das empresas do sector encontram-se ainda em fichas	5˚ Relatório	MIREME (INAMI – Cadastro Mineiro)	Cumprido. A partir de Janeiro de 2017, no processo de cadastro das empresas os dados das empresas são obrigatoriamente registados no sistema cadastral. Visando garantir que todos processos anteriormente

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
físicas e manuscritas o que dificulta o acesso a informação.			cadastrados sem contactos sejam corrigidos, está em curso o projecto de digitalização do arquivo cadastral sendo a etapa seguinte a inserção de toda a informação no sistema cadastral.
Verifica-se que os dados dos projectos inscritos no Cadastro Mineiro são por vezes incompletos ou desactualizados, o que entre outras situações pode levar a impossibilidade de acesso a determinado projecto. Recomenda-se, portanto, que o Cadastro Mineiro detenha toda a informação relevante sobre os projectos licenciados devidamente actualizada, inclusive o NUIT, endereço e contactos dos projectos e dos seus representantes, o que não ocorre actualmente.	5˚ Relatório	MIREME (INAMI – Cadastro Mineiro)	Cumprido. Informação disponível no Flexi Cadastro e a sua actualização será acompanhada pela base de dados dos contractos fornecidos pelos consultores e a actualização da própria INAMI.
Actualização da base de dados da DGI de modo que contenha os últimos dados sobre endereço e contactos dos projectos.	5˚ Relatório	Ministério da Economia e Finanças (Autoridade Tributária)	Processo contínuo.
As instituições do Estado, incluindo o Cadastro Mineiro e a DGI, devem assegurar que os dados dos projectos, incluindo o nome da entidade, é uniformizado de modo a possibilitar o cruzamento de informação.	5˚ Relatório	MEF/MIREME (AT/INAMI-Cadastro Mineiro)	Processo contínuo.
As entidades competentes deveriam trabalhar de forma coordenada para assegurar a divulgação de informação referente ao registo anual global de emprego e por sector de actividade, de modo	5˚ Relatório		Cumprido.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
a suprir o défice de informação existente no país.			
As entidades competentes e as empresas a operar na indústria extractiva deveriam elaborar os seus mapas de reporte de dados de produção de modo a minimizar a possibilidade de ocorrências de falhas que possam culminar em diferenças entre a informação confirmada pelo Estado e a informação reportada pelos projectos a operar no sector, como ocorreu na elaboração do presente relatório.	5˚ Relatório	MIREME (INAMI) / Empresas	Cumprido. O CC está a coordenar com a DPD (MIREME).
O programa usado pelo Ministério de Economia e Finanças deveria permitir recolher a informação completa e correcta, referente aos pagamentos efectuados pelas empresas, porque o sistema de controlo de cobranças é descentralizado, pelo que se recomenda que o Ministério de Economia e Finanças implemente um programa que permita a centralização da informação relativa as cobranças efectuadas.	4˚ Relatório	Ministério da Economia e Finanças (Autoridade Tributária)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.
É necessária a actualização regular da base de dados do MIREME e da DGI, que deverá ser extensiva a lista de contactos das empresas e dos seus representantes.	4˚ Relatório	MEF/MIREME (AT/INAMI-Cadastro Mineiro)	Cumprido. Informação disponível no Flexi Cadastro e a sua actualização será acompanhada pela base de dados dos contactos fornecidos pelos consultores e a actualização da própria INAMI.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
A Autoridade Tributária deveria efectuar exercícios de reconciliação entre os recebimentos contabilizados pelo Estado e os pagamentos efectuados pelas empresas, por forma a identificar em tempo útil situações de irregularidade e por via dessa efectuar a regularização.	4˚ Relatório	Ministério da Economia e Finanças (Autoridade Tributária)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.
Actualização Regular da base de dados das empresas da área mineira e de hidrocarbonetos. É fulcral que o MIREME e a DGI tenham contactos e endereços das empresas e/ou seus representantes para que a fase de submissão das fichas de recolha de informação (''Reporting Templates''), seja abreviada. - Parte desta situação pode estar associada ao facto de a grande maioria de empresas estar ainda na fase de prospecção e pesquisa e não ter suporte administrativo próprio. São representadas por consultores e advogados que nem sempre têm informação financeira necessária.	3˚ Relatório	MEF/MIREME (AT/INAMI-Cadastro Mineiro)	Processo contínuo.
Dado que o sistema de controlo de cobranças de receitas do DGI é descentralizado e, por conseguinte, nem sempre é possível obter informação completa em tempo real, é preciso que se dote as diversas Áreas Fiscais de instrumentos que permitam identificar pagamentos de contribuintes de outras áreas.	3˚ Relatório	Ministério da Economia e Finanças (Autoridade Tributária)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
O processo de seleção não se deve cingir somente à informação centralmente fornecida pela DGI, sendo necessário que a mesma informação seja confirmada pelas diferentes áreas fiscais. Isto resulta do facto de a informação respeitante às receitas constantes da base de dados central apresentar alguma divergência da que é fornecida pelas áreas fiscais. - Para que este exercício possa ser realizado de modo tempestivo, é necessário que o exercício de reconciliação seja iniciado com maior antecedência já que a informação deverá ser recolhida pelas diversas áreas fiscais que, é sabido, não estão ligadas em rede ou, se o estão, não sempre fornecem informações em tempo real.	3˚ Relatório	MIREME (Comité de Coordenação)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.
À medida que o número de empresas for crescendo e as receitas específicas da actividade extractiva forem aumentando, é de se considerar que o ''inquérito'' comece a dedicar atenção aos pagamentos que as empresas fazem como sujeito passivo e, não como substitutos tributários.	2º e 3˚ Relatório	MIREME (Comité de Coordenação)	Não foi possível verificar o cumprimento desta recomendação, pelo facto de ter sido efectuada a divulgação unilateral de dados. No entanto, no 12.º Relatório ainda existiam deficiências.
O envio de comprovativos de pagamento e de recebimento, constituiu um método de validação de grande valia e que, em nossa opinião deve ser seguido em futuros trabalhos, uma vez que entendemos que não se pode impor ónus acrescido às empresas ao se	2º e 3˚ Relatório	MIREME (Comité de Coordenação)	Cumprido. O CC decidiu exigir os suportes documentais dos pagamentos e recebimentos reportados. Porém, no presente relatório não se efectuou a reconciliação.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
exigir que forneçam a informação validada/certificada por auditores independentes.			
Actualização regular da base de dados das empresas da área mineira e de hidrocarbonetos. É fulcral que o MIREME e a DGI tenham contactos e endereços das empresas para que a fase de submissão de inquéritos seja abreviada. - Parte desta situação pode estar associada ao facto de a grande maioria das empresas estar ainda na fase de prospecção e pesquisa e não ter suporte administrativo próprio. São representadas por consultores e advogados que nem sempre têm informação financeira necessária.	2˚ Relatório	MEF/MIREME (AT/INAMI-Cadastro Mineiro)	Cumprido. Informação disponível no sistema cadastral e a sua actualização será acompanhada pela base de dados dos contactos fornecidos pelos consultores e a actualização da própria INAMI.
Ao efectuar o cadastro dos contribuintes no momento em que entregam a declaração de início de actividades a DGI deverá proceder ao correcto enquadramento estatístico de modo que as empresas sejam registadas de acordo com a sua área de actividades.	2˚ Relatório	MEF (Autoridade Tributária)	Cumprido. Informação disponível no Flexi Cadastro.
AVALIAÇÃO DE MINERAIS – Para garantir a transparência na avaliação de minerais é prudente que a questão de restrição ou cobertura seja tomada em consideração na íntegra.	1˚ Relatório	MIREME (INAMI)	Cumprido. Foi revista a legislação

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
DETERMINAÇÃO NA QUALIDADE DE MINERAIS – Dado que a avaliação de minerais é afectada pela sua qualidade o MIREM/INAMI e o MEF deviam assegurar a existência de mecanismos de confirmação da qualidade fornecida pelas minas. Isto pode ser feito através da verificação independente usando a amostragem aleatória.	1˚ Relatório	MIREME (INAMI)	Cumprido. Foi revista a legislação
DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO – Será necessário que o MF e o MIREM realizem estudos para estabelecer parâmetros das actividades extractivas. Isto vai ajudar as autoridades tributárias na determinação da adequação de custo e também melhorar a transparência.	1˚ Relatório	MEF/MIREME (AT/DPD e INAMI)	Cumprido. Criada uma equipa multi-sectorial MEF/MIREME
PERMISSÃO DE CAPITAIS/DEPRECIAÇÃO – Para assegurar a transparência, o regime de permissão de capital devia ser especificado na lei e aplicado de uma forma geral.	1˚ Relatório	MEF (Autoridade Tributária)	Cumprido. Foi revista a legislação.
COLABORAÇÃO INTERSECTORIAL – A DNM e a AT não colaboram no que diz respeito à transmissão de concessões. Algumas licenças com grandes dimensões podem ser levadas à atenção da AT, mas não há uma provisão sistemática de informação da AT sobre a mudança da titularidade das concessões. A AT devia receber informações pelo menos numa base trimestral sobre quaisquer mudanças na titularidade das licenças.	1˚ Relatório	MIREME INAMI)	Cumprido. Informação disponível no sistema cadastral e criada uma equipa multi-sectorial MEF/MIREME.

Recomendações	Relatório	Responsável	Ponto de Situação
IMPOSTO DE GANHOS CAPITAIS – De forma a melhorar os tipos de rendimentos do sector extractivo, o imposto de ganhos de capitais sobre a transferência de licenças deve ser tomado em consideração.	1˚ Relatório	MEF (Autoridade Tributária)	Cumprido. A AT já tributa as mais-valias e todo o processo de transferência de licenças só se concretiza com a apresentação da certidão de quitação das Finanças.
RECOLHA DE DADOS E PUBLICAÇÃO – A publicação anual de informação dos titulares de licenças mineiras, do pagamento do imposto sobre a produção, titularidade ou partilha de acções das companhias facilitaria o acesso à informação e permitiria transparência. A longo termo isso vai ajudar na mobilização de rendimentos.	1˚ Relatório	MIREME (INAMI)	Cumprido. Informação disponível no sistema cadastral.

Tabela 69 – Seguimento das Recomendações dos Relatórios anteriores